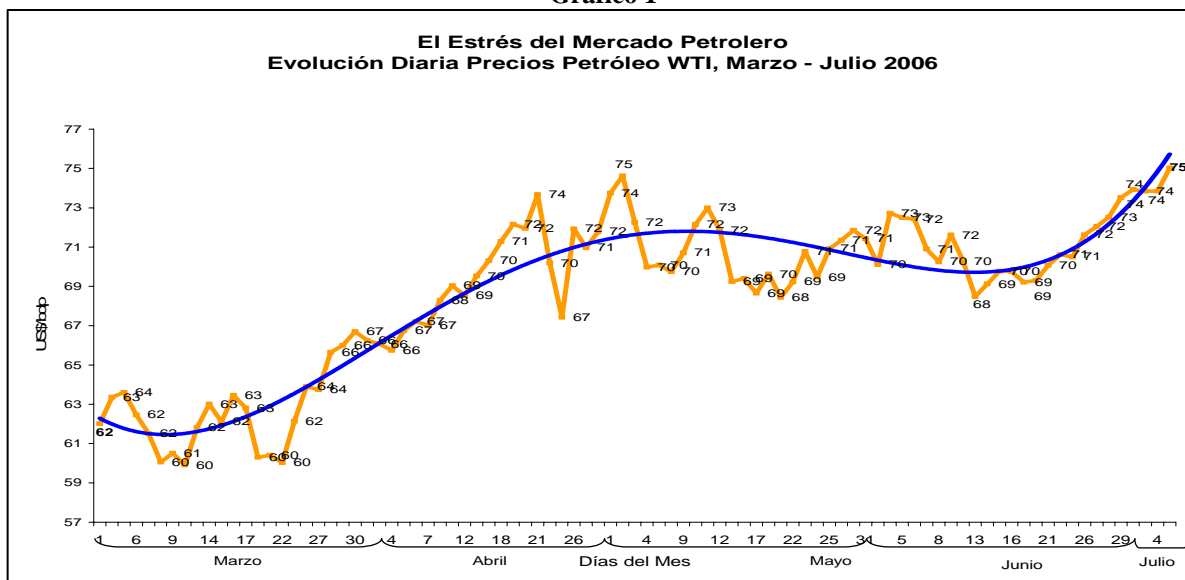


A. PETRÓLEO Y COMBUSTIBLES

1. El estrés del mercado petrolero. Un nuevo record volvió a anotarse el mercado en su tendencia alcista durante el semestre enero-junio de 2006, promediando el precio más alto de la historia petrolera (\$65.1 dólares por barril), poniendo en evidencia que sigue siendo un mercado *demandado*; que las limitaciones estructurales y coyunturales de la oferta continúan presionándolo; y que la tendencia iniciada hace 75 meses parece ir para largo, por lo menos hasta 2008-2010, según proyecciones de los expertos. Tras la relativa relajación que se observó en febrero, el mercado volvió a escalar alturas en marzo, mes en que el WTI promedió \$62.7 dólares. En los meses subsiguientes el ascenso fue rápido y sostenido, lo que hizo que el segundo trimestre del año (abril-junio) los precios internacionales estén promediando \$70.5 dólares, 11.4% más alto que la media observada en el primer trimestre. El semestre enero-junio cerró en los diferentes mercados con todos los petrolíferos (crudo dulce ligero, crudo pesado, gasolina, fuel oil y demás) experimentando alzas significativas. Particularmente el WTI, una de las referencias más importantes del mercado mundial, remontó con creces el nivel-pico alcanzado en verano de 2005, cuando los huracanes impactaron la Costa del Golfo. Que en esta coyuntura, sin desastres atmosféricos de por medio golpeando campos petroleros y dañando refinerías, el precio del petróleo se encuentre en estos niveles críticos constituye sin dudas un alerta importante para los operadores de la política económica y energética, tanto a nivel mundial como local¹.

Gráfico 1

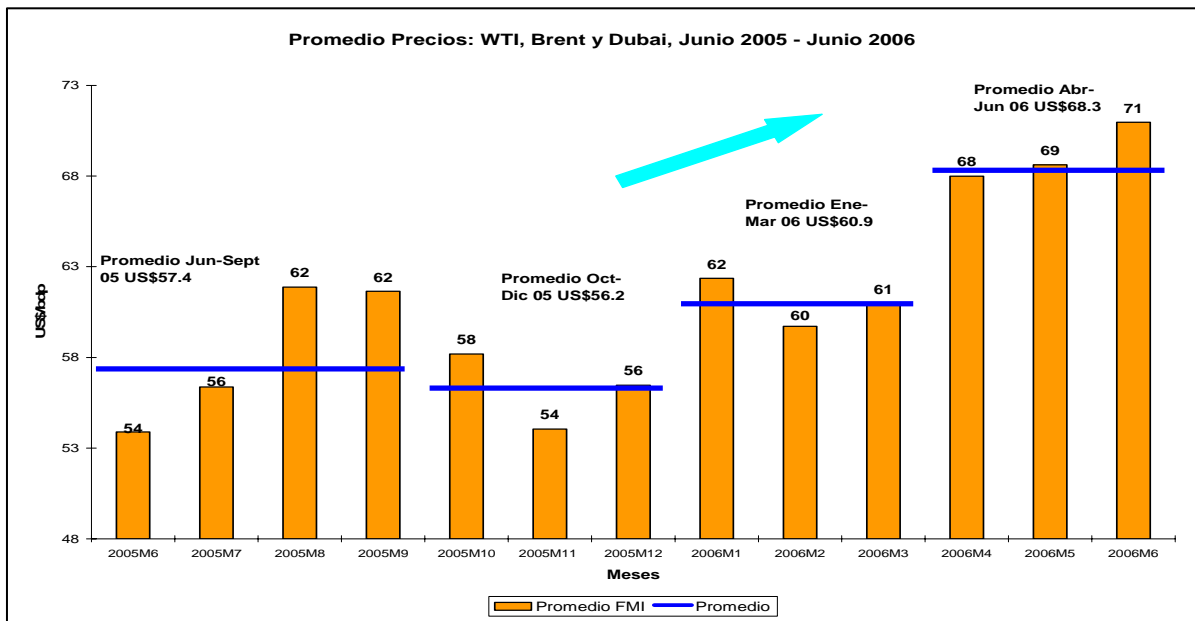


FUENTE: Elaborado por UAE/STP con datos de la Agencia Americana de la Energía.

¹ La temporada ciclónica que inició el 1ro. de junio será, nueva vez, más activa que la media histórica, aunque menos que la de 2005: se anticipan 17 tormentas tropicales, de las cuales nueve podrían ser huracanes, cinco de ellos intensos. Es difícil predecir en qué medida impactará el desarrollo de la actividad petrolera, pero la amenaza queda siempre abierta y suma riesgo e incertidumbre en el mercado.

2. La explicación. El petróleo sigue caro y subiendo, por varias razones. En primer término, porque el mercado continúa *corto*: la oferta satisface con márgenes muy limitados una demanda mundial de 85.4 millones de barriles diarios, que en 2006 está creciendo a una tasa de 1.6%². A esta condición del mercado se suman factores como el bajo nivel de inversión en plataformas de extracción y refinación, la operación al límite de la capacidad de las refinерías y resultados adversos en cuanto a descubrimiento de yacimientos. Se añaden, además, factores de carácter coyuntural, con matices estacionales y tensiones geopolíticas como son: **i)** evidencias de crecimiento sostenido, e intensificación por la temporada vacacional, de la demanda en USA, el mayor consumidor mundial (25% de la demanda global); **ii)** expectativas inciertas por el curso del conflicto entre Irán y la comunidad internacional, por el programa nuclear que desarrolla el cuarto exportador mundial de petróleo³; **iii)** recrudescimiento de la actividad guerrillera en Nigeria, el octavo productor mundial, y la incertidumbre creciente sobre las perspectivas de producción⁴; **iv)** paro de alrededor de 7.0% adicional de la capacidad de refinación, de por sí ya corta para atender a la demanda mundial, por trabajos de mantenimiento en las plantas; **v)** especificaciones más rigurosas de productos en USA, tales como la prohibición del aditivo MTBE (éter metil tert butílico), y la exigencia de añadir 2.8% de etanol a la gasolina en ese país; y **vi)** preocupación del mercado por la baja de los inventarios de gasolina en USA. En este contexto, es sintomático que la OPEP, que aporta al mercado el 35% de la demanda mundial, esté bombeando al límite de su capacidad y haya decidido a lo largo del primer semestre, contra todas las anticipaciones, no recortar su oferta, la cual supera actualmente (junio) los 30 millones de barriles diarios.

Gráfico 2



Fuente: Elaborado por UAE/STP con datos del FMI.

² Esa dinámica de la demanda continúa explicada fundamentalmente por el crecimiento de la economía mundial en 2006. De acuerdo con las proyecciones del FMI, Estados Unidos crecerá 3.4%, China (9.5%) e India (7.3%). El caso China sigue siendo relevante: su inversión bruta interna sigue con tendencia creciente y cerró 2005 con un coeficiente de 45.9% sobre el PIB, lo que garantiza el crecimiento futuro y, por ende, la contribución china a la presión sobre la demanda de petróleo.

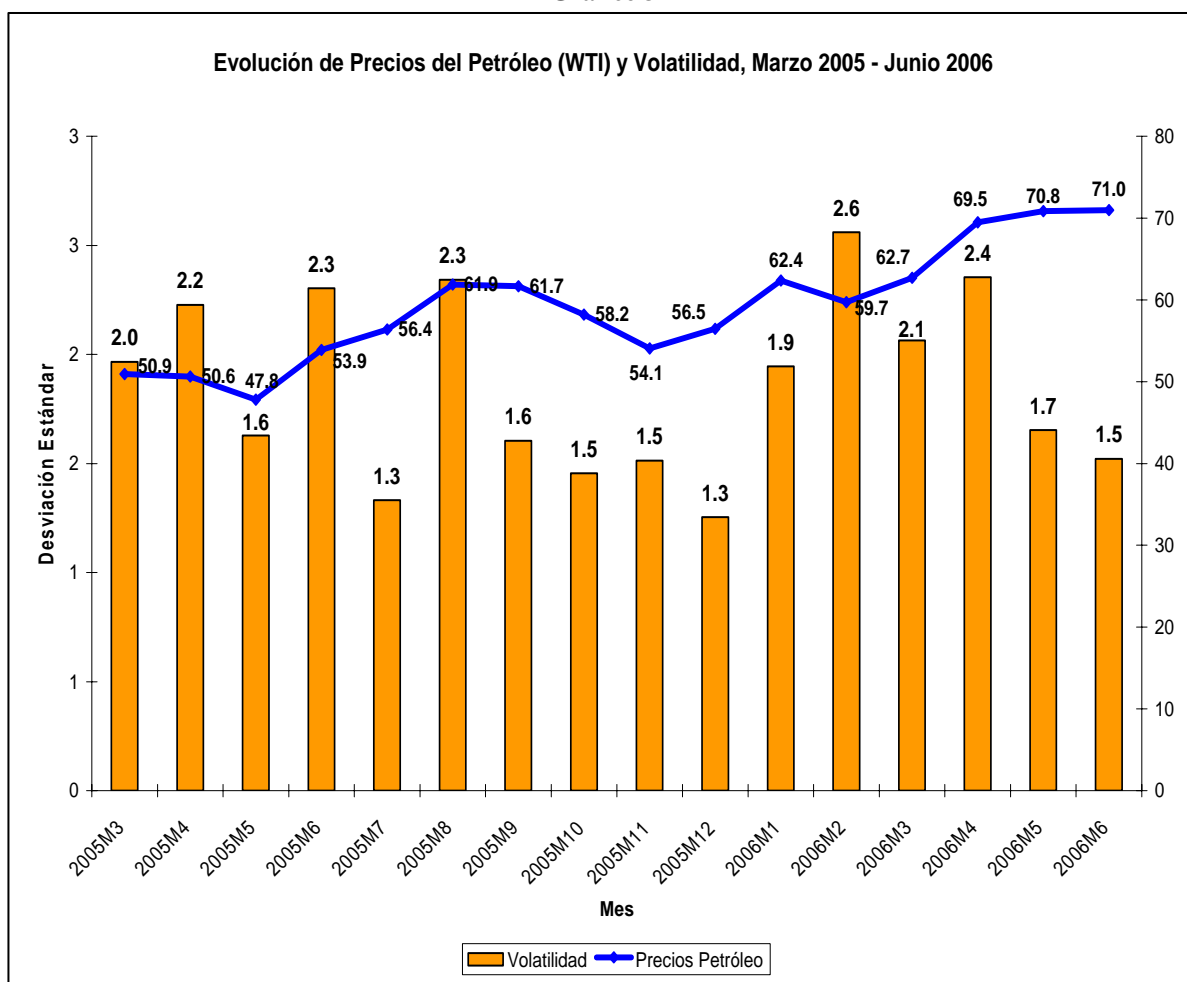
³ Irán es el cuarto productor mundial de crudo, después de Arabia Saudita, Rusia y USA, y el segundo mayor productor de la OPEP (Ver cuadros anexos). Este país está resuelto a continuar con su programa de enriquecimiento de uranio, combustible que emplearía para el desarrollo de su programa nuclear para fines pacíficos. La comunidad internacional, con USA y la UE a la cabeza, se oponen a dicho desarrollo, desconfiados de que Irán utilice el combustible para fines bélicos. Con la vista puesta en el impacto de esta crisis sobre el mercado petrolero, altos funcionarios de USA, Rusia, China, UE y Japón se esfuerzan en la búsqueda de solución diplomática al conflicto, y se cuestionan hasta qué punto convendría presionar a Irán para que desista de sus actividades nucleares sospechosas.

⁴ Royal Dutch Shell PLC, la mayor petrolera extranjera en Nigeria, redujo casi a la mitad su producción y ha declarado que no reanudará operaciones hasta que esté garantizada la seguridad de sus trabajadores.

Entre tanto, crece en el mundo la preocupación por la inflación generada por el aumento de los precios de la energía. Esto se evidencia en el hecho de que las autoridades de los bancos centrales de las economías desarrolladas continúan elevando de manera sostenida las tasas de interés, lo que abona temores por una desaceleración del crecimiento económico y una reducción de la liquidez⁵.

3. La perspectiva-OPEP: incidencia de los negocios especulativos. Para la Organización de Países Exportadores de Petróleo, un elemento que suma volatilidad, presiona al alza los precios y crea perturbaciones en el suministro mundial es la fuerte intervención de los negocios especulativos en el mercado petrolero. Según la percepción de los expertos, esto contribuye en gran medida a que el nivel de precio que se observa actualmente contenga un suplemento de riesgo de hasta \$19 dólares por barril. Esta perspectiva está actualmente en la agenda de diálogo entre los ministros de energía de la UE, los de la OPEP y USA. Un argumento que subyace a este enfoque es que la oferta está puesta en el mercado, la capacidad excedentaria cuenta con márgenes de entre 1.5 y 2.0 millones de barriles diarios; la OPEP está decidida a mantener estos niveles, al menos hasta finales de 2006, con objeto de garantizar un volumen confortable que favorezca la estabilidad del mercado con precios “justos y razonables”⁶.

Gráfico 3



Nota: Nota: La volatilidad se midió por la desviación estándar del precio internacional del WTI.

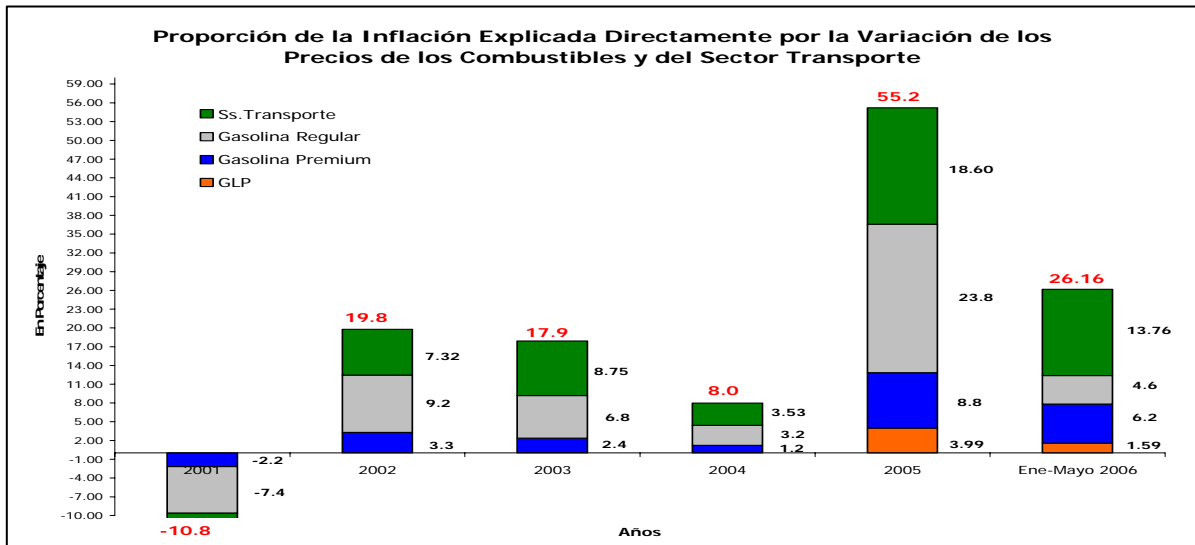
Fuente: Elaborado por UAE/STP con datos de la Agencia Americana de la Energía.

⁵ Por ejemplo, al cierre de junio, la Reserva Federal de los Estados Unidos la tasa de referencia hasta 5.25%.

⁶ Según expertos, la capacidad productiva adicional de la OPEP, que se estima entre 1.5 y 2 millones de barriles diarios, sería insuficiente para enfrentar bruscos incrementos en la demanda o interrupciones en la oferta por situaciones de emergencia.

5. Impacto en precios internos e IPC. En consonancia con la tendencia a la baja observada en los precios del petróleo durante el mes de febrero, que coincidió con un comportamiento similar observado en el mercado cambiario, los combustibles dieron un respiro moderado a los consumidores en el mercado local, tanto en el sector transporte como al doméstico. Sin embargo, el alivio se acabó en el mes de marzo con el repunte de los precios, explicado exclusivamente por el aumento de los precios del petróleo. Esta vez, el tipo de cambio mantuvo una tendencia moderada a la baja, lo que compensó parcialmente el efecto del aumento de los precios del petróleo en los combustibles. El aumento sostenido de los precios del petróleo continuó presionando al alza los productos petrolíferos en el trimestre abril-junio, impactando el comportamiento del IPC.

Gráfico 4



Fuente: Elaborado por UAE/STP con datos de SEIC.

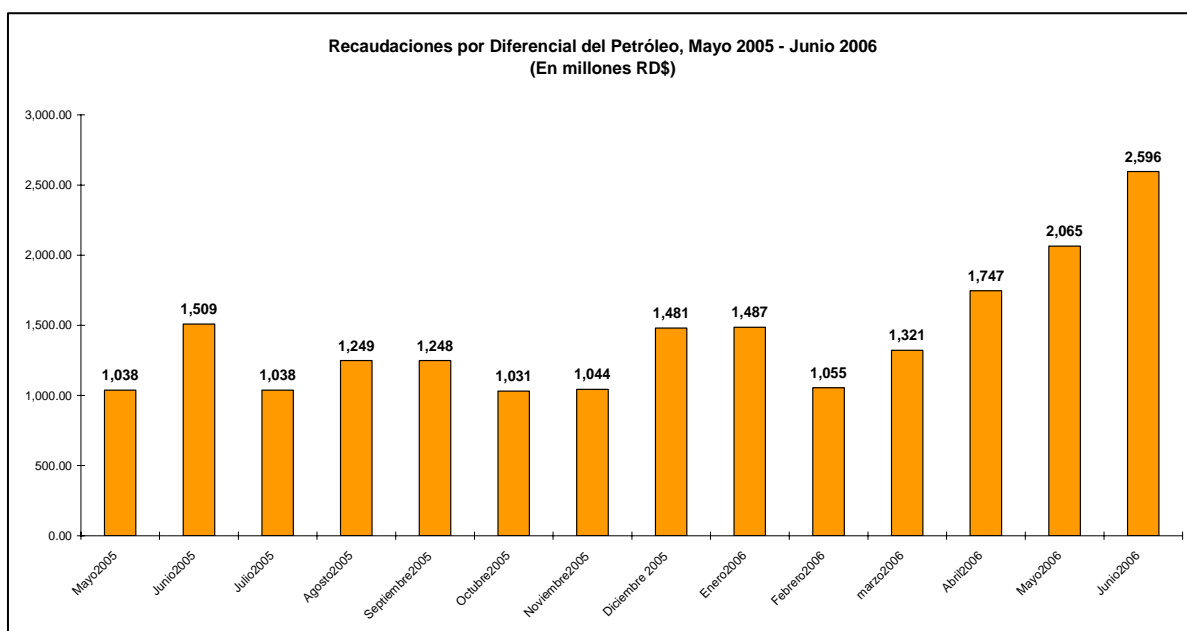
¿Cómo ha afectado el aumento de precios de los combustibles la inflación en la economía dominicana? Como se evidencia en el Gráfico No. 4, el aumento de los precios de sólo tres combustibles (GLP, gasolina premium y gasolina regular) y del transporte (incluido el gasoil) han explicado significativamente el nivel de la inflación ocurrida en el país desde 2002 hasta acá, lo que es consistente con la dinámica de aumento sostenido de los precios del petróleo. La mayor incidencia se registró en 2005, año en que el aumento de precios de los petrolíferos referidos y del transporte explicaron en más de la mitad (55.2%) al IPC, destacándose la importancia de la gasolina regular (explicó el 23.8% de la inflación ocurrida en ese año), el transporte (18.6%), la gasolina premium (8.8%) y el GLP (4.0%). En el período enero-mayo de 2006, la incidencia disminuyó (26.2%) respecto al año anterior, pero sigue siendo elevada con respecto a la que se tuvo en años previos (2002-2004). Tómese en cuenta que esto no incluye la contribución de otros petrolíferos como el fuel oil, con gran incidencia en la generación de electricidad. En general, el grupo de bienes y servicios que más ha contribuido al crecimiento de la inflación en la economía durante 2005 y lo que va de 2006 fue el transporte, especialmente por los aumentos registrados por el gasoil y otros aceites y derivados del petróleo, las gasolinas, GLP y demás productos petrolíferos de gran relevancia en el desarrollo de las actividades productivas y sociales⁷.

6. La política tributaria a los combustibles y la reforma fiscal-2005. Los tributos pagados por el consumo de combustibles constituyen una fuente importante de ingresos en todos los países del mundo, y para República Dominicana en particular. En

⁷ BCRD, Informe de la Economía Dominicana Enero-Diciembre 2005; Informes de Comportamiento del IPC mensual y Boletín Trimestral, varios números.

2005, esta fuente aportó \$14,600 millones al fisco: 10.1% de los ingresos tributarios; para 2006 se prevé que ingresen \$19,500⁸ millones: 10.2% de los ingresos tributarios. *¿Cuál es la fundamentación legal de esa tributación? ¿Cómo fue afectada por la reforma fiscal de 2005?* La política tributaria a los petrolíferos en República Dominicana está trazada por la Ley 112-00 que establece (Art. 1) un impuesto al consumo de los combustibles fósiles y derivados del petróleo despachados a través de la REFIDOMSA u otra empresa y a todo lo que sea importado al país directamente por cualquier otra persona física o moral para consumo propio o para su comercialización a terceros. La administración de la Ley está a cargo de la Secretaría de Industria y Comercio (SEIC), entidad que debe indexar trimestralmente el tributo de acuerdo con el IPC publicado por el Banco Central de República Dominicana (Art. 2)⁹. La SEIC, mediante resoluciones que dicta semanalmente, establece los precios de venta al público que regirán para los combustibles. La Ley manda a la SEIC a reflejar en el precio pagado por el consumidor final de los combustibles los cambios en los precios del petróleo en el mercado internacional y los movimientos de la tasa de cambio según la información reportada por el Banco Central, principalmente.

Gráfico 5



FUENTE: Elaborado por la UAE-STP con datos de la DGII.

¿Cómo afectó la reforma fiscal a la política de tributación a los petrolíferos? La reforma aprobada por el Congreso Nacional el 13 de diciembre de 2005 (Ley No. 557-05) introdujo modificaciones a la Ley 112-00, dentro de un conjunto de medidas destinadas a compensar las pérdidas de los ingresos debido a la eliminación de la comisión cambiaria y la desarancelización asociada a la liberalización comercial, en el marco de la entrada en vigencia del USA-DR-CAFTA, prevista para julio de 2006. Se destacan los siguientes elementos: **i)** elimina el cobro de la comisión cambiaria y establece un impuesto selectivo de 13.0% ad-valorem sobre el consumo interno de combustibles fósiles y derivados del petróleo, aplicado en base al precio de venta fijado por la SEIC (Art. 23); **ii)** la Ley excluye del pago del

⁸ Además, se estima que ingresarán al fisco \$2,600 millones por el diferencial del gasoil, y \$6,027 por la introducción de un selectivo de 13% que sustituyó la comisión cambiaria. En suma, el aporte al fisco proveniente de los combustibles asciende a \$28,127 millones de pesos, equivalente al 15.7% de los ingresos fiscales totales estimados para 2006.

⁹ Los impuestos son pagados a la Tesorería Nacional mediante cheques certificados, por las empresas importadoras, que actúan como agentes de retención en los siete días siguientes a la operación. La SEF, a través de la Tesorería Nacional, hace la distribución de los recursos recaudados conforme a disposiciones de leyes (No. 17-97, del 15 de enero de 1997; y No. 275-97, del 21 de diciembre de 1997).

selectivo a los combustibles fósiles y derivados del petróleo destinados a la generación de energía eléctrica para ser utilizados por las empresas eléctricas de generación que vendan energía al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (Art. 23, Párrafo V); **iii**) en consonancia con lo anterior, queda modificado el Art. 1 de la Ley No. 112-00 y se establece: un impuesto de \$13.95 a pagarse por consumo de gasoil regular para todos los usos, de \$18.17 al consumo de gasoil premium para todos los usos y un impuesto de \$50.59 a la gasolina premium de uso regular (Art. 25), montos que serán indexados trimestralmente por la SEIC, conforme a mandato de Ley; y **iv**) dispone que los montos adicionales pagados por las empresas generadoras privadas por concepto del incremento del impuesto en el consumo del gasoil regular EGP-C (no interconectado) constituyan un crédito impositivo que será compensado mediante mecanismos que se establezcan conforme a reglamento.

7. La gasificación del parque vehicular: el impacto tributario y económico.

En 2001, el parque vehicular a gas en República Dominicana se estimó en 35,800 vehículos¹⁰; una valoración más reciente realizada por la SEIC¹¹ sitúa el parque de combustión a gas en 87,800 vehículos de transporte público y privado, los cuales se distribuyen así: 64.0% son vehículos privados y 35.5% son de transporte público¹². En cuatro años, el parque vehicular a gas se multiplicó 2.5 veces, lo que explica en gran medida el crecimiento del consumo de gas licuado de petróleo en los últimos años. En 2005 el consumo de GLP aumentó en 31.3 millones de galones, al pasar de 283.1 millones (2004) a 314.5 millones de galones. Si se multiplica ese volumen por el subsidio que pagó el gobierno por cada unidad de consumo de GLP, resulta una carga fiscal adicional en 2005 ascendente a \$544.5 millones de pesos.

¿Cómo afecta la gasificación al fisco? En 2005, el consumo de gasolina regular (243.1 millones de galones) fue inferior al registrado en 2004 (271.4 millones de galones). La caída en las ventas de este combustible, de 28.3 millones de galones (-11.1%), es atribuida a la persistencia de la tendencia a la gasificación del parque vehicular en República Dominicana mediante cambio de tecnología de carburación a gasolina por gas licuado de petróleo. Al multiplicar el monto referido por el impuesto promedio que pagó un galón de gasolina regular el año pasado (\$33.3 pesos por galón), resulta que la pérdida tributaria atribuible a la gasificación ascendió a \$941.5 millones de pesos. Si a esto se suma que en 2005 el consumo de GLP subsidiado aumentó 11.0% y que ese incremento significó un pago por subsidio estimado en \$544.5 millones, entonces se concluye que el costo fiscal de la gasificación en 2005 ascendió a \$1,486.3 millones de pesos, casi 1.0% de los ingresos tributarios totales de 2005.

En *enero-mayo* de 2006 el consumo de gasolina regular bajó 9.7% mientras que el de GLP aumentó 10.4% con relación a igual período del año pasado¹³. Esto evidencia el ritmo con que se va dando el proceso de gasificación, en detrimento del consumo de gasolina regular, motivado por el diferencial de precios entre los dos combustibles: la gasolina regular multiplica por tres el del GLP, el cual goza de un subsidio de RD\$17.4 por gl. En el período referido, la venta de gasolina regular cayó de 104.1 millones de galones en enero-mayo del año pasado a 94.0 millones a igual tiempo de 2006, mientras que el gas licuado de petróleo (GLP) doméstico e industrial aumentó de 127.7 millones de galones a 141.1 millones. En el período de referencia el volumen global de venta de combustibles disminuyó 7.9 millones de

¹⁰ CNE, Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía, 2001.

¹¹ Noviembre de 2005.

¹² Una mínima proporción son vehículos oficiales y ambulancias.

¹³ Según Departamento de Fiscalización de Hidrocarburos de la SEF.

galones, al pasar de 549.8 a 540.1 millones de galones. Como se analizó, este cambio en el consumo tiene consecuencias significativas para las finanzas del Gobierno.

Afecta la actividad de distribución de combustibles. Pero la baja en consumo de gasolina regular no sólo afecta al gobierno. Los detallistas de gasolina agrupados en ANADEGAS han declarado que tal situación, que atribuyen también a la gasificación del parque vehicular, afectó la rentabilidad de sus negocios. En 2005, esos empresarios recibían un promedio de RD\$7.7 por galón como margen de intermediación. Si se multiplica ese margen por la caída de 28.3 millones de galones en el consumo de gasolina regular, resulta que la percepción de ingresos del sector en 2005 se redujo en un monto de \$217.7 millones de pesos, respecto a 2004. La conversión a gas de parte importante del parque vehicular, tanto del transporte público como privado, es lícita y racional; pero el consumo de gas subsidiado y la evasión de impuesto que implica es inequitativa, distorsionante y muy dañina para el fisco.

B. ELECTRICIDAD

8. El suministro de energía, modestamente mejorado. Durante el semestre enero-junio de 2006, el suministro de energía a las empresas de distribución (EDE's) acumuló una expansión de 16.7%, lo que significa que la disponibilidad de energía en el mercado tendió a mejorar. La contracción que se registró en febrero en la energía comprada a las generadoras (-8.3%) fue revertida con una tendencia positiva en marzo-mayo, meses en que el suministro acumuló un aumento significativo (29.7%). En junio, el suministro retrocedió (-4.7%), interrumpiendo la tendencia de crecimiento que mantuvo durante los meses referidos. El monto de energía servida a las distribuidoras en junio alcanzó 821.6 GW, equivalente a 93.6 Kwh per cápita, un nivel ligeramente por debajo del consumo que reportan Panamá y México, e inferior también de la media de la región América Latina y el Caribe¹⁴.

Cuadro 1
R.D.: INFORMACIÓN BÁSICA DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL,
ENERO-JUNIO 2006

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
A. Energía comprada por EDE's (En gwh)¹	712.1	652.7	764.3	777.3	861.9	821.6
Distribuida a No-PRA	619.0	563.7	674.1	686.0	762.1	721.3
Distribuida a PRA	93.1	89.1	90.2	91.3	99.8	100.3
B. Energía facturada por EDE's (En gwh)	476.6	449.3	462.1	500.5	511.1	545.8
Zonas No-PRA	383.5	373.5	374.8	409.2	411.3	445.5
Zonas-PRA	93.1	75.8	87.3	91.3	99.8	100.3
C. Déficit Comercial ² (%)	-38.1	-35.3	-44.3	-40.3	-45.9	-38.2
Facturación (Millones de RD\$)	2,545.3	2,487.4	2,434.0	2,711.1	2,703.6	3,347.4
Cobros (Millones de RD\$)	1,981.7	2,116.2	2,280.2	2,246.9	2,619.5	2,418.9
D. Déficit de Cobranza ³ (%)	-22.0	-15.3	-6.9	-12.5	-8.9	-12.0
E. Transferencias Gubernamentales (Millones de RD\$)	1,277.4	1,737.7	1,250.6	1,158.3	1,081.2	1,492.8
F. Índice de Recuperación de Efectivo (CRI) ⁴	0.48	0.55	0.52	0.52	0.50	0.55
G. CRI acordado con el FMI	0.59	0.62	0.59	0.61	0.61	0.62

¹ Se asume que es equivalente a la energía generada.

² $((\text{Cobros} / \text{Facturación}) - 1) * 100$; no incluye las zonas PRA

³ Relación entre energía cobrada / energía facturada; No incluye las zonas PRA

⁴ Para evaluar el desempeño de las empresas distribuidoras se utiliza el Cash Recovery Flow o Índice

de Recuperación de Efectivo, que se calcula así: $\text{CRI} = (b/a) * (d/c)$; donde a = energía comprada (gwh); no incluye las zonas PRA

b = energía facturada (gwh); c = facturación, en unidades monetarias; y d = cobros, en unidades monetarias.

FUENTE: Elaborado por UAE/STP con datos de CDEEE, SIE, OC y Programa Económico de República Dominicana 2005-2006.

¿Qué lecciones se desprenden de la distribución de la energía servida? La proporción de energía servida en enero-junio promedió para los sectores No-PRA y PRA¹⁵ 87.7% y 12.3%, respectivamente. La participación de la energía servida a los sectores PRA en el monto total de energía distribuida tendió a disminuir durante el período: de 13.6% (febrero) a 12.2%

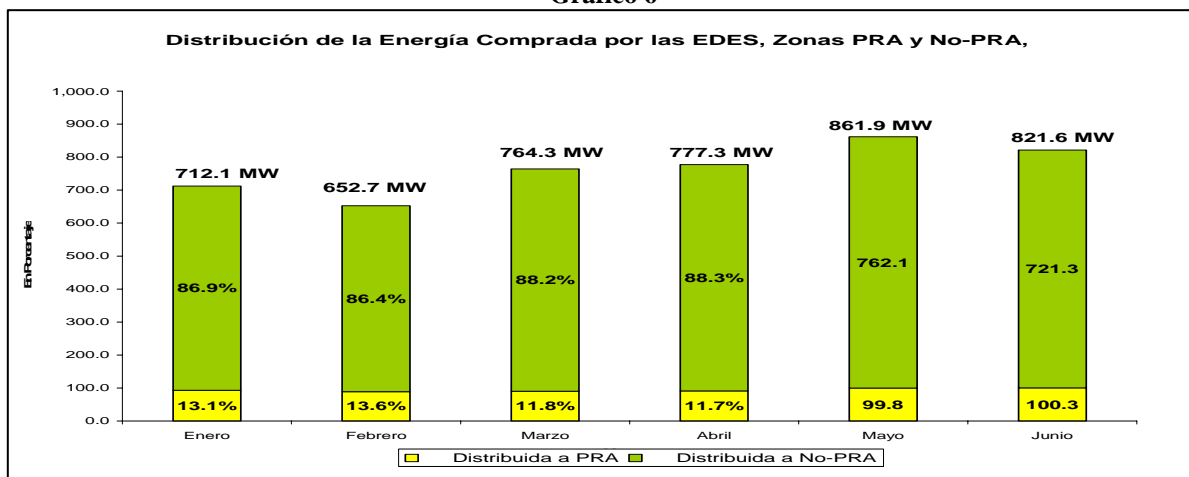
¹⁴ OLADE, Sistema de Información Económica-Energética, Octubre 2005.

¹⁵ PRA: Programa de Reducción de Apagones, el cual gestiona el servicio de la energía a los barrios carenciados.

(junio). De manera preliminar, este comportamiento podría estar asociado a un efecto-eficiencia atribuible al Programa de Distribución de Bombillas Ahorradoras aplicado por el Gobierno a partir de febrero, el cual, en primera fase, implicó la distribución de 2.5 millones de bombillas eficientes en barrios carenciados en todo el territorio nacional.

Otro elemento a destacar es que el promedio mensual de expansión del suministro durante el período enero-junio fue 3.3%, mientras que la energía facturada aumentó en promedio en sólo 1.9%. Esta brecha corrobora la consabida tendencia de que a mayor energía colocada en el mercado mayor es el déficit comercial, lo que constituye uno de los nodos críticos más relevantes del sistema eléctrico dominicano.

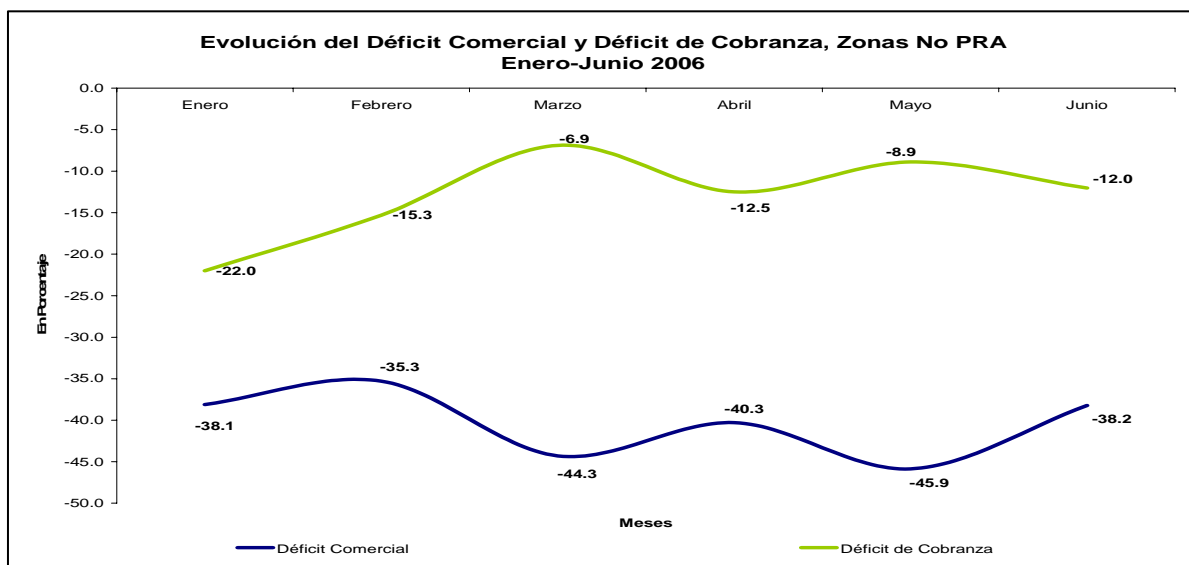
Gráfico 6



FUENTE: Elaborado por UAE/STP con datos de CDEEE, SIE y OC.

Pérdidas comerciales. A la luz del indicador correspondiente, la proporción de la energía comprada por las distribuidoras, y que no alcanzó a ser facturada por fallas técnicas y por hurto, promedió 40.0% en el período enero-junio de 2006. El mayor deterioro de las pérdidas comerciales se registró en mayo (45.9%), nivel que se mejoró notablemente en junio, mes en que el déficit se redujo hasta 38.2% (Gráficos No. 7 y 8). Lograr avances en la recuperación del efectivo (CRI) es tarea difícil cuando se cuenta, como es el caso propio, con un sector eléctrico altamente vulnerable a fraudes, concentrados principalmente en estratos residenciales de clase media y alta, así como en los sectores comercio e industria.

Gráfico 7



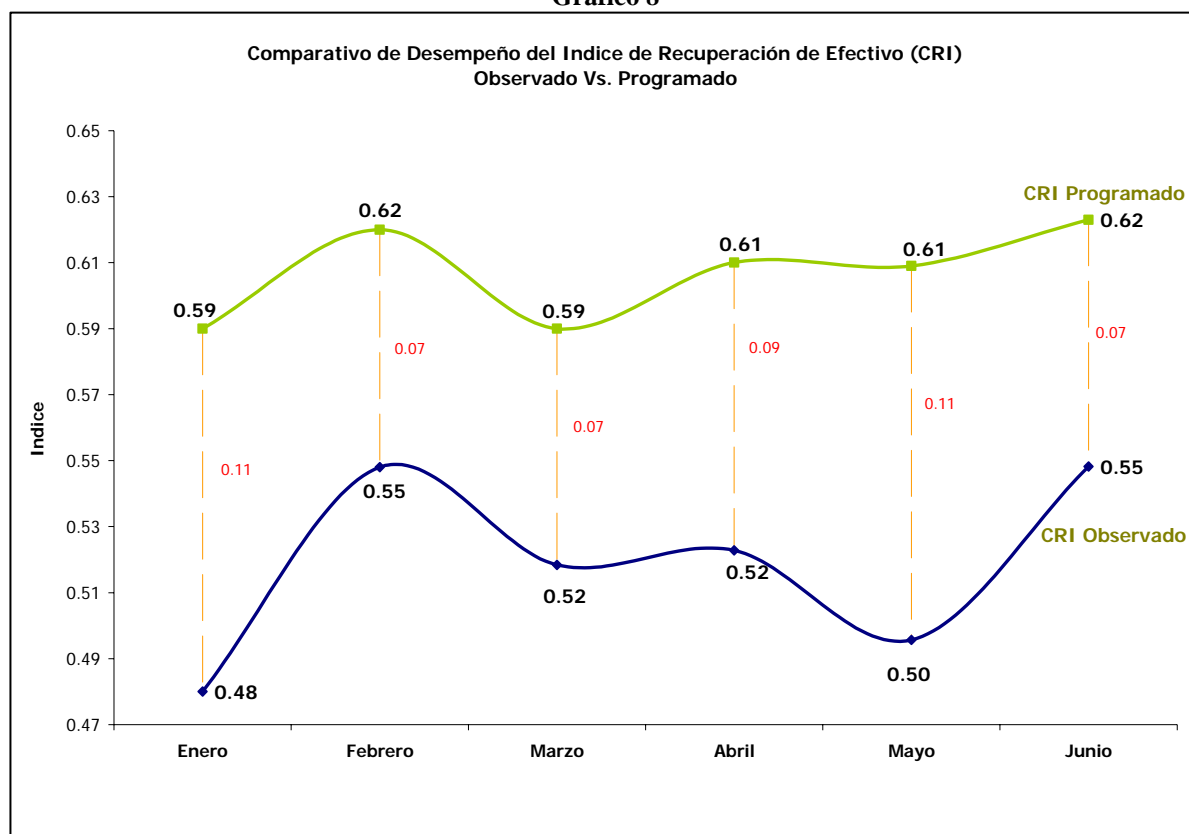
FUENTE: Elaborado por UAE/STP con datos de CDEEE, SIE y OC.

Déficit de cobranza. Pero el déficit del sector no es explicado sólo por las pérdidas comerciales. Históricamente, otro factor que lo ha abonado, en mayor o menor medida, es el déficit de cobranza¹⁶. Como se evidencia en el Gráfico No. 7, de manera tendencial, la cobranza mejoró significativamente durante el semestre enero-junio, denotando el esfuerzo de gestión realizado por las empresas distribuidoras durante el período objeto de análisis. La tendencia a un mejor desempeño contuvo el deterioro y condujo a un mejoramiento modesto de la recuperación del efectivo en las empresas distribuidoras, contrarrestando los efectos del deterioro observado en las pérdidas comerciales.

El nivel de déficit alcanzado en el mes de junio (-12.0%) representó un retroceso respecto del mes previo (-8.9%), y casi duplicó el que se registró en marzo, mes en que tuvo el mejor desempeño (-6.9%). Es importante aclarar que la caída del índice observada en junio no se debió a que las empresas distribuidoras cobraran menos; de hecho, cobraron más. La caída se explica porque los cobros de las empresas distribuidoras aumentaron a un ritmo menor (4.8%) que el que tuvo el crecimiento de la facturación (8.1%) en el mes de referencia.

El índice de recuperación de efectivo (CRI). Los dos componentes analizados, el de las pérdidas comerciales y el déficit de cobranza, se integran analíticamente en un índice compuesto que permite evaluar el desempeño global de las empresas distribuidoras. Se trata del *índice de recuperación de efectivo*, conocido como CRI¹⁷. En el período enero-junio, el CRI de las empresas distribuidoras, en su conjunto, promedió 0.52, nueve puntos por debajo del promedio programado (0.61). En junio, el CRI registró un avance significativo (0.55), tendiendo a converger con el nivel calculado (0.62) en el Programa Macroeconómico del Gobierno, en el marco del Acuerdo Stand-by con el FMI.

Gráfico 8



Fuente: Elaborado por UAE/STP con datos de CDEEE, SIE, OC y Programa Económico de República Dominicana 2005-2006.

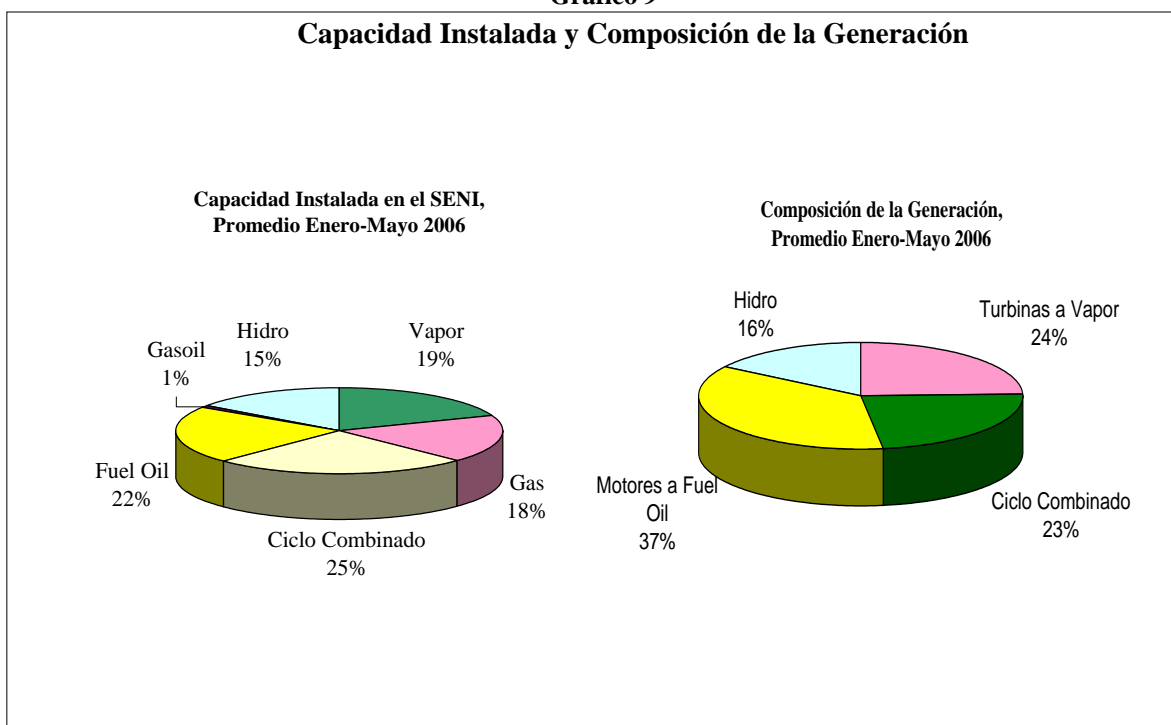
¹⁶ El déficit de cobranza expresa la proporción, en unidades monetarias, de la energía facturada que no fue cobrada.

¹⁷ CRI = cash recovery index.

Para 2006 el déficit operacional de las distribuidoras, previsto en el presupuesto y consignado en el Acuerdo Stand-by con el FMI, es de US\$425 millones más US\$75 millones para gasto de inversión. El déficit del sector eléctrico se atribuye, en gran medida, al pobre desempeño del índice de recuperación de efectivo, a un nivel dado de provisión de energía y a los mayores precios de los combustibles fósiles importados empleados para la generación, principalmente los derivados del petróleo. Para 2006 las distribuidoras asumieron el compromiso de realizar las inversiones necesarias a fin de mejorar el CRI en las zonas No-PRA hasta un promedio cercano a 0.63, lo que reflejaría un mejoramiento de la posición financiera de las EDE's. Como se evidencia en el Gráfico No. 8, los resultados distan mucho del objetivo; y el esfuerzo realizado, si así ha sido, ha tenido una pobre efectividad. Tómese en cuenta, como se analizó anteriormente, que el progreso modesto alcanzado por el CRI es atribuido exclusivamente al mejoramiento de la cobranza, que contrarrestó el efecto del deterioro de las pérdidas comerciales observado durante el período.

9. La estructura de generación no ayuda. La solución del problema eléctrico ha sido definida, al más alto nivel del Gobierno, como el desafío y prioridad más importante de la agenda nacional de desarrollo¹⁸. Es un sistema que aún con una capacidad de generación (3,164 MW, mayo 2006) que supera en 62% el nivel de la demanda nacional calculada (alrededor de 1,972 MW, mayo 2006)¹⁹, no la satisface, lo que se refleja en un porcentaje significativo de demanda no abastecida. Durante la década de los noventa se creó una estructura de generación muy cargada de tecnología a combustibles fósiles importados (85%) cuyos precios hoy en día comprometen seriamente los costos de producción, la seguridad energética del país y la viabilidad económica y comercial de la tarifa eléctrica. En abril 2006, el 37% de la energía se generó con derivados de petróleo y alrededor de 50% se procesó con otros combustibles fósiles (gas natural y carbón).

Gráfico 9



Fuente: Elaborado por UAE/STP con datos del OC-SENI.

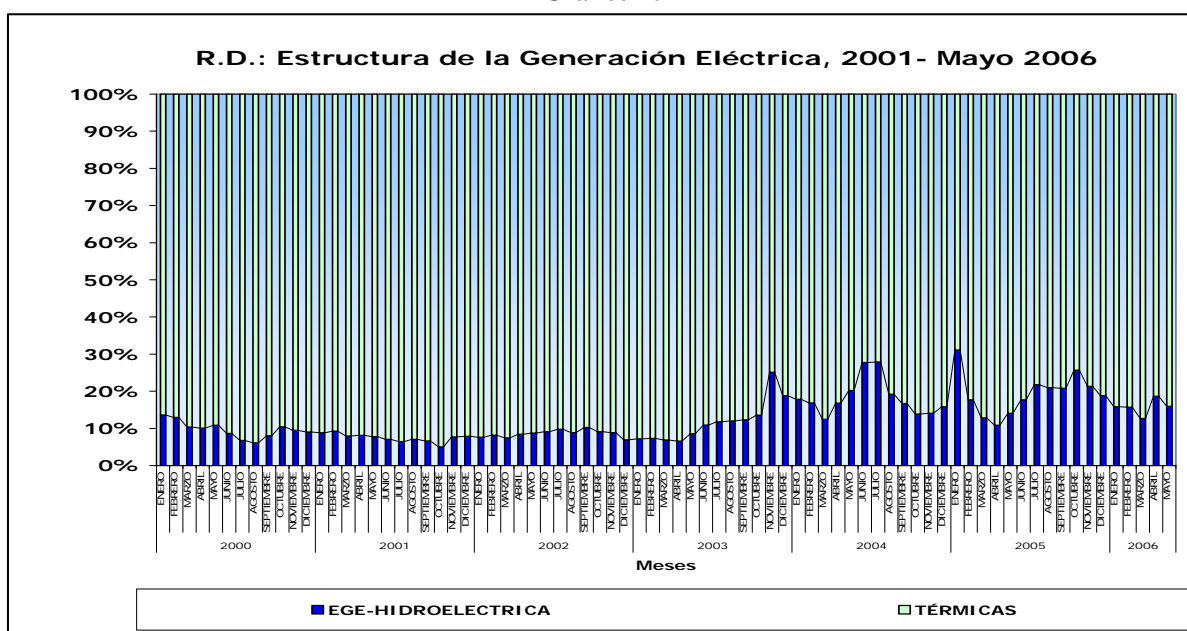
¹⁸ Intervención del Señor Presidente de la República, Dr. Leonel Fernández, en la conclusión del Seminario sobre Energía auspiciado por la FUNGLODE, en la tercera semana de junio 2006.

¹⁹ OC-SENI, Informe de Operación Mensual, mayo 2006.

El parque de generación en República Dominicana está constituido por 71 plantas, de las cuales 39 son térmicas, que concentran el grueso de la capacidad (85%), y 32 son hidroeléctricas. Muchas plantas y mucha capacidad no significan necesariamente buen parque de generación. Usualmente, el SENI²⁰ tiene entre doce y quince plantas operando a combustión fósil, la mayoría con altos costos de producción. Por ejemplo, en la última semana de mayo 2006, de las 37 plantas a combustión fósil de la lista de mérito del SENI, diecinueve operan a fuel oil No. 6, trece a fuel oil No. 2, tres a carbón y tres a gas natural. El precio de estos combustibles en el mercado internacional en la fecha de referencia era: fuel oil No. 6, RD\$42.7²¹ por gl; fuel oil No. 2, RD\$64.8 por gl; carbón, RD\$1.1 por lb; gas natural, RD\$251.2 por MMBTU²². Un gran número de plantas se mantiene apagado y como capacidad disponible de generación en el sistema.

A pesar del aumento significativo que registró la capacidad instalada de generación térmica, la producción de electricidad a combustión no aumentó sino que disminuyó (-7.3%) en 2005 con respecto al 2000, el año siguiente de la capitalización. De hecho, la energía generada en 2005 fue sólo 359 MW más que la que se produjo seis años atrás. Y esos MW de más, fueron gracias a la generación hidroeléctrica, que duplicó su nivel (106%) respecto del 2000²³. El aumento de precios de los combustibles fósiles, principalmente de los petrolíferos, eleva los costos de generación. En la medida en que hubo mayor energía hidro disponible, que ostenta los menores costos, ésta desplazó a la generación térmica en el orden de merito de despacho, el cual se orienta por el principio que rige el mercado eléctrico mayorista: *utilizar los recursos preservando la seguridad y el mínimo costo económico para el conjunto del sistema*. El desplazamiento referido contribuyó, aunque en forma modesta, a mitigar el impacto de los precios del petróleo en las importaciones de productos petrolíferos y en la factura energética nacional en los últimos años.

Gráfico 10



FUENTE: Elaborado por UAE/STP con datos del Organismo Coordinador del SENI-RD.

²⁰ El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) integra empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los autoprodutores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del sistema.

²¹ El tipo de cambio promedio para la venta en los agentes de cambio en la semana de regencia fue RD\$32.6 por dólar.

²² MMBTU: Millones de BTU (British Thermal Unit).

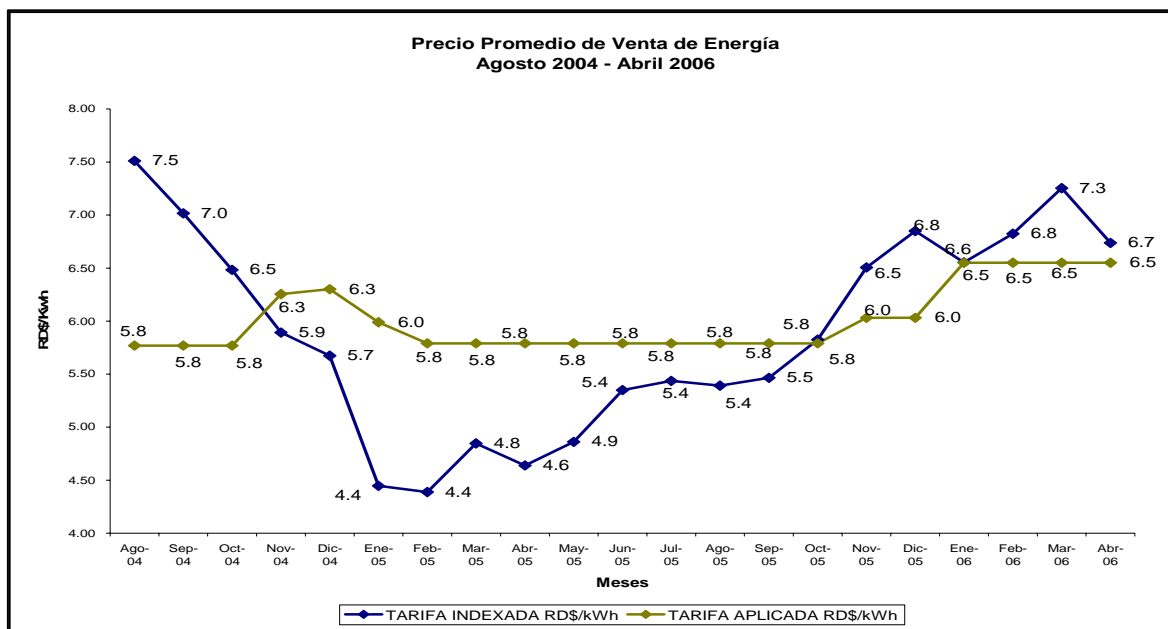
²³ Esto, por las cuantiosas inversiones realizadas durante el quinquenio 2001-2005 el aumento de la pluviometría.

El aporte hidro. Actualmente (2006), la capacidad de producción del sistema hidroeléctrico nacional suma alrededor de 468 MG, de los cuales, 67 MG se adicionaron en los últimos seis años (2000-2006). Este desarrollo que se dio como resultado de la entrada en operación de dos unidades de producción hidroeléctrica (Los Toros 1 y Los Toros 2) en Azua, en 2001; dos unidades hidro (Monción 1 y Monción 2) en Santiago, en 2002; una unidad (Aniana Vargas), en Bonao, 2003; y una unidad (Jimenoa) en La Vega, en 2005. La adición de esta capacidad más las excelentes precipitaciones pluviales han posibilitado niveles históricos de producción de energía hidroeléctrica. En 2005 se registraron los máximos niveles de energía hidroeléctrica pagada por el mercado: 1,879.96 mwh.

Como se observa en el gráfico No. 10, durante el primer trimestre de 2006, la generación hidro cayó de manera sostenida, dadas las bajas precipitaciones pluviales registradas en el país, lo que trajo consigo reducción en los niveles de las presas y, por consiguiente, en la capacidad efectiva de generación. Sin embargo, esta tendencia se revirtió a partir de abril y cabe esperar que se sostenga en los meses que vienen, dadas las condiciones atmosféricas favorables. Por razones estacionales, las lluvias tenderán a ocurrir con mayor intensidad y frecuencia en gran parte del territorio nacional.

La estructura de generación de República Dominicana, que tiene una de las incidencias de hidroelectricidad más bajas en la región, determina en gran medida que los costos de generación sean altos, en relación con la mayoría de los países de la región. El país no sólo carece de petróleo; tampoco cuenta con gran potencial para el desarrollo de la hidroelectricidad, asegurando el gran peso que siempre tendrá en los costos de de generación el aumento de precios de fuentes energéticas en el mercado internacional.

Gráfico 11



Fuente: Elaborado por UAE/STP con datos de SIE.

Como se observa en el Gráfico No. 11, en los últimos quince meses, la tarifa calculada, que es la indexada a los precios internacionales de los combustibles y a la tasa del dólar, se multiplicó por 1.52 veces mientras que el promedio general de la tarifa observada lo hizo sólo por 1.12 veces. La indexación de la tarifa eléctrica constituye uno de los temas recurrentes en las respectivas agendas de diálogo y negociaciones del BID, Banco Mundial y FMI con el Gobierno dominicano.

10. Síntesis de problemas del sector eléctrico. La solución del problema eléctrico, tema que ha sido objeto de debates, seminarios y simposia celebrados en el país últimamente, constituye el más grande desafío para todos los sectores de la vida nacional: gobierno, empresarios eléctricos y gran parte de los consumidores domésticos y empresariales. Ese desafío se expresa en un árbol de problemas cuyas ramas son, principalmente: **i)** una estructura de producción gravosa: el 82% de la capacidad es térmica, y es muy exiguo el desarrollo de las fuentes renovables²⁴, lo que explica significativamente los altos costos; **ii)** pérdidas técnicas debido a la obsolescencia en grandes extensiones del sistema de transmisión y distribución, lo que sumado a la estructura de fuentes de generación, explica significativamente el alto costo de la energía²⁵; **iii)** contratos mal estructurados que incluyen fórmulas impropias de indexación que favorecen a los socios privados; **iv)** falla de gestión de parte de las empresas distribuidoras que no logran mejorar su CRI, lo que se refleja en un retroceso financiero de las mismas; sólo en 2005, las pérdidas de las EDE's aumentaron entre un 30 y 39% debido al alto nivel de ineficiencia en la facturación; **v)** la deuda del sector eléctrico y la morosidad en pago a las generadoras, principalmente de parte de los agentes privados, lo que siembra incertidumbre en el segmento de la generación; y **vi)** la vergonzosa cultura de fraude: alrededor de 800 mil usuarios que no pagan y otros que pagan mal la factura eléctrica; **vii)** una alta dependencia del stock de capacidad dependiendo de productos petrolíferos, cuyos precios han escalado a niveles espectaculares; y **viii)** falla en la cobranza de la energía que se factura, principalmente a grandes usuarios.

11. Perspectiva del problema desde una empresa distribuidora.

Mensualmente, Edesur compra energía a las empresas generadoras, a las privadas y a las estatales, por un valor que fluctúa entre \$30 y \$33 millones de dólares²⁶. Esa energía es distribuida en una geografía determinada y está disponible para el servicio a los consumidores. En esta fase de distribución se registran lo que se conocen como pérdidas técnicas, atribuidas a deficiencias y obsolescencia de los sistemas distribución, pero principalmente al robo de la energía²⁷. A estas pérdidas, se suman las que corresponden a falla en la cobranza. Todas las pérdidas, sumadas, abren un déficit financiero en relación con la energía comprada por la empresa que, en la actualidad, es de 32%. Poniéndolo en perspectiva, la tesorería de Edesur ingresa solamente \$68 de cada \$100 dólares de energía que compra a las EGES. Esto explica, en gran medida, su deuda al sistema de generación, ascendente a \$18 mil millones de pesos, o su equivalente en dólares. Principalmente, esta distribuidora le debe al Estado dominicano (a la CDEEE, por concepto de compra de hidroenergía), así como a las empresas generadoras privadas²⁸. Al mismo tiempo, el Estado le debe a EDESUR por concepto de atrasos en la factura de los “no cortables” y por atrasos en transferencias para el Fondo de Estabilización, iniciado desde 2004. Súmese al caso Edesur, el de las otras dos empresas distribuidoras, y nos aproximaremos a una perspectiva de cómo entender el problema del sector eléctrico dominicano y el de los apagones.

²⁴ Países de la región como Costa Rica, Brasil y Perú disponen de más de 80% de generación hidro. El país, en cambio, la capacidad hidro representa solo el 12%. El problema es que República Dominicana ha desarrollado un parque eléctrico dotado de plantas ineficientes que producen a los costos promedios más altos del mundo.

²⁵ El Instituto de Energía de la UASD estima que los costos de generación y distribución abultan la tarifa base hasta en 38%. Actualmente, el costo de la tarifa vigente a abril 2006 asciende a 27 centavos el kilovatio hora para el tramo de consumo residencial de más de 1,000 kwh/mes, mientras que en Centroamérica varía entre 16 y 9 centavos.

²⁶ EdeSur tiene contrato de abastecimiento de energía con generadores incorporados al Acuerdo de Madrid (EGE-Haina, EGE-Itabo, Dominicana Power Partner, Palamara-La Vega y con la CDEEE). También tiene contratos con otros generadores privados como Monterrío y Metaldom; también compra energía en el mercado spot.

²⁷ En la parte de la distribución, las pérdidas son significativas para las Edes; Edesur tiene una deuda comercial acumulada por \$9 mil millones de pesos, por energía facturada y no cobrada.

²⁸ Edesur debe \$40 millones a las EG's privadas, \$30 millones a las EG's del Estado, y \$300 millones a Unión FENOSA, producto de la recompra de la empresa.

De cómo la falla de pago incrementa los costos de producción. Los impacta por tres posibles vías: **i)** el retraso en el pago conlleva a que plantas a combustibles más bajos no estén a veces disponibles, por no poder comprarlos a tiempo; **ii)** la incertidumbre financiera, que lleva a que las generadoras no puedan celebrar contratos a largo plazo, en condiciones más favorables, forzándolas a comprarlo más caro en el mercado “spot”; y **iii)** las restricciones financieras lleva a las empresas a descuidar o posponer el mantenimiento rutinario, lo que eventualmente se traduce en reducción de capacidad, tasa calórica incrementada o ambas. Pero, ¿qué tanto pesa la morosidad en los costos de generación? Una consultoría financiada por la USAID, concluye que las ganancias de reducción de costos de generación que se obtendrían por regularización de pagos a generadoras serían modestos, y planteó que las reducciones significativas de los costos de generación pueden provenir por dos vías: **i)** caída importante de costos de combustibles utilizados; o **b)** reemplazo de las unidades existentes por generación en base nueva, a carbón.

El año 2005 fue uno de los más difíciles, si no el que más, en términos de financiamiento del consumo de energía. No sólo por lo onerosa que fue la factura petrolera, que se encumbró hasta los \$2,451 millones de dólares: \$900 millones más que el año previo, alcanzando una incidencia de 8.6% sobre el PIB, el 40% de las exportaciones totales y el 25% de las importaciones. Es que, además, el subsidio pagado por el Gobierno para financiar el consumo de energía, tanto la eléctrica²⁹ como la del GLP, ascendió a \$22,326 millones de pesos. Esto representó, nada menos que el 15.1% de los ingresos tributarios (en 2004 representó 9.0%).

Cuadro 2
R.D. Desempeño del Subsidio Energético, 2004-2006
(Millones de Pesos)

Conceptos	2004		2005		2006	
	Presupuestado	Ejecutado	Presupuestado	Ejecutado	Presupuestado*	Ejecutado Enero-Junio
GLP	1,500	6,336	2,775	4,568	2,636	2,576
Electricidad	4,852	4,335	17,312	17,758	15,553	8,217
Total	6,352	10,671	20,087	22,326	18,189	10,793

* Presupuestado: electricidad 2005 Incluye los No Cortables

Fuente: Elaborado por UAE/STP con datos del SIGEF y ONAPRES.

Lidiar con una situación así, en el contexto de una astringencia fiscal dura, cumpliendo en responsabilidad el acuerdo *stand-by* con el FMI, ha demandado mucha inteligencia, comedimiento e ingeniería económica y administrativa de parte del Gobierno, pero tanto más paciencia y sacrificios de una sociedad hastiada de apagones, y de sectores productivos que resisten en el límite de sus posibilidades de competitividad. El año 2006 no se perfila diferente a 2005. Al concluir junio, la factura del subsidio a la energía sumó RD\$10,793 millones de pesos. El presupuesto 2006 prevé un subsidio total a la energía de \$18,189 millones de pesos, de los cuales \$2,636 millones fueron destinados para el subsidio al GLP y \$15,553 millones para el subsidio a la electricidad, incluido el subsidio por pago de la factura de los “no cortables”. Como se aprecia en el Cuadro No. 2, al cierre de junio la ejecución de la previsión para el subsidio al GLP en 2006 prácticamente se agotó en sólo seis meses, mientras que el subsidio a la electricidad se ejecutó a más de la mitad (53.3%). Al finalizar el primer semestre, la previsión del subsidio a la energía en su totalidad se ejecutó al 59.3%.

²⁹ Incluye \$2,163.7 millones de pesos de la factura no cortable + \$17,757.9 millones de pesos de subsidio generalizado y del PRA.

Fuentes del subsidio al sector. Existen tres modalidades de subsidio al sector eléctrico: *i) el subsidio-PRA*³⁰, aplicable a consumidores en zonas con infraestructura formal del servicio (empadronamiento, contadores, transmisión) muy precaria o prácticamente inexistente; *ii) subsidio-FdE*³¹, creado para compensar el servicio por suministro de energía a tarifas reducidas para consumidores en zonas socialmente deprimidas pero con infraestructura apropiada para el suministro del servicio; y *iii) suministro de combustible en condiciones preferenciales*, para abastecer generadores de emergencia, autogeneradores y plantas que prestan servicio al sistema interconectado.

12. La gestión pública y electricidad. Nadie puede negar que el esfuerzo fiscal para pagar a tiempo el subsidio a la energía y la factura no cortable es enorme, especialmente en estos tiempos de astringencia presupuestaria. Aparte de esto, el gobierno lleva a cabo otras acciones, de más largo alcance, que consolidarán con sus resultados en el mediano plazo la sostenibilidad del sector. Se resaltan las siguientes: **i)** construcción de 2 hidroeléctricas: Pinalito (La Vega) y Boba (Nagua), que sumarán 50 megawatts a la capacidad actual de generación: el 3.1% de la demanda actual estimada; **ii)** la CDEEE contrató en los meses de febrero y marzo de 2006 la construcción de dos plantas generadoras de electricidad en base a carbón mineral, con capacidad de 600 megawatts cada una y que representarán más del 60% de la demanda calculada actual³²; **iii)** está en fase de estudio en el Congreso Nacional el proyecto de Ley de Energías Renovables, que será marco facilitador para el desarrollo de fuentes alternas de energía, lo que reducirá la dependencia energética del petróleo y abaratará los costos de producción de energía; y **iv)** el Gobierno colocó en el mercado \$300 millones de dólares en bonos soberanos para saldar la deuda con Unión FENOSA, lo que ha significado una liberación de la pignoración de las principales cuentas de las compañías distribuidoras Edenorte y Edesur, con lo que mejoraría el flujo de caja de estas dos empresas de distribución.

13. ¿Cuál es la visión, líneas de acción y el estado actual de producción de soluciones al problema eléctrico? El Gobierno está consciente del reclamo de la sociedad para que se dé respuesta definitiva al problema y lo visualiza como un problema energético que trasciende, pero lo abarca, al problema eléctrico. El problema ha sido definido y es asumido al más alto nivel como la mayor prioridad de la agenda nacional de desarrollo. Es un problema de larga data (de más de cuatro décadas), para cuya solución se han ensayado todas las modalidades, maneras y fórmulas, con pingües resultados. De los seminarios y simposia celebrados recientemente en el país para abordar el problema y sus posibles soluciones destilan, por lo menos, diez elementos clave que sintetizan la visión, lineamientos y soluciones a la vista, los cuales se expresan en el recuadro siguiente:

Visión, Líneas de Acción y Estado Actual de Producción de Soluciones Al Problema Eléctrico (*)

1. El diagnóstico, diferente. Es claro que, hoy en día, el problema eléctrico no tiene que ver con generación; que se trata, eminentemente, de un problema de distribución. A diferencia de lo que ocurría en la etapa previa a las reformas, cuando el diagnóstico llevó a poner el énfasis en solucionar el déficit de generación, hoy en día la capacidad instalada casi duplica la demanda calculada del país. De hecho, las reformas apuntalaron ese primer eslabón de la cadena del sistema eléctrico nacional. Pero fue, en todo caso, una reforma limitada, no integral, centrada en generación, que no afectó en lo fundamental al sistema de distribución. Hoy en día, sin embargo, el problema se localiza en la distribución. Por consiguiente, el lineamiento que se desprende es: *sin descuidar a la generación, poner el énfasis en el sector de distribución.* ¿Qué enfatizar como líneas de acción? A la luz del diagnóstico de problemas, en síntesis, se ponen de relieve los siguientes elementos: *atacar el hurto eléctrico, identificar fuentes de financiamiento para producción de*

³⁰ Programa de Reducción de Apagones.

³¹ Fondo de Estabilización.

³² Se espera que con estas capacidades se estén dando las condiciones para que, a mediano plazo, baje significativamente la dependencia del petróleo en materia de generación de energía y abaraten en forma sustancial los costos de producción de la energía.

soluciones, mejorar la liquidez del sistema, garantizar estabilidad del suministro, reversión de la desconfianza de la población en el sistema, abatir los altos costos de generación y niveles de tarifa, cubrir rezagos en sistemas de transmisión y desafíos en términos de desarrollo de fuentes renovables.

2. **Reducción del hurto eléctrico**, atacándolo por varias vías: *i) legislativa*: producción de un dispositivo legal que establezca mecanismos punitivos más severos que los vigentes en el país, a fin de convertirlo de una *gracia* o un *chiste* en un delito, una infracción que pueda ser eficazmente perseguida y rigurosamente sancionada; *ii) técnico*, como lo han hecho en otros países (Sudáfrica o Perú o Argentina, por ejemplo), aplicando medidores especiales o sistemas de tarjetas de prepago especialmente a aquellos usuarios que no están dentro del sistema, como forma de incorporarlos e ir resolviendo el hurto eléctrico.
3. **El financiamiento de las acciones**. Identificadas las líneas de acción ¿de dónde sacar recursos para aplicarlos en soluciones al sistema de distribución, eficientizarlo y, eventualmente, cuando opere de manera adecuada, nueva vez, transferirlo para que el sector privado asuma su plena dirección? Se tienen identificadas dos fuentes, por lo menos: *i) el Banco Mundial*, que tiene una disponibilidad de \$200 millones de dólares, de los cuales \$50 millones serían desembolsados en lo inmediato y que se destinarán a cubrir atrasos con el sector generación. El resto, \$150 millones de dólares, entran como apoyo presupuestario 2007-2008, que significa que el Gobierno decide en qué aplicarlos. Considerando la alta prioridad que reviste el problema eléctrico e identificado como nodo crítico el de la distribución, se plantea que esos recursos se apliquen en esa área; y *ii) el Programa de Cooperación de la UE*. En abril pasado, de visita oficial en República Dominicana, el Comisario de la Unión Europea comunicó al más alto nivel del Gobierno que en su Programa de Cooperación la UE tiene una disponibilidad prevista de \$150 millones de euros para destinarlos a apoyar en la solución del problema eléctrico. Se plantea que la aplicación de esos recursos se concentre en el área de la distribución. En suma, se tiene a la vista un monto aproximado de \$400 millones de dólares que pueden destinarse al financiamiento y desarrollo de soluciones en el área de la distribución.
4. **Mejorar la Liquidez y fortalecer la viabilidad financiera**. Uno de los problemas que afectan al sistema eléctrico nacional son los atrasos en pagos de deudas entre los actores. Cabe poner relieve que no se trata de sólo deuda del Gobierno; en gran medida, es deuda entre los propios actores: de las distribuidoras con los generadores; las distribuidoras con el Gobierno; y del Gobierno con las distribuidoras. El Gobierno está procediendo a contratar los servicios de una firma estadounidense especializada en financiación de proyectos eléctricos, la cual analizará y planteará una fórmula o paquete financiero con recomendaciones específicas de cómo solucionar el problema de los atrasos en el pago de la deuda eléctrica entre los actores del sistema. Es sabido el problema de liquidez que generan estos rezagos.
5. **Problemas de suministro, evidencias de fragilidad del sistema**. Como lo hizo en 2005, en el año corriente el gobierno ha pagado puntualmente el subsidio al sector eléctrico. Desde esta perspectiva, por consiguiente, no se justifican los *apagones críticos* que en ocasiones afectan al país³³ con la consiguiente dosis de irritación social que generan. Esto pone en evidencia que la solución del problema eléctrico requiere el concurso, el compromiso y la obligación de todos: el Gobierno, los actores privados y los usuarios.
6. **Revertir la crisis de confianza: moral para cobrar**. Generar y distribuir con estabilidad la energía que se requiere es factor clave para producir sensación de que aquí no hay crisis y recuperar la confianza de la población. Entonces, y solo así, el sector eléctrico estará revestido de la debida autoridad moral para cobrar, sin generar irritación social ni protestas justificadas. En este sentido, es razonable pedir y esperar que el esfuerzo fiscal del Gobierno sea correspondido con coherencia, ética y eficacia en la generación y suministro del servicio de parte del sector privado, desterrando la ocurrencia de apagones inexplicables, causantes de tanto daño a la imagen corporativa de las empresas generadoras y distribuidoras como a la del Gobierno mismo.
7. **Costo de generación de energía**. Desde la perspectiva del Gobierno, hay mucho que avanzar en términos de reducción de los costos de generación de la energía. Menores costos viabilizarán el abaratamiento de la tarifa, incentivará el pago de la factura por parte de los usuarios. ¿Cómo avanzar? El avance está asociado al tipo de combustible que se emplee en la generación, lo que lleva a plantear la necesidad de modificar la estructura del parque de generación. La diversificación de la matriz de generación a favor de combustibles más baratos y amigables con el medio ambiente, aparece como la fórmula por excelencia para avanzar. Para ello hay dos líneas de acción a la vista: *i)* el Gobierno contrató, y se tiene previsto que entren en operación en diciembre -2007, la instalación de dos plantas de generación a carbón³⁴ que sumarán 1,200 Mw³⁵ a la

³³ Por ejemplo, en las segunda y tercera semanas de junio el suministro fue de solo 65% de la demanda; cuando esto ocurre, el problema se torna en *crisis agravada* que genera efecto de *alta tensión social*.

³⁴ Se tratará de carbón bajo en azufre y, por tanto, medioambientalmente amigable.

capacidad de generación existente, con costos de producción reducidos a la mitad del observado en la media nacional. La diversificación de la matriz a favor de combustibles más baratos y limpios, abatirá los costos de generación, propiciará la reducción de la tarifa y estimulará el pago de los usuarios; **ii)** conversión tecnológica de generadores a otros combustibles, como el gas natural, de costo más bajo y amigable con el medio ambiente. Esta línea de acción contribuirá también a reducir costos de generación y se habrá de traducir en un estímulo para el pago de la energía. Actualmente se están desarrollando conversaciones y negociaciones que generarán avances importantes en este sentido.

8. En transmisión. En julio 2006 iniciará la instalación de la denominada *autopista eléctrica*, una línea que facilitará la transmisión de energía de regiones excedentarias (Este y Sur, por ejemplo) hacia la zona Norte, que es deficitaria en generación³⁶. La construcción de la red contribuirá a un suministro más estable, eficiente y equilibrado del servicio en el país y será una solución parcial al déficit de suministro de energía, particularmente en el Cibao. Se trata de una red de transmisión a 348 mil voltios y 138 mil voltios, las cuales se unirán a dos subestaciones que también serán construidas en el proyecto, cuyo costo será de casi \$5 mil millones de pesos (\$124 millones de euros); la obra estará concluida a mediados de 2008.

9. Fortalecimiento regulatorio e institucional. Se avanzará en este sentido a través de los siguientes elementos: i) el país estará provisto, en breve, de una Ley para el Fomento de las Energías Renovables, contentiva de instrumentos que facilitarán el desarrollo de fuentes alternas de energía; ii) es consenso entre los actores la necesidad de revisar la Ley No. 125-01 o Ley General de Electricidad y su reglamento de aplicación a fin de mejorar la eficacia institucional en el desarrollo de la política; y iii) la revisión del marco regulatorio habrá de garantizar una clara delimitación de funciones de los actores públicos (CDEEE, SIE y CNE), y mejorar las capacidades para un mejor desempeño en los ámbitos de diseño de la política energética (CNE) y en la supervisión y fiscalización del cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentos y normas técnicas establecidas (SIE).

10. Otras líneas de acción. El Gobierno explora y desarrolla otras acciones en el plano de las energías renovables. En este ámbito, cabe poner de relieve: **i)** Electrificación rural; **ii)** construcción de nuevas hidroeléctricas: Pinalito y Palomino, que sumaran 100 y 50 Mw al sistema, respectivamente; y **iii)** desarrollo de energías renovables: construcción de parques eólicos, con el concurso de inversiones provenientes del Gobierno de Navarra, España; cambio del parque de bombillas incandescentes por bombillas ahorradoras, así como un conjunto de medidas destinadas al desarrollo de una cultura de ahorro, uso eficiente y responsable de la energía que consumimos.

(*) Fuente: Elaborado por UAE/STP, fundamentalmente en base a la intervención del Señor Presidente de la República, Dr. Leonel Fernández, en la conclusión del Seminario sobre Energía auspiciado por la FUNGLODE, en la tercera semana de junio 2006.

³⁵ Esta capacidad entraría al sistema con la debida prudencia y gradualidad a los fines de preservar el equilibrio del sistema eléctrico y no afectar derechos adquiridos de otros generadores que ya están en el sistema.

³⁶ La generación en el Cibao depende de dos empresas: Smith Enron y CEPP, en Puerto Plata, y del sistema Palamara, en La Vega.

Producción Mundial de Crudo, 2005

País	(Miles de Bdp/día)	%
USA	6,830	8.4
Cánada	3,047	3.8
México	3,759	4.6
Total América del Norte	13,636	16.8
Argentina	725	0.9
Brasil	1,718	2.1
Colombia	549	0.7
Ecuador	541	0.7
Perú	111	0.1
Trinidad y Tobago	171	0.2
Venezuela	3,007	3.7
Otros Sur y Centroamérica	142	0.2
Total Sur y Centroamérica	6,964	8.6
Azerbaijan	452	0.6
Dinamarca	377	0.5
Italia	118	0.1
Kazakhstan	1,364	1.7
Noruega	2,969	3.7
Rumanía	114	0.1
Federación Rusa	9,551	11.8
Turkmenistan	192	0.2
Reino Unido	1,808	2.2
Uzbekistan	126	0.2
Otros Europa y Eurasia	463	0.6
Total Europa y Eurasia	17,534	21.6
Iran	4,049	5.0
Irak	1,820	2.2
Kuwait	2,643	3.3
Oman	780	1.0
Qatar	1,097	1.4
Arabia Saudí	11,035	13.6
Syria	469	0.6
Emiratos Árabes Unidos	2,751	3.4
Yemen	426	0.5
Otros Medio Oriente	48	0.1
Total Medio Oriente	25,119	31.0
Algeria	2,015	2.5
Angola	1,242	1.5
Cameroon	58	0.1
Chad	173	0.2
Rep. Congo (Brazzaville)	253	0.3
Egipto	696	0.9
Guinea Ecuatorial	355	0.4
Gabón	234	0.3
Libia	1,702	2.1
Nigeria	2,580	3.2
Sudán	379	0.5
Tunisia	74	0.1
Otros África	72	0.1
Total África	9,835	12.1
Australia	554	0.7
Brunei	206	0.3
China	3,627	4.5
India	784	1.0
Indonesia	1,136	1.4
Malasia	827	1.0
Tailandia	276	0.3
Vietnam	392	0.5
Otros Asia Pacífico	199	0.2
Total Asia Pacífico	8,000	9.9
Total Mundo	81,088	100.0

Fuente: British Petroleum, Reporte Estadístico, 2006.

Consumo Mundial de Crudo, 2005

País	Producción (Miles de Bdp/día)	%
USA	20,655	25.0
Cánada	2,241	2.7
México	1,978	2.4
Total América del Norte	24,875	30.2
Argentina	421	0.5
Brasil	1,819	2.2
Chile	257	0.3
Colombia	230	0.3
Ecuador	148	0.2
Perú	139	0.2
Venezuela	553	0.7
Otros Sur y Centroamérica	1,208	1.5
Total Sur y Centroamérica	4,776	5.8
Austria	294	0.4
Azerbaijan	103	0.1
Belarus	137	0.2
Bélgica y Luxemburgo	809	1.0
Bulgaria	109	0.1
República Checa	211	0.3
Dinamarca	189	0.2
Finlandia	233	0.3
Francia	1,961	2.4
Alemania	2,586	3.1
Grecia	429	0.5
Hungría	151	0.2
Islandia	19	0.0
República de Irlanda	196	0.2
Italia	1,809	2.2
Kazakhstan	208	0.3
Lituania	57	0.1
Países Bajos	1,071	1.3
Noruega	213	0.3
Polonia	478	0.6
Portugal	320	0.4
Rumanía	240	0.3
Federación Rusa	2,753	3.3
Slovakia	73	0.1
España	1,618	2.0
Suecia	315	0.4
Suiza	262	0.3
Turkía	650	0.8
Turmekistan	110	0.1
Ukrania	294	0.4
Reino Unido	1,790	2.2
Uzbekistan	161	0.2
Otros Europa y Eurasia	502	0.6
Total Europa y Eurasia	20,350	24.7
Iran	1,659	2.0
Kuwait	280	0.3
Qatar	98	0.1
Arabia Saudía	1,891	2.3
Emiratos Árabes Unidos	376	0.5
Otros Medio Oriente	1,436	1.7
Total Medio Oriente	5,739	7.0
Algeria	254	0.3
Egipto	616	0.7
África del Sur	529	0.6
Otros África	1,363	1.7
Total África	2,763	3.4
Australia	884	1.1
Bangladesh	82	0.1
China	6,988	8.5
China Hong Kong	285	0.3
India	2,485	3.0
Indonesia	1,168	1.4
Japón	5,360	6.5
Malasia	477	0.6
Nueva Zelanda	152	0.2
Pakistan	353	0.4
Filipinas	314	0.4
Singapur	826	1.0
Korea del Sur	2,308	2.8
Taiwan	884	1.1
Tailandia	946	1.1
Otras Asia Pacífico	445	0.5
Total Asia Pacífico	23,957	29.1
Total Mundo	82,459	100.0

Fuente: British Petroleum, Reporte Estadístico, 2006.

Comercio Mundial, 2005

Importaciones	Miles de Bdp/día	%
USA	13,525	27.1
Europa	13,261	26.6
Japón	5,225	10.5
Resto del Mundo*	17,895	35.9
Total	49,906	100.0

Exportaciones	Miles de Bdp/día	%
USA	1,129	2.3
Canadá	2,201	4.4
México	2,065	4.1
Sur y Centroamérica	3,528	7.1
Europa	2,149	4.3
Antigua Unión Soviética	7,076	14.2
Medio Oriente	19,821	39.7
África Norte	3,070	6.2
África del Oeste	4,358	8.7
Asia Pacífico	2,967	5.9
Resto del Mundo*	1,542	3.1
Total	49,906	100.0

*Excluye Japón

Fuente: British Petroleum, Reporte Estadístico, 2006.

**SECRETARIO TÉCNICO DE LA PRESIDENCIA
JUAN TEMÍSTOCLES MONTÁS**

**COORDINACIÓN TÉCNICA
MAGDALENA LIZARDO**

**ELABORACIÓN
JUAN T. MONEGRO
BEVERLY FERNÁNDEZ**

Cualquier observación sobre el contenido, favor dirigirla a jmonegro@pro-reforma.gov.do.