



DECIMOCUARTO INFORME ESTADO DE LA NACION EN DESARROLLO HUMANO SOSTENIBLE

Informe Final

PONENCIA DE ENERGÍA

“OPCIONES AL NUEVO ENTORNO ENERGÉTICO INTERNACIONAL”

Investigadores:

MSc. Jimmy Fernández Zúñiga

M.Sc. Randall Arce Alvarado



Nota: El contenido de esta ponencia es responsabilidad del autor. El texto y las cifras de las ponencias pueden diferir de lo publicado en el Decimocuarto Informe sobre el Estado de la Nación en el tema respectivo, debido a revisiones posteriores y consultas. En caso de encontrarse diferencia entre ambas fuentes, prevalecen las publicadas en el Informe.

RESUMEN EJECUTIVO.....	3
1. EL CONSUMO ENERGÉTICO FINAL NO HA CAMBIADO DESDE HACE QUINCE O MÁS AÑOS, EN COSTA RICA Y NO SE IDENTIFICA NINGUNA ACCIÓN CONCRETA PARA MODIFICAR ESTA TENDENCIA.....	5
1.1 Aspectos generales.....	5
1.2 Consumo final energético	6
2. DE LAS IMPORTACIONES TOTALES, EN EL 2007, UN 11,1% FUE PETRÓLEO CRUDO Y SUS DERIVADOS.....	10
2.1 Aspectos generales.....	10
2.2 Importación y exportación de petróleo crudo y sus derivados.....	11
2.3 Consumo nacional de los combustibles líquidos derivados del petróleo con un fin energético.....	14
3. SE DEBE INCORPORAR AL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO ENTRE 100 A 150 MW AL AÑO; DE LO CONTRARIO, NO SE LE PODRÍA ASEGURAR AL SECTOR PRODUCTIVO LA ENERGÍA REQUERIDA PARA SU DESARROLLO.....	18
3.1 Aspectos generales.....	18
3.2 Capacidad instalada y generación de energía eléctrica.....	19
3.3 Ventas de energía eléctrica	22
4. ¿Opciones? De cara a los elevados precios de los hidrocarburos, el caso de los biocombustibles, la exploración petrolera y el tren.	24
4.1 Biocombustibles ¿solución parcial al problema energético nacional?	24
4.2 Exploración petrolera: ¿opción para el país en tiempos actuales?.....	36
4.3 El tren urbano: ¿alternativa real para mejorar la eficiencia energética?.....	39

RESUMEN EJECUTIVO

En el 2006, el consumo final total de energía secundaria, con fines energéticos, fue de 111 580 terajulios, de los cuales, el 74,98% corresponde a combustibles productos derivados del petróleo (combustibles líquidos, gaseosos y sólidos); a la energía eléctrica, un 24,89% y la biomasa, un 0,13% de la matriz energética nacional. En el 2007, se estima (informes de ventas de RECOPE S.A e ICE) que el consumo final total de energía secundaria fue de 118 417 terajulios. De esta cifra, los productos derivados del petróleo representan un 75,22%; la electricidad un 24,68% y la biomasa un 0,10%. Durante el periodo en análisis, se observa que el consumo final total de energía secundaria creció un 6,12%, crecimiento en cual, el sector transporte (terrestre, aéreo y marítimo) representa, en ambos casos, aproximadamente, un 55% del consumo energético nacional.

Otro dato relevante es que el consumo energético, en los últimos años, registra tasas de crecimiento similares a las del crecimiento económico; pero el reto está en la capacidad que tengamos como sociedad para promover una relación lo más inelástica posible, entre estas dos variables en el largo plazo.

El panorama energético internacional y nacional de combustibles es bastante complejo; primero, porque la demanda de los derivados del petróleo parece que es casi perfectamente inelástica, en el corto plazo; segundo, porque este incremento en la factura petrolera va a empeorar el déficit comercial de países importadores de combustibles, como es nuestro caso.

En el 2006, Costa Rica importó un total de 17 131 272 b, con un costo de U.S \$1230 millones, y en el 2007, fue de 18 412 066 b, con un costo de U.S \$1444 millones; el jet es el combustible más caro en el mercado internacional, seguido del diésel, luego las gasolinas.

El diésel es el combustible que más se consume en el ámbito nacional, seguido por las gasolinas, juntos representan, aproximadamente, el 70% y el 75% de ventas de RECOPE S.A.; en ambos casos, casi la totalidad de estos productos se destina al sector transporte, excepto una parte del diésel utilizada para la generación de electricidad; situación que se ha venido incrementando en los últimos años.

El país cuenta con un sistema interconectado de producción, transmisión y distribución de electricidad, con una cobertura del 98,6% del territorio nacional, el resto es atendido con minicentrales eléctricas o con paneles solares, este es un esfuerzo país muy importante, si tomamos en cuenta que cerca del 43% de la población costarricense vive en la zona rural.

La capacidad instalada a nivel nacional para la generación de energía eléctrica, en el 2006, era de 2 097 MW, y en el 2007, fue de 2 182 MW, lo cual significa un crecimiento del 4,05% (85 MW) y se estructura, básicamente, de la siguiente forma: 81% con fuentes renovables (69%, hidroeléctricas; 8%, geotérmicas; 3% eólicas; y biomasa, 1%). El 19% restante, con fuentes no renovables (diésel y búnker).

Para responder a las necesidades del mercado eléctrico nacional, se debe incorporar por lo menos entre 100 a 150 MW al año; de lo contrario, el sistema eléctrico nacional se podría ver sometido a problemas para satisfacer la demanda interna. El sector residencial es el que más pesa dentro de las ventas nacionales durante los últimos años.

El escenario energético nacional es sumamente complejo, y las dos últimas administraciones del país, se han caracterizado por tener, en materia del sector energía, un comportamiento disímil en unos casos y de continuidad, en otros:

- ✍ En el caso de los biocombustibles, la actual Administración mas bien muestra una especie de continuidad, donde el objetivo es desarrollar una industria nacional, mediante la incorporación de producción agro-industrial y consumo de biocombustibles de una forma sostenible, en todo el país. Este proyecto se percibe como una acción complementaria al problema energético nacional; sin embargo, este tema tiene una serie de interrogantes y limitaciones para su desarrollo. Particularmente, debe ponerse atención a los siguientes aspectos a) los altos costos internacionales del etanol y el biodiesel, y el consecuente incentivo para los productores nacionales de exportar el producto; b) los impactos ambientales asociados al incremento de áreas de cultivo de productos para elaborar etanol, que han sido evidenciados en diversos países del mundo; c) la crisis alimentaria mundial; d) la oportunidad que se abre para desarrollar nuevos biocombustibles de segunda generación, para lo cual, es requisito indispensable, la implementación de actividades de investigación y desarrollo, y su potencial efecto multiplicador en la sociedad.
- ✍ El comportamiento contradictorio se enmarca, fundamentalmente, en lo que respecta al tema de la exploración petrolera, desde la perspectiva de si se constituye en una opción para el país, en tiempos de elevados precios de hidrocarburos. En este sentido, el documento plantea aspectos básicos relacionados con el proceso de exploración (prospección y exploración) petrolera, puntualizando los mayores riesgos que existen en cada una de las etapas.
- ✍ Por ultimo, se plantea en esta ponencia el tren, tanto de pasajeros como de carga de mercancías, entendido como una alternativa; mas no como una solución única al problema energético que vive el país. Este planteamiento se hace sobre la base de los efectos que la implementación del tren, desde finales del 2005, ha tenido en materia de cantidad de personas transportadas y sustitución de otros medios de transporte.

1. EL CONSUMO ENERGÉTICO FINAL NO HA CAMBIADO DESDE HACE QUINCE O MÁS AÑOS, EN COSTA RICA Y NO SE IDENTIFICA NINGUNA ACCIÓN CONCRETA PARA MODIFICAR ESTA TENDENCIA

1.1 Aspectos generales

Antes de iniciar el análisis del comportamiento del consumo energético nacional durante el periodo 2006, 2007, es importante recordar algunos conceptos básicos para abordar mejor el tema. Cuando se habla de **energía** en términos generales, se está haciendo referencia a una magnitud física asociada con la capacidad que tienen los cuerpos para producir **trabajo**; sea este mecánico, emisión de luz, generación de calor u otros. Toda materia y todas las cosas tienen energía, y esta se transforma.

De acuerdo con la idea explicada en el párrafo anterior, la **energía primaria** es aquella tal cual sale de la naturaleza, por ejemplo: la que se obtiene de manera directa (energía hidráulica y solar); o la que resulta de un proceso de extracción (petróleo, carbón mineral y la geotérmica) y la que se origina mediante un proceso de fotosíntesis (leña; y demás combustibles vegetales). En un segundo plano, tenemos la **energía secundaria**, constituida por los productos energéticos derivados de los diferentes centros de transformación (se entiende por centro de transformación: refinerías, centrales hidroeléctricas, centrales geotérmicas, carboneras, centrales térmicas a combustibles líquidos, gas o biomasa, entre otras.); luego de sufrir un proceso de cambio físico, químico o bioquímico y cuyo destino son los distintos sectores de consumo final u otro centro de transformación.

Por lo tanto, cuando se hable de **soberanía energética** se estaría asociando este concepto al potencial que tiene un país para hacer uso de sus recursos energéticos naturales y a la capacidad de contar con los centros de transformación necesarios, para aprovechar esas fuentes energéticas primarias.

Se entiende por **consumo final total de energía secundaria**, toda aquella energía empleada (consumida o demandada) por los sectores económicos y sociales del país para satisfacer sus múltiples necesidades finales. Este consumo final total de energía secundaria está conformado por dos subconjuntos: **consumo final energético**, el cual va a ser analizado más adelante en esta ponencia, y el **consumo final no energético**, concepto referido al uso de fuentes energéticas, como materias primas o productos de uso final diferente del energético, como solventes, lubricantes, aromatizantes, cemento asfáltico, emulsión asfáltica, alcohol no carburante, entre otros. (Organización Latinoamericana de Energía - OLADE: "Metodologías de balances energéticos")

Tomando como referencia las definiciones antes mencionadas y de acuerdo con los datos del balance energético nacional del 2006, que lleva la Dirección Sectorial de Energía – DSE; el consumo final total de energía secundaria para ese año fue de 112 935 terajulios, de este total se identifica que el 98,80% (111 580 terajulios) tuvo un uso energético y 1,20% restante (1 355 terajulios) se destinó a un fin no energético. Respecto del consumo final total de energía secundaria, los productos derivados del

petróleo llegaron a representar un 74,98% (combustibles líquidos, gaseosos y sólidos); la eléctrica un 24,89% y la biomasa un 0,13% de la matriz energética nacional.

En el 2007, se estima que el consumo final total de energía secundaria fue de 120 853 terajulios¹, de los cuales, el 97,98% (118 417 terajulios) tuvo un final energético y el 2,02% (2 436 terajulios) un final no energético y los productos derivados del petróleo representaron un 75,22%, la electricidad un 24,68% y la biomasa un 0,10%.

Durante el periodo de análisis, se observa que el consumo final total de energía secundaria creció un 7,01%, muy similar a la tasa de crecimiento que experimentó el Producto Interno Bruto – PIB para este periodo, el cual fue de un 6,80%.

Otro elemento importante por resaltar, en este período, es el crecimiento significativo experimentado por el consumo final no energético (emulsión asfáltica y cemento asfáltico) que fue de un 79,77%; este cambio tan significativo se explica, en gran parte, por el programa de recuperación, mantenimiento y construcción de nuevas vías que ha venido ejecutando el Gobierno, en el ámbito nacional.

1.2 Consumo final energético

Como se indicó, este sub-conjunto (variable) recoge el consumo realizado por los diferentes sectores económicos y sociales del país, en esta materia (energía) para satisfacer sus múltiples necesidades. De acuerdo con el balance energético nacional en el 2006, el consumo final energético fue de 111 580 terajulios². En el 2007, se estima un consumo final energético de 118 417 terajulios³ esto significa un crecimiento del 6,12%; este crecimiento es más parecido al que experimentó el PIB base 91, para este periodo que fue de 6,80%.

Otro elemento que se desprende de los distintos balances de energía, realizados por la DSE es que la estructura del consumo por fuente se ha mantenido durante los últimos quince o más años, y no se observa ninguna política o acción significativa que modifique esta tendencia en el tiempo. El periodo que se analiza en esta ponencia no es la excepción, porque los combustibles derivados del petróleo (se incluye el coke) representan un 74,7%, la electricidad un 25,2% y la biomasa el 0,1% del consumo final energético.

Como se observa en el gráfico N° 1, el sector transporte, tanto público como privado (aéreo y terrestre) sigue siendo el que presenta poco más de dos cuartas partes del

1 En el momento que se elaboró esta ponencia (marzo a junio del 2008) no se contaba con el Balance Energético Nacional del 2007 que elabora la DSE; por lo tanto, lo que se hizo fue recoger los informes de ventas del ICÉ y de RECOPE S.A. para el 2007, como referencia para el análisis. Respecto de la biomasa, al no existir un mercado formal para esta fuente, se tuvo que estimar el dato del 2007 tomando los datos de los balances de energía del 2005 y 2006 que lleva la DSE; esta situación puede generar cambios con los registros de los informes del Estado de la Nación anteriores, ya que se basan en los balances de energía que elabora la DSE; sin embargo, la diferencia entre estos datos y los de los balances no debería ser significativa; ya que lo que se toma como punto de arranque, son las ventas totales comerciales de energía de las dos empresas dominantes en el país.

2 Dato suministrado por la Dirección Sectorial de Energía para el Balance Energético Nacional 2006.

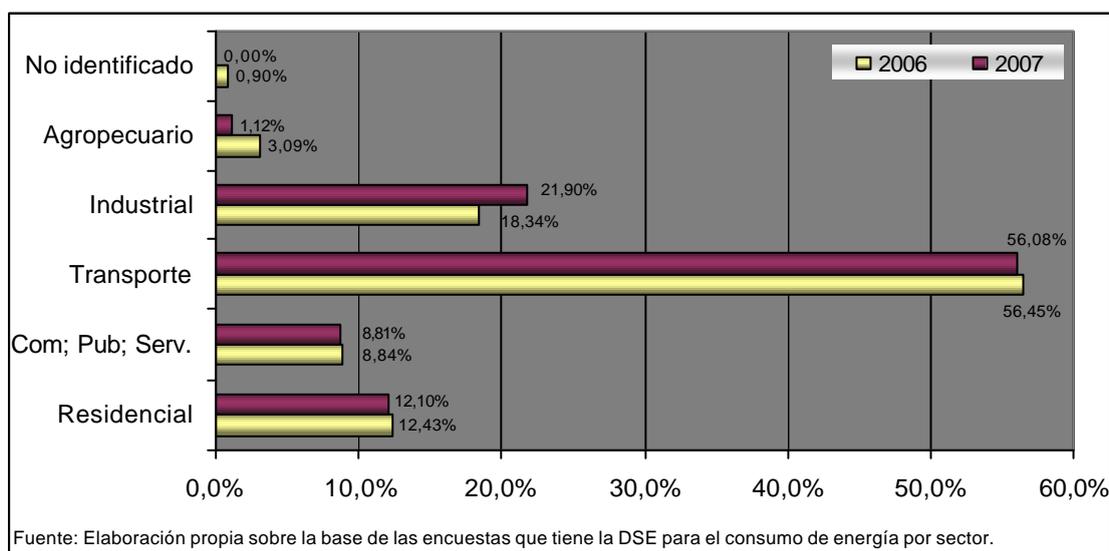
3 Dato estimado sobre informes de ventas de RECOPE S.A y el ICE del 2007.

consumo final energético; por ejemplo, en el 2006, este sector representaba el 56,39% (62 918 terajulios) del consumo, en el 2007, significó el 56,08% (66 406 terajulios) del consumo, esto quiere decir que para el periodo de análisis, este sector experimentó un crecimiento del 5,54% (3 488 terajulios) de su consumo. Es importante rescatar aquí que este sector satisface casi el 100% de sus necesidades energéticas, con combustibles derivados del petróleo (gasolinas, diésel, jet A-1 y Av gas) para el periodo en estudio.

El segundo sector en importancia es el industrial, el cual representa, en promedio, una quinta parte del consumo final energético (Ver gráfico N° 1). En el 2006, este sector representó un 18,4% (20 463 terajulios) del consumo final energético, y en el 2007, un 21,91% (25 928 terajulios)⁴ esto significa un crecimiento del 26,70% (5 465 terajulios). Este crecimiento en el consumo energético puede tener su explicación, primero por la dinámica del sector exportador (2006, se exportó un total de 8 200 millones de dólares, en el 2007, fue de 9 353 millones de dólares, según datos del Banco Central de Costa Rica) y segundo, por la dinámica económica interna del país. Del consumo total de energía en este sector, aproximadamente, un tercio lo satisface con eléctrica y los dos tercios restantes, con derivados del petróleo (diésel, búnker, LPG, coke, gasóleo y otros). Aquí no se está incluyendo la energía primaria (leña, residuos vegetales, el bagazo y otros) que se utiliza de forma directa en algunas centros industriales o agroindustriales para sus procesos; según datos del balance energético nacional 2006, realizado por la DSE se reporta para este caso, un total de 14 926 terajulios; un dato similar podría estarse dando para el 2007.

Gráfico N° 1

Peso relativo por sector económico respecto del consumo final de energía secundaria 2006 - 2007



4 Dato estimado sobre las ventas del ICE y RECOPE S.A

El tercer sector en importancia es el residencial, que representa, en promedio, una décima parte del consumo final total energético (Ver gráfico N° 1). En el 2006, este sector representó un 12,41% (13 868 terajulios) del consumo final energético. En el 2007, fue un 12,10% (14 334 terajulios)⁵ que significa un crecimiento del 3,36% en términos absolutos, aunque el peso relativo del sector dentro del consumo final total energético, haya disminuido, levemente. Del consumo final de energía secundaria que demandó este sector en el 2006, el 82,67% fue satisfecho con electricidad, un 17,0% con derivados de petróleo y un 0,33% con biomasa (carbón vegetal), situación que no varió mucho en el 2007, ya que un 83,90% de la demanda fue satisfecho con electricidad, un 16,31% con derivados de petróleo y un 0,21% con biomasa. Sin incluir la energía primaria (leña) que se utiliza en el sector residencial, y de forma directa; según datos del balance energético nacional 2006, de la DSE, se reporta para este caso un total de 13 084 terajulios y fue, básicamente, en el sector rural, situación muy similar se registró en el 2007.

El cuarto sector en importancia es el denominado servicios, comercio y público. Para el periodo en estudio, este sector representa, en promedio, un 9% del consumo total de energía secundaria: en el 2006, fue 9 869 terajulios y en el 2007, fue de 10 428 terajulios⁶, con un crecimiento del 5,66%.

Del total de energía consumida por este sector (servicios, comercio y público) en el 2006, el 87,46% fue satisfecho con electricidad y el resto con derivados de petróleo. En el 2007, se estima que el 92,40% fue satisfecho con electricidad y el restante con derivados de petróleo. Este crecimiento tan significativo de la electricidad, dentro de este sector, podría ser el resultado del “boom” de los centros comerciales, restaurantes y hoteles en todo el país.

Por último, tenemos el sector agropecuario, el cual tiene un peso relativo dentro del consumo final energético de un 3,09% (3 453 terajulios) en el 2006; mientras que en el 2007 se estima un 1,12% (1 322 terajulios) del consumo energético final de energía secundaria, necesidad satisfecha con derivados de petróleo.

La tasa de crecimiento que experimentó el Producto Interno Bruto base 91 de Costa Rica, del 2006 al 2007, fue de 6,8%; cambio muy similar se produjo en el consumo final de energía secundaria, el cual fue de 6,12%. Con el fin de medir el grado de atracción entre estas dos variables, se retoma el coeficiente de correlación de Pearson⁷ para el periodo que va del 2000 al 2007, el resultado que se obtiene es de 0,934, lo que indica que el PIB está sumamente correlacionado con el consumo energético nacional. El resultado es muy similar, cuando se obtiene este indicador pero entre el consumo energético nacional de energía secundaria y el sector exportador (exportaciones totales) cual es de 0.883. A partir de estos resultados, se puede llegar a

5 Dato estimado sobre las ventas del ICE y RECOPE S.A

6 Dato estimado sobre las ventas del ICE y RECOPE S.A

7 Pearson lo que mide es el nivel de atracción entre estas dos variables PIB base 91 y consumo de energía

una primera conclusión: si el país quiere una mayor dinámica productiva y económica tanto interna como externa, requerirá, necesariamente, de un mayor consumo energético.

Otro de los indicadores por rescatar aquí, es la razón⁸ entre el consumo de hidrocarburos respecto de la electricidad; en el 2000, esta relación era de 3,7 a 1; en el 2007, fue de 3,0 a 1, si bien el cambio es relativamente pequeño, indica que en el mediano plazo, se va generar una mayor presión para la generación de electricidad y si no se cuenta con una estrategia clara en esta materia, el crecimiento económico y el desarrollo del país, podrían verse afectados en el corto plazo; ya que no estaríamos en capacidad de asegurar el abastecimiento en el suministro de energía eléctrica a los nuevos inversionistas.

Los otros dos indicadores importantes a los cuales hay que dar seguimiento, son la intensidad y la productividad energética. Respecto de la intensidad energética -IE⁹ (cantidad de energía consumida para producir una unidad monetaria) no varió entre el 2006 y 2007: fue de 0.059. Respecto del indicador de productividad energética, no se observa un cambio significativo del 2006 al 2007; por ejemplo en el 2006, la productividad energética fue de 16 961 unidades monetarias y en el 2007, se alcanzó 17 080 unidades monetarias (productividad energética son las unidades monetarias producidas con una unidad energética consumida).

Por último, es importante tener presente que como sociedad hemos venido incrementado nuestro consumo energético de forma sostenida, situación muy normal en un país en vías de crecimiento económico y de desarrollo; pero el reto está en la capacidad que tengamos como sociedad (sector privado, sector público y sociedad civil) para promover una **relación lo más inelástica** posible entre la **dinámica económica** (PIB) y el **consumo energético**; para alcanzar esto se tiene que contar con una visión integral y de largo plazo, para ir generando los **cambios estructurales** en el consumo energético nacional, con el objetivo de buscar, permanentemente, su eficiencia y eficacia.

⁸ Razón (Tj hidrocarburos / Tj Electricidad)

⁹ Consumo final total de energía/PIB real

2. DE LAS IMPORTACIONES TOTALES, EN EL 2007, UN 11,1% FUE PETRÓLEO CRUDO Y SUS DERIVADOS

2.1 Aspectos generales

En el 2006, el mundo consumía un total de 83,7 millones de barriles al día – mbd de petróleo, en el 2007, el consumo era de 85.8 mbd, lo que significa un incremento de 2,5 %. La capacidad de refinación en el mundo en el 2006, era de 87,2 mbd; en el 2007, se estima una capacidad de refinación cercana a los 87,9 mbd; la incorporación de Angola desde enero de ese año y de Ecuador en diciembre del 2007, como países miembros de OPEC, hace difícil comparar la situación reinante entre los países OPEC y los países no OPEC, respecto del año anterior. (BP statistical review of World Energy, June 2007).

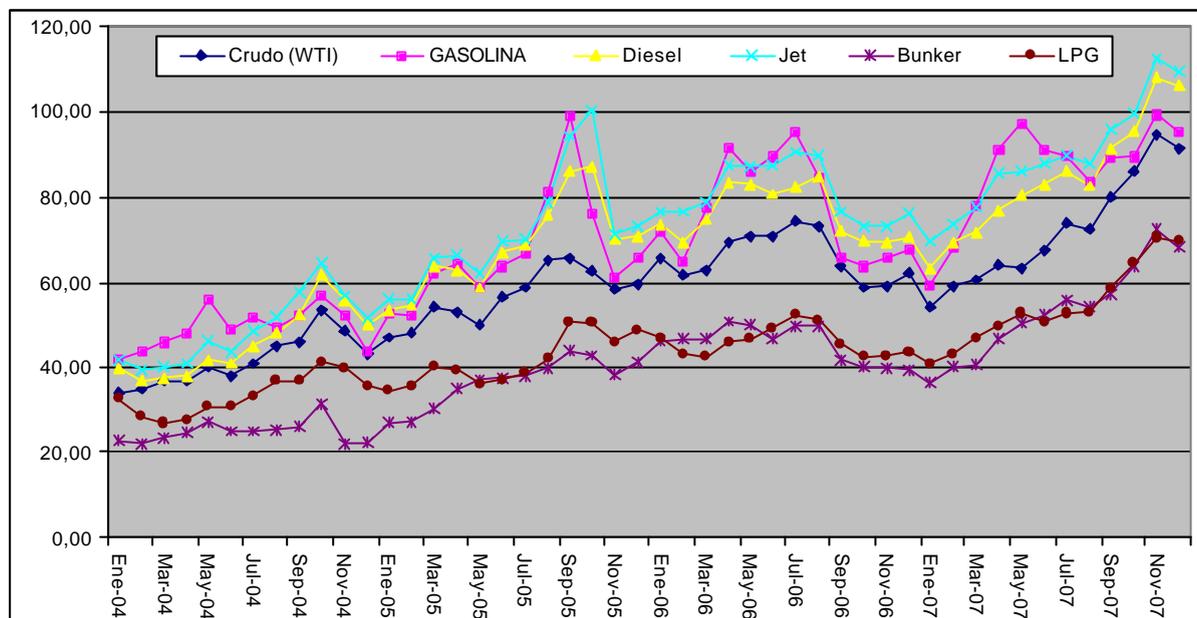
Tomando como referencia los datos contenidos en el párrafo anterior, observamos que el consumo de petróleo crudo y sus derivados crece más rápidamente, que la capacidad de refinación instalada en el mundo; esta situación se origina, en gran medida, por la dinámica económica que viven países como China, India y algunas naciones asiáticas, lo que genera presión, de forma directa, en los precios internacionales de referencia, al margen de los conflictos geopolíticos, fenómenos naturales en zonas petroleras y mercados especulativos en todo el mundo.

En Costa Rica, el mercado de referencia para la compra de petróleo crudo y sus derivados es el precio internacional de la Costa del Golfo de EEUU – WTI. En el gráfico Nº 2, se observa una marcada tendencia al alza no solo del precio del petróleo crudo sino también de sus principales derivados.

De acuerdo con este mercado de referencia, en el 2006, el precio promedio del barril de crudo fue de U.S \$66,01 dólares. En el 2007, fue de U.S \$72,23 dólares, esto significa un crecimiento del 9,42%. En el caso de la gasolinas, el precio promedio creció en un 11.60%, pasando de U.S \$76,94 dólares, en el 2006, a U.S \$85,87 dólares el barril en el 2007; mientras que el precio promedio del diésel creció en un 11,06%, pasando de U.S \$76,01 a U.S \$84,41 dólares el barril para el periodo de estudio. El jet es uno de los combustibles más caros en el mercado internacional, y su precio promedio creció 10,40%, pasando de U.S \$81,13 dólares el barril en el 2006, a U.S \$89,56 dólares el barril, en el 2007.

Gráfico N° 2

Comportamiento del precio internacional de la Costa del Golfo de EEUU – WTI promedio mensual para el barril de crudo, y de algunos de sus derivados 2004 al 2007



De acuerdo con los datos mencionados en el párrafo anterior, vale la pena rescatar el concepto de margen de refinación bruta (valor de la producción menos el costo materia prima); en este caso, el precio promedio de referencia de la gasolina respecto del precio promedio de referencia del crudo indica que el margen bruto promedio de refinación es de U.S \$12,28 dólares el barril; en diésel sería de U.S \$11,10 dólares el barril y para el jet es de U.S \$16,23 dólares el barril; para el periodo que se analiza en este documento (2006 y 2007); con este dato se puede estimar lo que un país podría estar ahorrándose por barril consumido, si tuviese una refinería que suministrara toda la oferta interna de gasolina, diésel y jet, de acuerdo con las normas de calidad establecidas por ese país.

Tratando de estimar ese ahorro para Costa Rica y guardando las proporciones del caso, en el 2007, por concepto de margen de refinación bruta en gasolinas, el país se hubiese ahorrado¹⁰ aproximadamente, unos U.S \$68 millones, en diésel; U.S \$86 millones y en jet unos U.S \$22 millones. En resumen, el ahorro estimado para el país hubiese sido de US \$176 millones, lo que significaría, aproximadamente, un 12% de la factura petrolera para ese año.

2.2 Importación y exportación de petróleo crudo y sus derivados

En el 2004, la factura petrolera fue de U.S \$698 millones, este monto representó un 8,1% de las importaciones totales y un 11% de las exportaciones totales del país; en el

¹⁰ 2007 el consumo de gasolinas fue de 5 522 554 b, diésel 7 804 698 b y jet 1 376 833 b para el mercado nacional

2007, la factura fue de U.S \$1444 millones de dólares y representó un 11,1% de las importaciones totales y un 15% de las exportaciones totales; se estima que para el 2008, esta factura podría llegar a los U.S \$2000 millones como resultado de los altos precios del crudo y sus derivados, y podría alcanzar cerca del 15% de las importaciones totales, y un 20% de las exportaciones totales para ese año.

Cuadro N° 1

Evolución del total de crudo y producto terminado 2004 al 2007

Año	Volumen/Barril	Factura petrolera US\$	Costo Promedio \$/Barril
2004	15.685.416	\$698.628.429	\$44,54
2005	16.078.701	\$997.844.184	\$62,06
2006	17.131.272	\$1.230.025.362	\$71,80
2007	18.412.066	\$1.443.690.132	\$78,41

Fuente: Dirección de Comercio Internacional de Combustibles RECOPE S.A

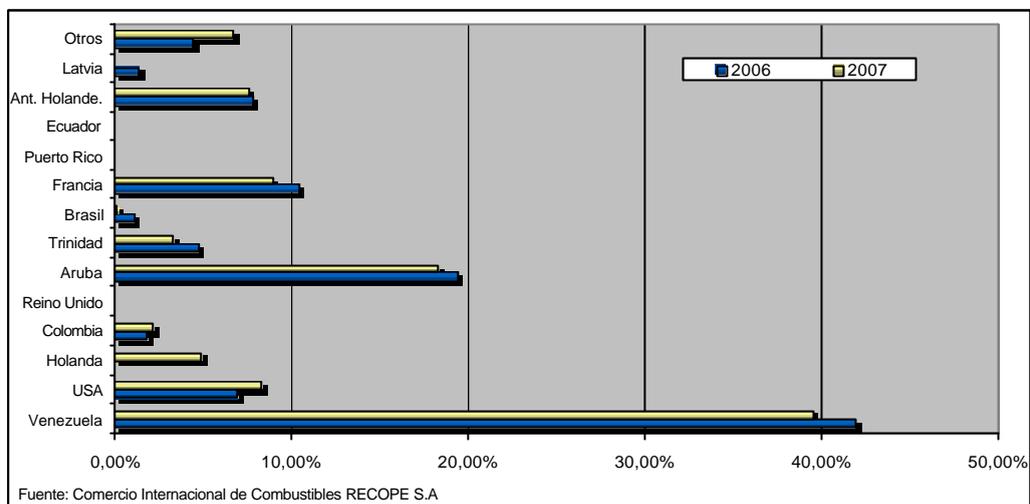
El consumo total de los derivados de petróleo para el periodo de análisis creció un 7.47%; sin embargo, esta no es la principal causa que explica el significativo crecimiento que experimentó la factura petrolera en un 17,37% (\$214 millones de dólares adicionales en el 2007), mas bien, fue el costo promedio del barril, el cual creció un 9,2% o sea \$6,61 dólar por barril de más. (Ver cuadro N° 1).

Lo que se viene indicando en los párrafos anteriores es que el panorama energético nacional de combustibles es bastante complejo; primero, porque la demanda de los derivados del petróleo es casi perfectamente inelástica en el corto plazo; segundo, porque este incremento en la factura petrolera va a empeorar el déficit comercial del país, y tercero, cada vez se destina una fracción mayor de nuestras exportaciones para la compra de combustibles.

De acuerdo con los datos de RECOPE S.A. los tres principales proveedores del suministro de crudo, producto intermedio y producto final, en el 2006 y 2007, son Venezuela, Aruba y Francia. Venezuela es el principal proveedor de crudos para Costa Rica, debido a que las características del crudo venezolano son acordes al tipo de refinería que tiene el país actualmente; esta es la principal causa de que se esté importando casi un 40% de la factura petrolera de Venezuela (RECOPE S.A. 2007). (Ver grafico N° 3)

Gráfico N° 3

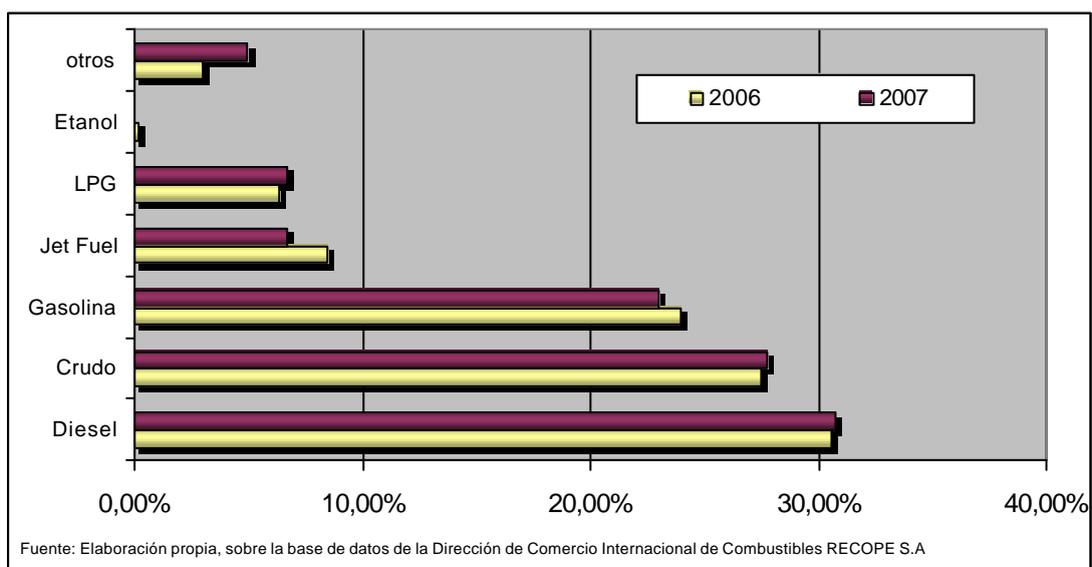
Distribución porcentual del volumen importado de hidrocarburos según país de procedencia, 2006 al 2007



Del total importado, el 80% se concentra en tres productos: diésel con un 30% (2006: 5 407 280 barriles y 2007: 5 769 388 barriles), petróleo crudo con un 27% (2006: 4 851 301 barriles y 2007: 5 210 615 barriles) y las gasolinas con un 24% (2006: 4 235 803 barriles y 2007: 4 316 758 barriles). El 20% restante de las importaciones, se distribuye entre otros productos intermedios o finales. (Ver gráfico N° 4).

Gráfico N° 4

Estructura relativa de los volúmenes importados de la materia prima y productos derivados del petróleo 2006 - 2007



Otro dato importante por rescatar del gráfico N° 4, es la importación de etanol para el proceso de mezcla con la gasolina regular; en el 2006 se importó un total de 21 353 b con un costo estimado a los US \$2 millones; en el 2007, se importó un total de 15 788 b con un costo estimado en US \$ 1,5 millones. (RECOPE S.A.).

Las exportaciones representan no más de un 4,6% de las ventas totales de RECOPE S.A.; en el 2006 se exportó un total de 788 302 b y en el 2007 fue de 753 003 b. El IFO – 380 es la principal exportación que hace esta empresa llegando a representar casi el 75% de esta en el 2006, y un 99% en el 2007; es importante destacar que el precio de este producto no está fijado por la ARESEP, por lo tanto, su demanda va estar sujeta a los ajustes de precios que realiza semanalmente RECOPE S. A. El búnker es el segundo producto que tiene una participación importante en las exportaciones en el 2006, llegó a representar un 24% de estas, y en el 2007, no se reportó exportación de búnker.

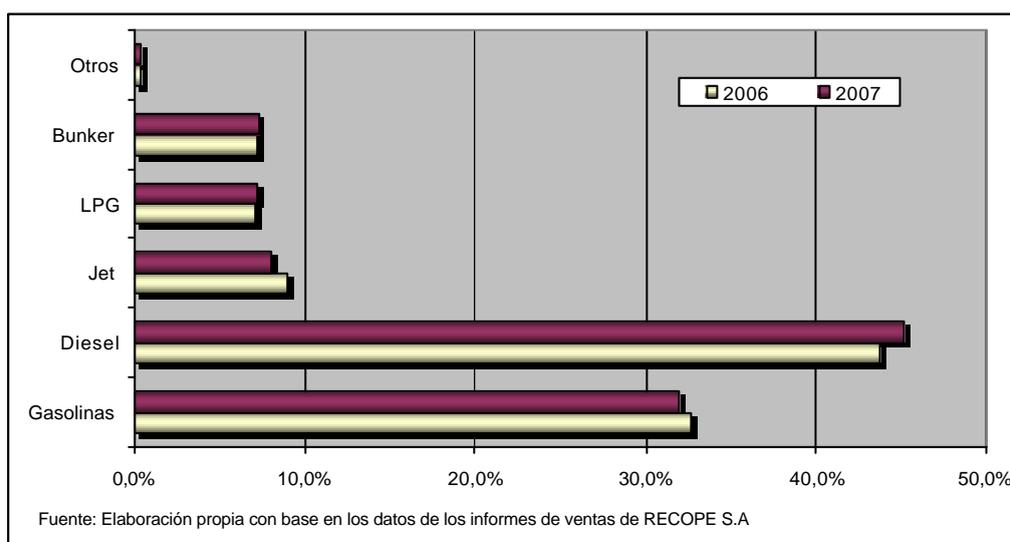
2.3 Consumo nacional de los combustibles líquidos derivados del petróleo con un fin energético

Según los informes de ventas de RECOPE S.A., en el 2006, se consumió un total de 16 106 794 b; en el 2007, 17 253 836 b de combustible para el mercado nacional; esto significa un crecimiento real del 7,1%; al margen del crecimiento que experimentó el costo promedio del barril de petróleo crudo y sus derivados, en el mercado internacional, como se señaló.

Las ventas de gasolinas (regular y súper) y el diésel son los de mayor consumo a nivel nacional; durante el periodo en estudio, estos combustibles representaban el 77% de las ventas totales, y el 23% restante se distribuye entre los otros siete productos que coloca RECOPE S.A. en el mercado nacional. (Ver grafico N° 5).

Gráfico N° 5

Estructura relativa de ventas de RECOPE S.A. por producto 2006 - 2007



El sector transporte es el responsable de consumir, en promedio, el 72% de las ventas totales de RECOPE S.A.

Por sector transporte se entiende el combustible que se vende al transporte marino (IFO-380), el cual representa, en promedio, un 3,5% de las ventas; este consumo se suma con el combustible que se vende para el transporte aéreo o sea el Jet A-1 y el Av - Gas con una participación promedio del 8,5% de las ventas totales. En cuanto al transporte terrestre, se estima que el 60% de las ventas totales de RECOPE S.A. van dirigidas a este sector, en este caso se está hablando de la totalidad de las gasolinas (regular y súper) y se estima que un 75% de las ventas totales de diésel sin ICE, van para este sector (DSE, 2005 y RECOPE S.A., 2007). Por lo tanto, se calcula que para el 2006, se destinó para este fin, aproximadamente, 9 767 991 b de este combustible y para el 2007, fue de 10 406 561 b, lo cual significa una tasa de crecimiento del 6,53% en la demanda.

El transporte terrestre es el sector que más consume combustible, con una tasa de crecimiento para el periodo de estudio del 8,24%, este resultado puede estar asociado con la dinámica del parque automotor, en términos globales, ya que de acuerdo con datos del Departamento de Seguros Obligatorios del INS, el número de vehículos registrados en el 2006, era de 729 487; mientras que en el 2007, era de 771 647¹¹, con una tasa de crecimiento del 5,77%, situación que se ha mantenido durante los últimos cinco años, al margen de los altos precios internacionales de los combustibles, concretamente gasolinas y diésel.

Diésel: Este producto es el que más se demanda a nivel nacional y ha sido objeto de subsidios cruzados, desde la década de los ochenta; sin embargo, esta política ha vendido. La ARESEP la ha corregido en los últimos meses, lo que ha generado un incremento en el precio.

En el 2006, se consumió un total de 7 045 166 b; esto significó el 43,7% de las ventas, en el 2007, fue de 7 804 698 b o sea un 45,2% de las ventas totales de los combustibles que coloca RECOPE S.A en el mercado nacional para este periodo con una tasa de crecimiento del 10,76%. Es importante destacar aquí que la tasa de crecimiento normal que tiene este combustible a nivel nacional oscila entre un 6% y 7%, y representa, en promedio, entre un 40% y un 42% de las ventas totales de RECOPE S.A; la razón por la cual en estos dos años (2006 y 2007) se genera un mayor consumo de diésel se explica por las compras significativas que realizó el ICE para la generación de electricidad, a esto se le conoce como factor térmico, y se estima que para los próximos dos o tres años, se mantenga esta tendencia.

Con el fin de abordar con mayor detalle el comportamiento de este combustible para el periodo de estudio, se hace necesario separar el diésel ICE y el diésel sin ICE.

11 La fuente de este dato es el Dep. de Seguros Obligatorios de Vehículos Automotores. INS (Todos los vehículos en circulación que cumplieron con las obligaciones de pago).

- ✍ *Diésel sin ICE:* en el 2006, se consumió un total de 6 000 384 b, y en el 2007, 6 512 010, esto significó un crecimiento del 8,53%, y representó, en promedio, un 37% de las ventas totales de RECOPE S.A. para aquellos productos con un fin energético.

De acuerdo con las estructuras de los balances de energía de los últimos diez años elaborados por la DSE, se estima que cerca de un 75% de este producto (diésel sin ICE) es usado en el sector transporte para movilizar tanto pasajeros como mercadería; el 25% restante es demandado por el sector industrial, agroindustrial y agrícola para satisfacer sus procesos productivos internos de generación de vapor, calor y fuerza.

Se espera que la tasa de crecimiento promedio que ha experimentado este producto, durante los últimos cuatro años (6,68%) sea más pausada de aquí en adelante, como el resultado de varios factores entre los que se pueden mencionar, los altos precios internacionales de los derivados del petróleo, la eliminación del subsidio como parte de una de las políticas de ARESEP para mejorar la eficiencia económica de los combustibles en el futuro, a esto se suma también, la política que tiene el Gobierno Central de disminuir el nivel de azufre en el diésel, por ejemplo en el 2007, la norma indica que RECOPE S.A. debe vender este combustible con un nivel no mayor de 0.25 de azufre y para el 2008, debe ser no mayor a 0.05; es importante mencionar que en el mercado internacional, un diésel de menor contenido de azufre es un poco más caro.

- ✍ *Diésel ICE:* El Instituto Costarricense de Electricidad – ICE consume diésel para la generación termoeléctrica en sus plantas (Moín, San Antonio y Barranca), en el 2006, un 14,83% (1 044 781 b) de todo el diésel que se consumió a nivel nacional fue para este fin, en el 2007, el 16,56% (1 292 688 b) tuvo este destino; esto representa un crecimiento en el consumo del 23,7%. (RECOPE S.A. 2006 y 2007). Es importante resaltar aquí que la alta variación en el consumo de diésel para este fin, se justifica por la situación que ha venido enfrentado el ICE, situación que lo ha llevado a adquirir altos volúmenes de este combustible, no programados en sus planes de compras. Pero dicha situación también ha alterado las programaciones de compras de RECOPE S.A. y sus estados financieros para poder atender esta situación de país.

Gasolinas: a nivel nacional se consumen dos tipos de gasolinas (gasolina regular de 88 octanos y una gasolina súper de 94 octanos); su uso es básicamente para el sector transporte. En el 2006, se reportó un consumo de 5 267 703 b; en el 2007, fue de 5 522 554 b, lo que significó en ambos casos un 32% de las ventas totales de combustibles derivados del petróleo por parte de RECOPE S.A.; en términos absolutos, la demanda total de gasolinas creció un 4,8%. En promedio, un 68% de las de la gasolina que se vende en todo el país, es de 89 octanos (regular) y un 32% restante es de 94 octanos (súper).

- ✍ *Gasolina Regular:* para el periodo en estudio se observa que el 2006, se consumió 3 591 217 b y en el 2007, un total 3 743 550 b. En ambos casos, este

consumo representó un 22% de las ventas totales de combustibles; con un crecimiento del 4,2%; sin bien este dato está por debajo del crecimiento promedio para estos últimos siete años (5,3%) su explicación puede estar asociada a los altos precios de los combustibles en el mercado internacional. Durante los últimos años, las ventas promedio se distribuyen geográficamente de la siguiente forma: un 40% en San José; 19% en Alajuela; 10% en Heredia y Cartago; 8% en Puntarenas; 7% en Limón y un 6% en Guanacaste.

- ✍ **Gasolina Súper:** en el 2006, se consumió un total de 1 676 661 b y en el 2007, 1 779 003 b, en ambos casos representa un 10% de las ventas totales de combustibles que hace RECOPE S.A. Este producto reporta una tasa de crecimiento del 6.11%; este cambio puede ser el resultado de la entrada de vehículos nuevos al parque automotor que requieran un mayor octanaje para su proceso de combustión. Durante los últimos años, estas ventas promedio se distribuyen geográficamente de la siguiente forma: un 44% en San José; 14% en Alajuela y Guanacaste; 10% en Puntarenas y Heredia; 6% en Cartago y 2% en Limón.

Jet – Fuel: este combustible es uno de los más caros en el mercado internacional y se usa, únicamente, para aviones comerciales de gran tamaño, en el transporte de personas y de mercancías. En el 2006, se vendió un total de 1 435 052 b y representaba el 8,91% de las ventas totales de combustibles de RECOPE S.A.; en el 2007, se consumió 1 376 833 b o sea un 7,98% de las ventas. Como se observa en los datos anteriores, el consumo de este combustible disminuyó un 4,05% como resultado del ajuste de precios (eliminación del subsidio) que aplicó la ARESEP a inicios del 2007, sin embargo, se estima que este es un proceso de norma de ajuste y que en el corto plazo, se podría volver a retomar las tasas de crecimiento que experimentó este producto durante los últimos años.

LPG (Licual Petroleum Gas): en el 2006, se consumió un total de 1 136 858 b; en el 2007, 1 236 842 b; esta demanda representa en promedio un 7% de las ventas totales de RECOPE S.A. con una tasa de crecimiento del 8,8%. El LPG se usa, básicamente, para el sector comercio, servicios y residencial; en los últimos años, se ha destinado, aproximadamente, entre un 9% y un 11% de las ventas de este combustible al sector transporte como un combustible alternativo, por su bajo precio respecto de la gasolina y el diésel; sin embargo, a la fecha, no hay una regulación clara para su uso en este sector.

Búnker: este producto es un residuo del proceso de refinación y es utilizado, básicamente, en el sector industrial; en el 2006, se consumió un total de 1.158.118 b; en el 2007, fue 1.243.187 b; esto significa que el consumo de este producto creció 7,34% y representa un 7% de las ventas totales de RECOPE S.A. para el periodo en estudio. Pero de las ventas totales de este combustible en el 2006, un 3% (35 366 b) fue demandado por el ICE para la generación térmica, en el 2007, fue de un 5% (61 552 b) esto significó un crecimiento del 74,19%.

3. SE DEBE INCORPORAR AL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO ENTRE 100 A 150 MW AL AÑO; DE LO CONTRARIO, NO SE LE PODRÍA ASEGURAR AL SECTOR PRODUCTIVO LA ENERGÍA REQUERIDA PARA SU DESARROLLO

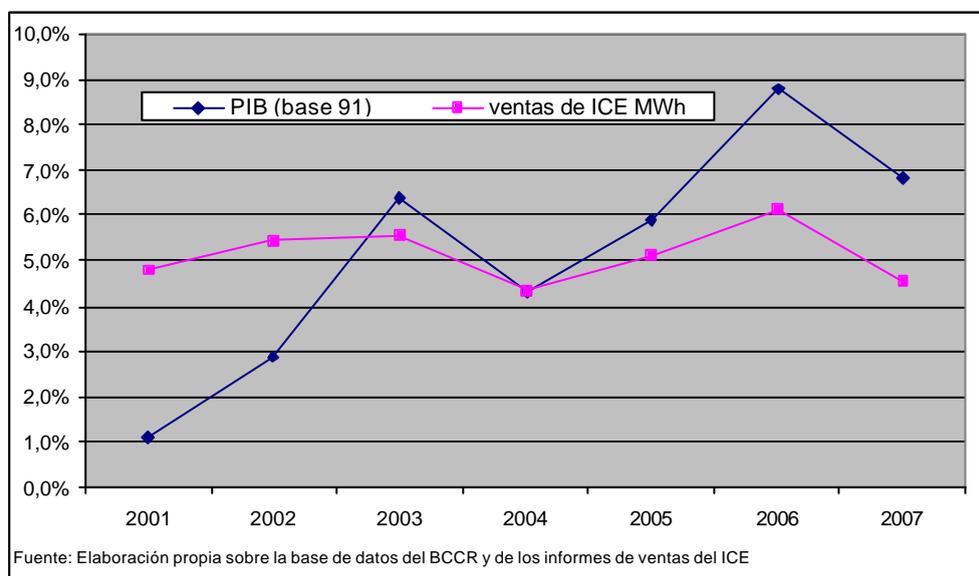
3.1 Aspectos generales

Como se indicó al inicio de este documento, el consumo energético nacional está ligado al crecimiento económico del país, por ejemplo, para el periodo que va del 2000 al 2007, se identifica que el PIB base 91 creció a una tasa promedio anual del 5,17%; mientras que las ventas de energía eléctrica para ese mismo periodo fueron de 5,20%. Con el fin de medir el grado de correlación entre estas dos variables, se recurrió al coeficiente de Pearson para el periodo 2000 y 2007; el resultado fue también muy significativo con un nivel de atracción entre estas dos variables de 98,45%. (Ver gráfico N° 6).

Otro dato importante es el índice de cobertura eléctrica, para el 2007, era de 98,6% a nivel nacional; el porcentaje (1,3%) que no logra alcanzar la red es atendida con minicentrales eléctricas o con paneles solares, este es un esfuerzo país muy importante, si tomamos en cuenta que cerca del 43% de la población costarricense vive en la zona rural.

Gráfico N° 6

Tasa de crecimiento del PIB base 91 vs la tasa de crecimiento del consumo de electricidad a nivel nacional 2001 - 2007



Otro indicador importante a tener presente es que en 2001 la generación per cápita era de 1,73 MWh por habitante y en el 2007, fue de 2,00 MWh por habitante.

3.2 Capacidad instalada y generación de energía eléctrica

La capacidad instalada a nivel nacional para la generación de energía eléctrica en el 2007, fue de 2,182 MW esto significa una 4,05% (85 MW) más con respecto al año anterior. La estructura de esta capacidad instalada se sostiene, básicamente, con fuentes renovables en promedio es 81% (hidroeléctricas con un 69%, geotérmicas 8%, eólicas 3% y la biomasa 1%) y el 19% restante, con fuentes no renovables (diésel y búnker). (Ver cuadro N° 2).

Del total de la capacidad instalada a nivel nacional, el 16,36% está en manos del sector privado, dicha capacidad funciona en un 100% de fuentes renovables. El sector público tiene el 83,64% de la capacidad instalada en todo el país; el 77% de esta capacidad funciona con fuentes renovables y el 23% restante, con combustibles derivados del petróleo. Esta capacidad instalada termoeléctrica fue diseñada y pensada como respaldo al sistema eléctrico nacional. (Ver cuadro N° 2).

Cuadro N° 2

Capacidad instalada en MW de acuerdo al factor de potencia en placa 2005 al 2007

Capacidad instalada MW (1)		2005		2006		2007	
		MW	%	MW	%	MW	%
Público (ICE/CNFL/Empr esas Públicas)	Hidroelectricidad	1.143	67%	1.161	67%	1.247	68%
	Termoeléctrica	396	23%	422	24%	422	23%
	Geotérmica	136	8%	136	8%	136	7%
	Eólica	20	1%	20	1%	20	1%
	Total	1.695	100%	1.739	100%	1.825	100%
Privado (Generadores Independientes y Cooperativas)	Hidroelectricidad	161	60%	251	70%	254	71%
	Termoeléctrica ⁽²⁾	28	10%	28	8%	24	7%
	Geotérmica	30	11%	30	8%	30	8%
	Eólica	49	18%	49	14%	49	14%
	Total	268	100%	358	100%	357	100%
Total	Hidroelectricidad	1.304	66%	1.412	67%	1.501	69%
	Termoeléctrica	424	22%	450	21%	446	20%
	Geotérmica	166	8%	166	8%	166	8%
	Eólica	69	4%	69	3%	69	3%
	Total	1.963	100%	2.097	100%	2.182	100%

Fuente: Centro de información UEN CENCE

(2) Termoeléctrico privado es Río Azul; Ingenio Taboga y El Viejo saco del sistema 3,7 MW en el 2007.

(1) MW corresponde al Factor de potencia en placa

Para responder a las necesidades del mercado eléctrico nacional, se debe incorporar por lo menos entre 100 y 150 MW al año, de lo contrario el sistema eléctrico nacional se podría ver sometido a problemas para satisfacer la demanda interna de electricidad; con el agravante de que no se le podría asegurar al sector productivo la energía requerida para sus procesos, en el mediano y largo plazo. (2008, José Joaquín Azofeifa Saavedra).

La crisis vivida en el 2007, respecto del suministro de energía eléctrica, deja claro que no se puede seguir postergando las inversiones en infraestructura (limitaciones al gasto), ya que esta es quizás la principal causa de que se haya desencadenado el problema, por ejemplo:

- ✍ La falla vivida casi simultáneamente en el 2007, de los tres sistemas térmicos con que cuenta el país y el retraso en la entrada de la planta Garabito (200 MW - búnker) para ese año. Se espera que la planta Garabito entre al sistema eléctrico interconectado en el 2010.
- ✍ El atraso de las planta de Pirrís (128 MW - hídrico) este proyecto estaba planeado para entrar en el 2009, al igual que Toro 3 (50 MW hídrico). Se estima que estarán listo para el 2011.
- ✍ El atraso en la ampliación de la capacidad de generación de las plantas privadas de Taboga, Viejo y CATSA para el 2008 (8 MW bagazo de caña); se espera que estén listas y operando en el 2010.
- ✍ Atrasos en la entrada para el 2008, de la planta El Encanto por 8,3 MW; se estima que entre en el 2010.
- ✍ El sistema de transmisión de alta tensión presenta cuellos de botella entre norte y sur y entre la zona atlántica y la pacífica del país (el sistema de transmisión de alta tensión presenta problema de robustez).

Otro factor que impacta directamente en las inversiones es el rezago, la aprobación parcial o la no aprobación en el alza de las tarifas eléctricas; por ejemplo:

- ✍ En el 2006, se solicitó un incremento en las tarifas eléctricas. En 2007, no se aprobó el aumento a las tarifas del sector eléctrico y en el 2008, se había propuesto un incremento inicial del 50% de las tarifas eléctricas, pero se dejó en un 26% y la expectativa de mejora hacia el 2010. (2008, José Joaquín Azofeifa Saavedra).
- ✍ En el 2007, se dijo que se reconocería en tractos lo que se gastó en combustibles para generación de electricidad; pero a la fecha no se ha hecho nada; lo que evidentemente, impactará en el presupuesto para combustibles del siguiente año. (2008, José Joaquín Azofeifa Saavedra).

Ante este escenario de rezago en las inversiones, el ICE realiza un conjunto de acciones de corto plazo para paliar la crisis:

- ✍ Se hizo la gestión en el 2007, para alquilar 200 MW (diésel) con el fin de suministrar la energía requerida hasta el verano del 2009; además, se tiene como objetivo mantener operando este sistema entre un 90% y 100% de su capacidad para atender la demanda nacional, excepto por la noche, ya que para evitar ruido se estaría apagando parte de la planta.

- ✍ Al mantener operando el sistema térmico todo el año y entre un 90% y 100% de su capacidad, se obtiene espacio para sostener y levantar los niveles del embalse de Arenal.
- ✍ El desarrollar las inversiones necesarias en el sistema de trasiego de alta tensión para eliminar los cuellos de botella en la transferencia de energía eléctrica, en la zona del Atlántico y contar así con un sistema robusto.
- ✍ La entrada de tres proyectos hidroeléctricos importantes al sistema interconectado son: para el 2014, Reventazón (300 MW) y Pacuare (158 MW); 2016, Diques con una capacidad instalada de 622 MW.

Durante los últimos siete años, la tasa de crecimiento de la generación eléctrica ha sido de 4,46%; en el 2007, se generó un total de 9 153 199 MWh o sea un 4,85% más que el año pasado, donde la fuente hidroeléctrica representaba el 75,3%; situación que se ha venido desmejorando con el tiempo, como resultado en el atraso para la operación de los proyecto hidroeléctrico (Ver cuadro N° 3).

Cuadro N° 3

Generación bruta MWh por fuente de energía 2005 al 2007

Generación bruta MWh		2005		2006		2007	
		MWh	%	MWh	%	MWh	%
Sub - Total	Hidroelectricidad	6.565.403	79,9%	6.600.896	76,4%	6.770.629	75,3%
	Termoeléctrica	283.409	3,5%	545.387	6,3%	735.156	8,2%
	Geotérmica	1.147.712	14,0%	1.214.888	14,1%	1.238.528	13,8%
	Eólica	203.571	2,5%	273.496	3,2%	241.058	2,7%
	Biomasa	12.061	0,1%	6.765	0,1%	4.160	0,0%
	Total	8.212.156	100%	8.641.432	100%	8.989.531	100%
Intercambio ¹		8.865		88.837		163668	
Total energía disponible para el suministro nacional		8.221.021		8.730.269		9.153.199	

Fuente: Centro de información UEN CENCE

1. Son las importaciones de electricidad menos las exportaciones de electricidad.

La segunda fuente en importancia es la geotérmica con un 13,8% y mantiene una participación estable. Las fuentes que complementan al sistema en época de verano son: la eólica, termoeléctrica con biomasa (bagazo de caña) y termoeléctrica combustibles fósiles (búnker y diésel); respecto de este último, se observa que ha venido asumiendo un mayor protagonismo en la generación de energía eléctrica: en el 2005, representaba un 3,45% de la generación local; en el 2006, fue de un 6,31% y en el 2007 fue de un 8,17%; se espera que para los próximos tres años (2008, 2009 y 2010) se incremente su participación en la generación de electricidad, esta situación se debe, básicamente, al atraso en la entrada de los nuevos proyectos con fuentes renovables. (2008, José Joaquín Azofeifa Saavedra).

3.3 Ventas de energía eléctrica

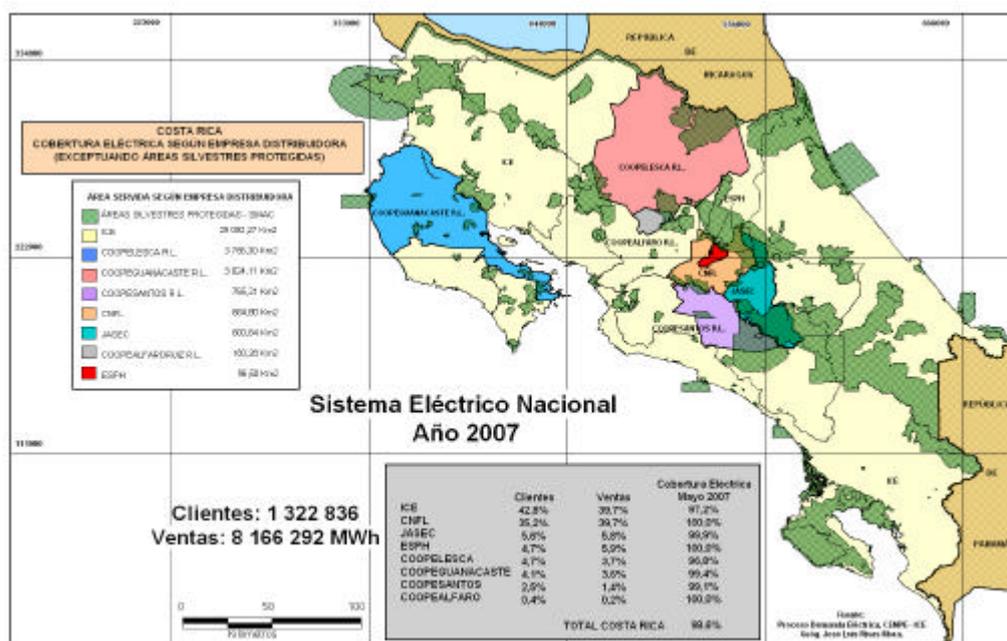
El sistema eléctrico interconectado atendió en el 2006, un total de 1 279 372 clientes; en el 2007, 1 322 836 clientes; esto significa un crecimiento del 3,40% en su número de clientes. La distribución por sector de estos clientes es similar para estos dos años en estudio, donde el 87,3% de los registros se ubica para el sector residencial, el 11,8% sector general y el 0,9% restante en el sector industrial.

De acuerdo con el balance eléctrico del ICE, en el 2007, se exportó e importó energía eléctrica con un saldo negativo de 163 688 MWh; lo cual significa que las importaciones en el 2007, crecieron un 84% más, en relación con el año anterior, en materia de energía eléctrica. Ahora bien, este suministro se trajo, básicamente, de Panamá para satisfacer parte de la demanda local.

La distribución y comercialización de la energía eléctrica está distribuida en ocho empresas, donde básicamente, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) colocan el 80% de las ventas; el 20% restante se distribuye geográficamente en los seis operadores restantes. (Ver imagen N° 1).

Imagen N° 1

Cobertura eléctrica por empresa 2007



Para el periodo en estudio, el sector residencial representa en promedio el 40% de las ventas totales del sistema eléctrico nacional, con una tasa de crecimiento del 3,12% en el 2007 (vendió 3 284 392 MWh) esto significa 99 592 MWh de más, respecto del 2006; sin embargo, la participación relativa de este sector en las ventas totales por año ha

venido disminuyendo levemente (ver gráfico N° 7); se estima que esta mejoría podría tener su explicación por dos factores: primero, las campañas de ahorro de energía eléctrica promovidas por la CNFL y el ICE y, segundo, la introducción al mercado nacional de equipos eléctricos más eficientes.

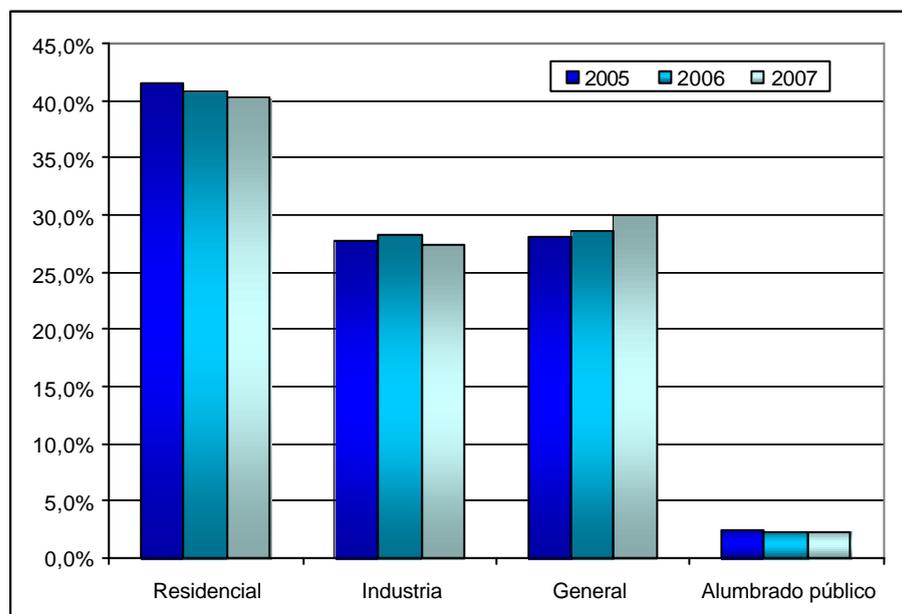
De acuerdo con las encuestas de la Dirección Sectorial de Energía – DSE, este sector demanda electricidad para la cocción con un 55%; refrigeración con un 20%; calentamiento de agua, un 14%; la iluminación y otros, un 11%.

De acuerdo con los informes de ventas de energía eléctrica del ICE, el segundo sector en importancia es el general, el cual está conformado de tres sub-sectores: comercio, servicios e instituciones públicas; este sector representa, en promedio, el 29% de las ventas totales de electricidad con una tasa de crecimiento de 9,32% la más alta para el periodo de estudio y su peso relativo en las ventas totales por año, viene creciendo significativamente; se estima que una de las principales causas de que este sector creciera tanto, es al auge de los centros de negocios, comerciales y de servicios; así como el desarrollo turístico en toda la zona pacífica, entre otros.

Con base en la última encuesta hecha por DSE para el sector comercio y servicio en el 2002, se estima que el uso que se le dio a este consumo en términos generales fue un 31% a enfriamiento, 17% a cocción, 17 equipos de oficina, 12% a iluminación, 9% producción de calor y el 14% a otros. Mientras que para el sector público el uso fue básicamente para iluminación, equipos de oficina y producción de calor.

Gráfico N° 7

Participación relativa en las ventas por sector por año del 2004 al 2007



El tercer sector en importancia, es el industrial y representa en promedio el 28% de las ventas totales del sistema nacional eléctrico para el periodo en estudio, con una tasa de crecimiento del 2% menor a la del periodo anterior. En relación con la idea anterior y con el fin de detallar la composición del sector industrial, hay que tener en cuenta que el ICE lo tiene dividido en tres sub-sectores, a saber: industria menor; gran industria e industria de alta tensión; ahora bien, del consumo total que tuvo este (2 249 431 MWh) en el 2007, el 64% fue para industria menor (9 897 clientes), un 22% para gran industria (24 clientes) y un 14% para gran industria (4 clientes) situación similar se presentó en el 2006.

El sector de alumbrado público representa un 3% de las ventas totales del sistema eléctrico nacional, y tuvo un crecimiento del 2,2% en el 2007, respecto del año anterior y su participación en las ventas totales es estable, en un 2% aproximadamente.

4. ¿Opciones? De cara a los elevados precios de los hidrocarburos, el caso de los biocombustibles, la exploración petrolera y el tren.

Las últimas dos administraciones del país, se han caracterizado por tener en materia del sector energía, un comportamiento disímil. Este comportamiento contradictorio se enmarca, fundamentalmente, en lo que respecta al tema de la exploración petrolera y la construcción de una refinería en escala nacional, ya que en el caso de los biocombustibles mas bien se presenta una especie de continuidad. En este sentido, a continuación planteamos una discusión general sobre tres temáticas, que busca generar espacios para un mayor análisis de los temas señalados.

4.1 Biocombustibles ¿solución parcial al problema energético nacional?

Durante la Administración Pacheco de la Espriella, se recobra el interés por los biocombustibles¹², en parte motivado por precios internacionales del petróleo, el cual crece a niveles no vistos en el pasado. El Plan Nacional de Desarrollo establece 5 áreas estratégicas, una de las cuales fue “armonía con la Naturaleza”. En esta área, uno de los objetivos, es la satisfacción de la demanda de hidrocarburos con productos de calidad óptima, precios razonables y protección del ambiente. Para el cumplimiento de estos objetivos, se establecen como políticas: a) Investigación y Desarrollo, b) El uso de tecnologías limpias, y c) proyectos pilotos de uso de combustibles alternativos.

En este sentido, algunas de las acciones estratégicas fueron la investigación en biodiésel, gas licuado, hidrógeno, aceite vegetal y alcohol. También se propició una reducción de la dependencia de combustibles fósiles, a través de la ejecución de un proyecto experimental de biocombustibles.

¹² Subrayamos “recobra”, porque debe recordarse que los dos países que lideraron la producción de etanol durante los 70’s en América Latina, fueron Brasil y Costa Rica.

El IV Plan Nacional de Energía 2000-2015, establece otra decisión relevante para el sector, particularmente, en lo que se relaciona con la eliminación del Metil terbutil etano (MTBE), a partir del año 2005. En el 2003, mediante el Decreto Ejecutivo 31087 (MAG-MINAE), se crea una comisión multisectorial (MAG-MINAE-RECOPE-LAICA), con el objetivo de diseñar una estrategia para el desarrollo de etanol carburante. Esta estrategia debía incluir, al menos, tres aspectos: sustitución del MTBE, la comercialización de gasolina mezclada con etanol, y la fijación de un porcentaje de mezcla por medio del Poder Ejecutivo. Ese mismo, año, mediante el Decreto Ejecutivo 31818 (MAG-MINAE), se establece la comisión para que diseñe la estrategia para el desarrollo de biodiésel.

En término de acciones concretas, la Administración Pacheco, implementó un Plan Piloto regional, mediante la mezcla de gasolina regular con etanol, en la zona pacífico central, y en la zona norte del país. Este plan incluyó dos elementos: 1) el uso de una mezcla de 10/90 etanol/gasolina en 30 vehículos de RECOPE S.A, y un monitoreo de su desempeño; 2) la administración y logística de la mezcla etanol-gasolina, desde la mezcla en RECOPE S.A, hasta su venta en las estaciones de servicio.

El plan piloto con vehículos de RECOPE S.A, permitió probar que la mezcla de 10% de etanol en la gasolina, no implicaba una reducción en su desempeño. Las pruebas de emisiones realizadas con este nivel de mezcla, estuvieron siempre por debajo de los límites de emisiones del MOPT, y permitieron comprobar que un 10% de mezcla, no implicaba problemas de desempeño o de emisiones.

La implementación de esta mezcla se realizó por medio del plantel Barranca de RECOPE S.A., el cual abastecía a 64 estaciones de servicio, en la provincia de Guanacaste y el Pacífico Central. La mezcla establecida fue de un 8% de etanol, para cubrir la demanda de aproximadamente 66.000 vehículos, lo cual representa alrededor de un 12% del parque automotor nacional (GTZ, 2006). Paralelamente, se desarrollaron dos programas de información a la población, uno de ellos en Puntarenas, y el otro en Liberia. El plan piloto inició en el año 2006, y su conclusión estaba prevista para junio de 2007.

En el caso del plan piloto por medio del plantel de Barranca, la reacción inicial fue una reducción de las ventas de gasolina regular (gasolina con alcohol) y un incremento en el consumo de la gasolina súper en las estaciones de servicio, principalmente, porque los consumidores percibieron que este nuevo producto estaba teniendo efectos negativos sobre sus vehículos, y esta situación fue documentada por la prensa nacional. Parece claro, que existió la necesidad de mayor información para el consumidor y asistencia técnica para la estación de servicio. Sin embargo, poco a poco esta situación fue cambiando, y al momento el plan piloto sigue en ejecución. El plan piloto tuvo un costo administrativo de US\$30.600 (GTZ, 2006).

Para la provisión del etanol utilizado en el plan piloto, RECOPE S.A. abrió una licitación internacional y esta fue ganada por la empresa Lukoil, y su abastecimiento se realizó de la siguiente manera: el producto (etanol) se trae de Brasil y se almacena en Corinto Nicaragua para luego ser trasladado en cisternas hasta el Plantel de RECOPE S.A en

Barranca, ahí se hace la mezcla, y luego, en cisternas es trasegado a las diferentes estaciones en la región de Guanacaste. En el 2006, se consumió un total de 15 194 barriles de etanol a un precio de US \$92,22 el barril¹³ muy por encima del precio promedio de gasolinas importadas de US \$77.89 el barril¹⁴ (RECOPE S.A., 2006).

Por su parte, La Administración Arias Sánchez, ha dado una atención especial al sector energía, lo cual se demuestra con los acercamientos que se han tenido con Brasil, tendientes a intercambiar experiencias y a unir esfuerzos, en lo relativo a biocombustibles, aprovechando la vasta experiencia que Brasil ha tenido en el tema, durante la últimas dos décadas (BID 2006).

Otra medida tomada por la Administración Arias, contraria a su precedente, fue mostrar el interés del país en la construcción de una refinería de carácter regional (230 mil barriles), en el marco de las actividades propuestas en el Plan Puebla Panamá. El costo estimado de su construcción es de 3 a 4 mil millones de dólares, y su tiempo de construcción de al menos 4 años. Sin embargo, hasta el momento, esta iniciativa no ha avanzado.

A pesar de lo anterior, como parte del reestablecimiento de las relaciones diplomáticas con China, la actual Administración firmó un acuerdo de cooperación inicial, mediante el cual se permitiría ampliar las operaciones de la actual refinería de RECOPE S.A, permitiéndole pasar de 25 mil barriles diarios a 50 o 60 mil barriles diarios, para atender la demanda nacional, con un costo estimado de 1 000 y 1 200 millones de dólares. Adicionalmente, la cooperación incluiría aspectos técnicos.

En su conjunto, las medidas tomadas por la Administración actual, muestran un claro interés en desarrollar una amplia política energética, que incluye los biocombustibles, así como la promoción de un cambio en la estructura del mercado energético.

La derogatoria de dos comisiones técnicas sobre etanol y biodiésel, también forma parte de las decisiones tomadas por la actual Administración, reversando medidas de la anterior. En su lugar, se creó la comisión nacional de biocombustibles (Decreto 33357 MAG-MINAE), con el objetivo de dar un tratamiento integral al tema de los biocombustibles, y de reorientar los esfuerzos desarrollados por las comisiones previas.

De una manera más integral, el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, a partir del reconocimiento de la alta dependencia de energética de las importaciones de petróleo, propone las siguientes medidas: reducir la dependencia de combustibles importados, aprovechar de mejor forma las ventajas del país en materia de energías renovables y producir el 100% de la electricidad a partir de fuentes de energía renovable.

13 2006 se consumió 21 353 barriles y el costo fue de US \$ 1 969 199 CIF

14 2006 se importó un total de 4 235 803 barriles y el costo fue de US \$ 329 936 869 CIF

En lo que respecta los biocombustibles, el objetivo es desarrollar una industria nacional, mediante la incorporación durante la presente Administración, de producción agro-industrial y consumo de biocombustibles de una forma sostenible a nivel nacional.

El compromiso político establecido en el Plan Nacional de Desarrollo, consiste en la promulgación de legislación para la industria de los combustibles, para crear un mercado mayorista y al detalle, que ayude a desarrollar esta industria, incluyendo los biocombustibles, de una forma sostenible. La meta es tener una respuesta a las necesidades de la sociedad en el contexto internacional actual, mitigando los gases de efecto invernadero y mejorando la calidad ambiental de los combustibles.

De hecho, la estrategia energética nacional, incluye, principalmente, los siguientes aspectos: 1) seguridad energética, 2) cambio climático y programa de carbono cero al 2021, 3) reactivación agrícola mediante la creación de un mercado para los biocombustibles y 4) usar el mercado de biocombustibles, para reactivar el agro en áreas socialmente vulnerables.

Algunas acciones de corto y mediano plazo, establecidas por la actual administración en el Plan Nacional de Biocombustibles de noviembre de 2007, son:

Corto plazo (6 meses)

1. Diseño y ejecución de una estrategia de mercado por parte de RECOPE S.A.: a partir de los resultados obtenidos del análisis del mercado y comportamiento del consumidor, el trabajo se centrará en un programa nacional de comunicación a la población respecto de los biocombustibles.
2. Validación de experiencias en el contexto nacional: se realizará un diseño de un plan de investigación que determinará los impactos en desempeño y seguridad del vehículo, costos de mantenimiento, entre otros, con el objetivo de verificar que el consumo de biocombustibles no es dañino para los vehículos en el país. La entidad investigadora será externa, con el propósito de tener un mayor impacto en materia de comunicación a la población. RECOPE S.A.
3. Diagnóstico del sistema de infraestructura: las necesidades de infraestructura en un sentido amplio (tecnología, recurso humano, sistemas de información, desarrollo organizacional y presupuestario) RECOPE S.A.
4. Fortalecimiento de las capacidades de los componentes de mercados involucrados en la producción, comercio y consumo de biocombustibles: es necesario diseñar un marco contractual, mediante el cual pueda garantizarse la sustentabilidad. RECOPE S.A.
5. Proyección presupuestaria de la inversión para la compra y comercio de biocombustibles, en donde la prioridad de compra será en el mercado nacional.

6. Generación de un marco legal de operación: un decreto ejecutivo permitirá ordenar el mercado de biocombustibles, mientras se realiza en el mediano plazo, una ley de biocombustibles. MINAE

7. Diseño e implementación de un marco de administración del conocimiento: a partir de las experiencias internacionales, será necesario el desarrollo de tecnologías propias del país, buscando desarrollar cultivos agro energéticos. Esto creará la información necesaria para una mayor efectividad y eficiencia del programa. RECOPE S.A, universidades y colegios profesionales.

Acciones en el mediano y largo plazo (1 a 4 años):

1. Desarrollo de la sostenibilidad legal del producto, comercio y consumo de biocombustibles: promulgación de la Ley de biocombustibles. MINAE

2. La implementación de programas de Investigación y Desarrollo en el área de biocombustibles: MINAE, MAG, universidades.

3. Incrementar el consumo de biocombustibles: alcanzar un nivel de consumo que represente en los siguientes tres años, alrededor de 64 millones de litros de etanol, durante los 4 años de la Administración actual. Plan Nacional de Desarrollo.

4. Minimizar el riesgo para el producto: otorgar seguros a cultivos agro-energéticos, que sean rentables y eficientes para el productor y el INS. Deberá permitirse el acceso para los pequeños productores, así como la promoción del desarrollo socio-económico. MINAE, MAG, INS.

5. Generar alternativas de apoyo financiero: establecer un fondo para proyectos agro-energéticos, que sea sostenible y que financie la inserción de pequeños productores. MINAE.

6. Apoyar el desarrollo de infraestructura para la exportación: el país tiene potencial para colocar su superávit en los mercados internacionales, donde la demanda es creciente. El Estado y los actores involucrados deben acordar apoyar el desarrollo de la infraestructura portuaria para este propósito. RECOPE S.A., MINAE.

La producción de etanol en Costa Rica:

El sector productor de azúcar del país se encuentra bien organizado, cuenta, incluso, con su propia legislación, que data de 1940, y que permitió en 1965, la creación de la Liga Agrícola Agroindustrial de la Caña de Azúcar (LAICA), como una entidad no gubernamental. Actualmente, el sector está regulado por la Ley Orgánica de la Agricultura y de la Caña de Azúcar (n. 7818), de 1988. El propósito de esta ley es mantener un régimen neutro de relaciones entre los productores y los procesadores (ingenios), para garantizar una participación racional y transparente de cada sector. El artículo 5 de la ley, da a LAICA el poder de “comercializar alcohol, azúcar, miel de abeja y otros productos derivados de la industria de la caña de azúcar, siempre que esto sea conveniente con la industria nacional o cualquier otra.

En lo que respecta a actividades de investigación y transferencia tecnológica, LAICA, posee una Dirección de Investigaciones –DIECA, y además, también existe apoyo del Ministerio de Agricultura y Ganadería por medio del INTA. DIECA tiene como objetivo mejorar la adaptación de variedades en diferentes zonas, mayor productividad, mejora fitosanitaria.

Tendencia de la Producción:

El área actual de cultivo es de aproximadamente 51.000 hectáreas (LAICA, 2008). Existen diferencias tecnológicas importantes entre los grandes y los pequeños productores. De hecho, un 90% de las entregas de caña de azúcar provienen de productores con áreas menores a las 7 hectáreas. El sector utiliza en la época de cosecha 30.000 trabajadores, y en época de mantenimiento 20.000, lo que representa un 11.7% y 7.8% del empleo agrícola total. (Leal Fortuna, 2007). Casi el 42% de la producción es exportada, principalmente hacia Canadá (42.1%), Rusia (30.8%) y Estados Unidos (25.6%).

El siguiente cuadro, resume la capacidad de producción de caña de azúcar de los ingenios ubicados en el país, resaltando TABOGA, CATSA y EL VIEJO, como los de mayor escala productiva.

Cuadro No. 4

Capacidad de los ingenios en toneladas métricas de azúcar

Ingenio	Capacidad Instalada Toneladas métricas / día	Ingenio	Capacidad Instalada Toneladas métricas / día
TABOGA	6,500	JUAN VIÑAS	1,700
CATSA	6,300	CUTRIS	1,400
EL VIEJO	6,200	COSTA RICA	1,200
EL PALMAR	4,500	ARGENTINA	900
EL GENERAL	4,000	PROVIDENCIA	800
QUEBRADA AZUL	3,000	SANTA FE	720
VICTORIA	2,700	PROVENIR	700
ATIRRO	2,300	SAN RAMON	680

Fuente: LAICA

La producción nacional de etanol, en el período 2003-2006, fue estimada entre 40 y 42 millones de litros anuales. La producción de etanol es desarrollada en tres instalaciones diferentes: CATSA, TABOGA y LAICA, en Punta Morales. CATSA tiene la capacidad de destilar 200.000 litros de etanol por día y Taboga de destilar 150.000 litros por día. En su conjunto tienen la capacidad aproximada de producción de 42 millones por cosecha.

Por su parte, LAICA tiene la capacidad de deshidratar 150 millones de litros por año, y planea incrementar su capacidad productiva para llegar a los 200 millones de litros por año. LAICA realiza básicamente un proceso de maquila de producto importado. Para el período 2001-2002, Costa Rica importó de Europa 1.28 millones de litros de alcohol

hidratado. Las importaciones de este producto se han reducido, debido a las regulaciones impuestas por la Unión Europea¹⁵.

Hasta el momento, el alcohol, no había formado parte de la matriz energética nacional. Sin embargo, a nivel externo, existe un incentivo internacional para la exportación de etanol, al mercado estadounidense, dado el interés de ese país de doblar su demanda hasta alcanzar 28.4 millones de metros cúbicos en el año 2012. Este es uno de los componentes de la Ley de Energía, recientemente aprobada en el Congreso, así como también de las condiciones favorables para su exportación incluidas en el DR-CAFTA.

Las decisiones gubernamentales más recientes, tomadas al amparo de la Comisión de Biocombustibles¹⁶, tienen como expectativa que la gasolina tenga en el 2010 un 10% de etanol y el diésel un 20% de biodiésel. Inicialmente, en octubre de este año, en todo el territorio nacional, ambas gasolinas tendrán una mezcla inicial de 7,5% de etanol, para subirla luego al 20% previsto en el 2010. En el caso del diésel, se iniciará en el 2008 con un 5% de mezcla para llevarlo hasta el 20%, en el 2010.

El país, deberá invertir US \$484 millones en cultivos y en la industria para alcanzar ese objetivo. Esta suma es un 34% de la factura petrolera nacional del 2007, que alcanzó US \$1.419 millones.

El precio del etanol y el biodiésel no se subsidiará, pero se impulsa que la porción correspondiente a biocombustibles en la mezcla no pague el impuesto único, sino solo el impuesto a las ventas. Así, los biocombustibles pagarían únicamente un 13% de impuesto y no entre el 20% y el 30% del tributo único¹⁷.

En el plan en su estado actual, se requiere el desarrollo de cultivos, cuyo uso final sea la elaboración de biocombustibles, con el objetivo de no afectar el abastecimiento de alimentos. La propuesta estima, inicialmente, el cultivo de 10.000 hectáreas de caña de azúcar para etanol en Los Chiles, Upala y Guatuso, y el desarrollo de una agroindustria para procesar la producción de 3.000 hectáreas de palma aceitera en Guácimo, Siquirres, Matina y Talamanca¹⁸. Además, otro proyecto de palma aceitera, de 3.500 hectáreas, en Parrita, Quepos y Coto Brus y la identificación de asentamientos campesinos, en la región Huetar Norte, para sembrar 4.000 hectáreas de yuca para etanol¹⁹.

Ante esta propuesta, se presentaron de inmediato reacciones de parte del sector productivo, al señalar que al Gobierno le corresponde orientar, pero no obligar el

¹⁵ Reforma a la Política Agrícola Común (PAC), Setiembre de 2006. Directrices: 2003/30/EC, 2003/96/EC. Regulaciones: (EC) 670/2003, (EC) 2336/2003, (EC) 1907/2006.

¹⁶ La Nación, 4 de Febrero de 2008.

¹⁷ La Nación, 4 de Febrero de 2008.

¹⁸ La Nación, 4 de Febrero de 2008.

¹⁹ Datos obtenidos de fuentes periodísticas, ya que lamentablemente no se pudo obtener la versión borrador de la propuesta, a pesar de las solicitudes y ofrecimientos en ese sentido.

destino de los cultivos (Álvaro Sáenz, presidente de la Cámara de Agricultura)²⁰. Al respecto, la posición del viceministro de Ambiente Julio Matamoros, es que el Gobierno espera que se genere un mercado nacional de biocombustibles con una dinámica propia, y que para eso, se requiere avanzar en dos temas particulares: 1) el acceso a créditos y 2) seguros colectivos de cosechas. La expectativa actual es que con la recientemente aprobada Banca de Desarrollo, el tema del crédito preferencial para el sector agrícola sea solventado, y que hacia futuro las compañías aseguradoras vean, en esta expansión del mercado de biocombustibles, una oportunidad (Matamoros, 2008).

Adicionalmente, también existe la expectativa de la Comisión, de que la reducción de 630.000 toneladas de dióxido de carbono en el 2010, por la sustitución de diésel y gasolina, permitiría gestionar recursos internacionales, mediante la aplicación de figuras como el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), asegura la propuesta. Este aspecto, está fundamentado en que las eventuales plantaciones destinadas a biocombustibles, se ubiquen en terrenos en recuperación, y no en un incremento de la frontera agrícola, ya que no debe darse un cambio negativo en materia de uso del suelo. (Matamoros, 2008).

Algunas limitaciones:

Ante el panorama que se enfrenta en el ámbito internacional, con los elevados precios de los hidrocarburos, resulta necesario realizar algunas reflexiones acerca de la utilización de los biocombustibles en Costa Rica:

En primer lugar, el panorama internacional está caracterizado por una demanda creciente de esta materia prima, con una oferta aún en desarrollo. Esto significa, la presencia de elevados precios, tanto para el etanol como para el biodiésel, tal y como se señaló. El mercado internacional es actualmente muy rentable para el sector productor nacional y exportador de etanol, que de hecho, lo ha tenido siempre como su mercado de destino.

Segundo, desde el año 2004, la producción de etanol a nivel nacional, ha tenido precisamente como mercado de destino el internacional, y los incrementos actuales en capacidad productiva de las facilidades para producir etanol, están orientadas a continuar abasteciendo ese mercado. (Mauricio Escalante, 30 de abril de 2008).

Tercero, existe una seria limitación de infraestructura a nivel nacional para el procesamiento de la caña de azúcar, la producción de etanol, y su distribución en el país. Por un lado, los ingenios de CATSA y TABOGA, como las facilidades de LAICA están localizadas en la zona norte de Costa Rica, lo que crea complicaciones para su traslado al resto del país y su mezcla con gasolina. Este tema es de especial preocupación para el sector productivo nacional. Por otra parte, está aún por definirse, la logística de mezclado y distribución asociado a este producto, y el costo final que la

²⁰ La Nación, 4 de Febrero de 2008.

mezcla tendrá sobre el precio al consumidor. Más aún, el incremento en los costos de transporte, presiona todavía más a la toma de medidas que clarifiquen el panorama para la producción de biocombustibles para el mercado nacional.

En cuarto lugar, debemos dar un vistazo a la discusión internacional sobre los efectos que el incremento en la producción de etanol podría tener sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y sobre la contaminación de las aguas. De no ser así, podríamos estar ante una situación donde el balance 0 de emisiones, podría ser una utopía.

Quinto, la escalada de los precios internacionales de los biocombustibles, también debe llamar la atención sobre cuáles serían, por ejemplo, en el 2010, los precios al consumidor de los combustibles, con mezclas de 10% etanol en las gasolinas y 20% de biodiesel en el diésel. La realidad del plan nacional de biocombustibles, dependerá, en gran medida, de que se obtenga efectivamente un cumplimiento de los cuatro objetivos fundamentales de la presente administración: mejorar la seguridad energética al depender menos del petróleo; contribuir a mitigar el cambio climático; reactivar el agro y el desarrollo social en zonas deprimidas.

Sexto, la crisis de los precios de los alimentos, y las decisiones gubernamentales para propiciar una mayor producción de granos, podría entrar en disputa directa con la producción de productos agrícolas para biocombustibles. Entonces, la disyuntiva está planteada no solamente a nivel nacional, sino también a nivel internacional, en donde ya se comienza a expresar que debe desalentarse la producción de biocombustibles, para evitar los efectos adversos que se están presentando en este momento, ya que una tercera parte del incremento en el precio de los alimentos, se debe al apoyo a la producción de biocombustibles.²¹

Séptimo, todo lo anterior, nos obliga a considerar la diferencia en biocombustibles, de primera generación y biocombustibles de segunda generación. De hecho, tal y como lo señalan Engler y Patterson, debido a la escasa investigación y desarrollo de los combustibles de segunda generación, la tendencia central ha sido la producción de combustibles de primera generación. Sin embargo, en el contexto actual, podría resultar más conveniente iniciar procesos de investigación y desarrollo de biocombustibles de nuevas fuentes, y de esta forma, promover la producción y encadenamientos locales, en un contexto de sostenibilidad económica, social y ambiental.

Recuadro 1: Tendencias recientes en el sector de biocombustibles a nivel internacional

En 2007, Brasil produjo el 45% de etanol, Estados Unidos el 44% y China el 6% a nivel mundial, mientras que en biodiésel Alemania produjo el 63%, Francia el 17% e Italia el 7%. Estados Unidos, primer productor mundial de etanol con 28.000 millones de litros en 2007, elabora el combustible a partir del maíz. Brasil, segundo, con 22.000 millones de litros, lo hace con caña de azúcar. La producción mundial de biocombustibles representa 1% de la producción de combustibles fósiles. Además, el comercio internacional de etanol, de unos 5.000 millones de litros anuales, representa solo un 10% de la fabricación total del producto, de 50.000 millones de litros al año. (Marcos Jank, presidente de Unica) En este contexto, Brasil aspira a constituirse en el proveedor mundial de combustibles renovables y de

21 Véase por ejemplo, Stefan Tangermann, director para la agricultura de la OCDE, artículo Alemania - biocombustibles: Piden desalentar su producción.

energía limpia, mediante la consolidación de un mercado internacional de producción, comercio y consumo de los mismos. A la vez, también buscará aprovechar su fortaleza en lo que respecta a los sistemas "flex fuel" de automóviles, que permite la mezcla en cualquier proporción de etanol y gasolina en un solo tanque de combustible, aprovechando, de esta forma, las oportunidades que están surgiendo en el ámbito internacional. En América Latina, Colombia produce desde 2001 un millón de litros de etanol diarios, colocándose en la región sólo por detrás de Brasil, mientras que Argentina y Perú empezaron a producir biocombustibles en 2007 y 2008, respectivamente.²²

Biocombustibles e incremento en precios de granos básicos

El año 2007 y el inicio del 2008, muestran cada vez una mayor discusión sobre los incrementos que las áreas de cultivo de productos agrícolas para elaborar biocombustibles, está teniendo sobre los precios de granos básicos y otros productos dependientes. Tal tensión, estuvo presente, por ejemplo, en El Foro Mundial de la Energía, celebrado en Roma, el 21 de abril de 2008. Por una parte, se tienen posiciones como la del jefe de Gobierno saliente italiano, Romano Prodi, al expresar que "se está delineando un conflicto entre alimento y carburante, con consecuencias desastrosas sociales y beneficios para el ambiente dudosos..... Hay que vigilar que la producción y difusión de biocarburantes sea coherente con el objetivo de lograr un desarrollo sostenible".²³ Por otra parte, los países productores de petróleo señalan que "El problema no es el petróleo sino los biocarburantes, que son el origen del problema" Abdalá Al Attiyah, ministro de Energía de Qatar.

El presidente del Banco Mundial (BM), Robert Zoellick, también ha expresado que la producción de biocombustibles es una de las causas principales de la escasez y alza global de precios de los alimentos. Ese es, claramente, el caso con programas en Europa y Estados Unidos que, al haber incrementado la producción de biocombustibles, han contribuido a una mayor demanda de alimentos. Zoellick agregó que hay altos precios de la energía, una creciente demanda de más carnes y granos y a la vez mayores demandas para una expansión de los biocombustibles, y problemas climáticos en Australia, Europa Central y Oriental que han visto limitar su producción alimentaria. Todo esto en conjunto ha conducido a una reducción real de las existencias de alimentos.²⁴

A esta posición, se une la expresada por Gordon Brown, jefe del gobierno británico, en una reciente reunión del G8, en el sentido de que hay un creciente consenso de que necesitamos examinar, urgentemente, el impacto en los precios de los alimentos de diferentes tipos de biocombustibles y su modo de producción, para garantizar que su uso es responsable y sostenible".²⁵

Por su parte, el presidente Brasileño Luiz Inacio Lula da Silva ha hecho una enérgica defensa de los biocombustibles y rechazó que sean causantes de la crisis por los altos precios de los alimentos del mundo. Criticó, duramente, a los países industrializados por subsidiar su producción agrícola, lo que en su criterio ha minado la competitividad de las naciones más pobres y golpeado la producción mundial. Esta posición ha sido apoyada por el brasileño Roberto Rodrigues, codirector de la Comisión Interamericana de Etanol, ex ministro de energía de Brasil. "Lo que esta pasando hoy en día es un desequilibrio que nunca hubo antes entre oferta y demanda de alimentos, los almacenes de maíz, trigo y arroz en el mundo están a un 40% y 50% de lo que estuvieron hace siete años", reconoció el experto, durante la IV Conferencia y Exposición Anual de Biocombustibles de las Américas, que se celebra en la capital mexicana. Pero este desequilibrio no obedece solo a la producción de biocombustibles, añadió, sino que al incremento de la demanda per cápita de alimentos en los países emergentes.

Algunos otros actores muestran una posición más moderada, tal como las señaladas en la reciente reunión de la FAO sobre alimentos y biocombustibles en Latinoamérica. Este es el caso de Gemmo Lodesani, director adjunto del Programa Alimentario Mundial, quien ha expresado que "la demanda más

²² AFP, 16 de Febrero de 2008. Brasil aspira a crear y liderar mercado global de biocombustibles

²³ AFP, 21 de abril de 2008. Lluvia de críticas a los biocarburantes en el Foro de la Energía de Roma

²⁴ AP, 14 de abril. Zoellick culpa a biocombustibles de alzas en alimentos

²⁵ AFP, 10 de abril. Primer Ministro británico llama a actuar contra el alza de precios de los alimentos.

fuerte de biocombustibles" es, junto a los cambios climáticos y la especulación, una de las causas del aumento de los precios. Esta posición es compartida por Lawrence Eagles, responsable de la división análisis de la Agencia Internacional de Energía (AIE), expresó en el Foro Mundial de energía que "los biocarburos forman parte de la ecuación de la crisis, pero no constituyen el único elemento"... El aumento del precio de los alimentos se debe a "una demanda alta" de productos agrícolas de los llamados países emergentes como China, India y Brasil. Como propuesta, La AIE apoya el empleo de biocarburos de segunda generación, que no provienen de plantas comestibles. Como respuesta a lo anterior, en esa misma reunión, el presidente del Shell fue tajante al afirmar que "Hay muchas expectativas. Los biocarburos van a jugar un papel, pero no llegarán a ser un componente energético".²⁶. Esta posición fue compartida por el ministro de Petróleo de Venezuela, Rafael Ramírez, quien considera que el impacto de los biocarburos en el mercado de petróleos es "marginal".

El principal asesor científico del Gobierno británico John Beddington, también fue claro en señalar que la acelerada carrera hacia los biocombustibles desatada en muchos países del mundo, entre ellos Brasil, significa que cada vez habrá más tierra arable utilizada para la producción de biocombustibles en vez de alimentos. Por su parte, la directora ejecutiva del Programa Mundial de Alimentos de la ONU, Josette Sheeran, Sheeran culpó de la situación al incremento de los precios de los combustibles y de las materias primas agrícolas, así como a los efectos derivados del cambio climático y la demanda por los biocombustibles²⁷.

A su vez, en la reciente reunión de la Comisión Interamericana de Etanol, México, que resaltó que desde hace un mes cuenta con una ley para biocombustibles, mediante la cual se prohíbe la producción de etanol a partir del maíz, alimento básico en la dieta de los mexicanos, y favorece la producción de etanol con caña de azúcar²⁸.

En este contexto, se presenta una demanda mundial por biocombustibles creciente, y el etanol brasileño, de caña de azúcar, se destaca como la alternativa más viable, con ventajas comparativas y competitivas frente al maíz, la remolacha u otras materias primas, tal y como lo demuestran estudios internacionales del tema. Unido a lo anterior, el impacto ecológico de los hidrocarburos, el cambio climático y el agotamiento de los recursos del petróleo hacen inminente el desarrollo de la industria de biocombustibles como una alternativa de abasto de energía a nivel mundial.²⁹

Biocombustibles y GEI

Dos estudios publicados en la prestigiosa revista "Science" afirman ahora que el etanol y otros biocombustibles no solo no representan una alternativa para disminuir las emisiones de gases contaminantes, sino que su producción las aumenta. Los trabajos de la Universidad de Minnesota y de la asociación Nature Conservancy calculan, a partir de un patrón agrícola universal que el etanol duplica la emisión de gases de efecto invernadero en un plazo de 30 años, además de producirse a costa de alimento y de labrado de tierras vírgenes.

Adicionalmente, también se están dando señales de alerta por lo efectos que podría tener el incremento en la siembra de maíz en Estados Unidos, para obtener etanol, sobre el Golfo de México. Donner y Chris Kucharik, de la Universidad de Wisconsin, usaron modelos informáticos para concluir que cultivar tanto maíz como para cumplir con las metas estadounidenses en materia de biocombustibles, para 2022 causará un incremento de 10 a 34% de la contaminación por nitrógeno, en los ríos Mississippi y Atchafalaya, que desembocan en el Golfo de México³⁰.

²⁶ AFP, 16 de Febrero de 2008. Brasil aspira a crear y liderar mercado global de biocombustibles

²⁷ AFP, 10 de abril de 2008. Científico británico cuestiona producción de biocombustibles

²⁸ AFP, 5 de abril de 2008. Expertos en bioenergéticos rechazan en México riesgo a seguridad alimentaria.

²⁹ AFP, 5 de abril de 2008. Expertos en bioenergéticos rechazan en México riesgo a seguridad alimentaria.

³⁰ AFP, 10 de abril de 2008. Biocombustibles de EEUU expandirán "zona muerta" de Golfo de México

Recuadro 2: Calidad del aire en la ciudad de San José 2007

Como parte del monitoreo de la calidad del aire, que realiza el Laboratorio de Análisis Ambiental de la Universidad Nacional, en conjunto con la Municipalidad de San José y el Ministerio de Salud, se presentaron, recientemente, los resultados de las mediciones realizadas en 5 puntos del área metropolitana.

Las mediciones indican que en promedio, en el 2007, hubo más puntos en la capital con niveles que superan el máximo permitido de sustancias tóxicas, en comparación con el año anterior. En particular, los puntos fijos de Acueductos y Alcantarillados en el Paseo de los Estudiantes y Barrio Cuba, aparecen nuevos puntos, en donde las emisiones de dióxido de nitrógeno, son superiores a lo permitido por la Organización de las Naciones Unidas.

Estos tres lugares, se unen a los dos que ya habían superado el máximo de emisiones en el año 2006, que eran – y continúan siendo- la esquina del hospital San Juan de Dios, la Catedral Metropolitana y La Castellana.

Cuadro **. Valores normados para contaminantes del aire en Costa Rica

Contaminante	Valores límite	
	Exposición aguda	Exposición crónica
Dióxido de Nitrógeno (NO ₂)	400 µg/m ³ (Promedio aritmético en una hora)	100 µg/m ³ (Promedio aritmético anual)
Dióxido de Azufre (SO ₂)	365 µg/m ³ (Promedio aritmético en 24 horas)	80 µg/m ³ (Promedio aritmético anual)
Monóxido de Carbono (CO)	40 mg/m ³ (Promedio aritmético en una hora)	10 mg/m ³ (Promedio aritmético en 8 horas)
Ozono (O ₃)	160 µg/m ³ (Promedio aritmético en una hora)	
Partículas PM ₁₀	150 µg/m ³ (24 horas)	50 µg/m ³ (Promedio anual)

Fuente: IV Informe de la Calidad del Aire de la Ciudad de San José (2008).

El límite máximo permitido de esa sustancia en el aire es de 40 microgramos por metro cúbico; pero en esos cinco puntos de la capital, el promedio encontrado durante el año pasado estuvo entre 40 y 50 microgramos por metro cúbico, según la UNA.

Otras sustancias que aparecen en la capital son las partículas suspendidas de diferentes dimensiones, que provienen de la combustión de vehículos y las industrias. En este caso, a pesar de que no se supera el límite máximo, que es de 50 microgramos, sí se evidenció un ligero aumento respecto de las mediciones realizadas en el año 2006.

Los resultados anteriores, evidencian que la problemática de congestionamiento vehicular en algunos puntos de la ciudad capital, está incrementando los riesgos de efectos adversos sobre la salud humana, particularmente, en el caso del dióxido de nitrógeno, ya que este es un contaminante generado por la combustión vehicular que puede provocar alergias, irritación en la piel y problemas respiratorios. En este sentido, resulta conveniente pensar en medidas complementarias a las ya implementadas por la Municipalidad de San José –siembra de árboles, construcción de bulevares-, que permitan ir mitigando el efecto contaminante de las emisiones.

Al igual que se señala en el apartado del tren urbano, este se convierte en uno de medios para agilizar el transporte público, y contribuir a la reducción del congestionamiento. Es requisito para esto, sin embargo, ir desarrollando sistemas de transporte público eficientes y seguros para los usuarios, como una forma de fortalecer su atractivo como medio de transporte.

4.2 Exploración petrolera: ¿opción para el país en tiempos actuales?³¹

El tema de la exploración petrolera en el país, se ha caracterizado por una gran polarización de posiciones, fundamentalmente, en lo que al daño ambiental respecta. En este sentido, a continuación abordamos el tema de la exploración petrolera, desde una perspectiva de si la misma se constituye en una opción para el país, en tiempos de elevados precios de hidrocarburos.

En primer lugar, resulta necesario clarificar lo que significa exploración petrolera. En concreto, la exploración petrolera tiene 2 fases, la prospección, y la exploración. La fase de la prospección se constituye en la más riesgosa de todas en términos económicos, mas no así en términos ambientales³². Esta etapa es la más onerosa monetariamente, ya que hay que realizar estudios sobre puntos posibles de presencia de hidrocarburos y/o gas natural.

La fase de exploración, analiza sitios, que en la fase de prospección fueron definidos como lugares potenciales para la presencia de hidrocarburos y/o gas natural. Esto se realiza mediante pozos exploratorios, y en esta fase el riesgo ambiental es un poco más alto ya que se trabaja con lodos. Consecuentemente, debe de contarse con un plan de manipulación de los lodos y de la tierra, antes de realizar este tipo de pozos exploratorios. A manera de referencia, cada metro de exploración petrolera cuesta unos US \$1500, y las expectativas es que en las “zonas atractivas” del país, tendría que llegarse a una profundidad mínima de 4 km. Una vez que se han realizado estos pozos exploratorios, y se determinan opciones de presencia de hidrocarburos/gas natural, se procede a contornear los eventuales yacimientos, a determinar alguna medida de su vida útil, así como de su cantidad.

RECOPE S.A. no puede realizar la prospección, por lo costosa que resulta, por lo que se hace necesario ver como opera esta fase en otros países, y sus posibilidades de aplicación al caso costarricense. En el caso colombiano, se utilizan las alianzas estratégicas “joint ventures” – que también están previstas en la legislación nacional sobre hidrocarburos- y se establecen contratos de asociación, en los cuales la empresa privada interesada en desarrollar la prospección, asume el riesgo de la misma, y si se encuentran buenos resultados, entonces, la empresa colombiana de hidrocarburos paga una proporción de los costos en que incurrió la empresa privada. Tradicionalmente, los contratos de exploración (prospección y exploración), son de 3 años, con posibilidad de ampliarlos por 3 años más.

Los principales obstáculos para la realización de actividades de exploración en Costa Rica, podría decirse que son: desconocimiento y falta de educación (por ejemplo,

³¹ Apartado basado en entrevista realizada a Mihaela Dobrinescu, Ingeniera Geóloga y Geofísica, experta en Geofísica petrolera, y también en la entrevista realizada al señor Julio C. Matamoros, viceministro de Energía.

³² Esta opinión es también compartida por el viceministro de Ambiente Julio Matamoros. En este punto, vale plantear la inquietud sobre si los Estudios de Impacto Ambiental asociados a procesos de exploración y explotación petrolera, debe ser solamente uno para el conjunto de todas las fases, o si debe ser uno para cada una de las fases (prospección, exploración y explotación).

el saber que el primer pozo exploratorio moderno se hizo hace ya 151 años), el respeto a la industria y los temores ambientales. En este último aspecto, cabe resaltar que la exploración y producción de petróleo, es responsable de solamente el 3% de la contaminación ambiental asociada a los hidrocarburos. El otro grupo de aspectos que generan esa contaminación ambiental son los fenómenos naturales (43%), mientras que la industria petrolera es responsable de un 54%, el cual se descompone en un 37% para el transporte, y un 17% para la refinación y la combustión. De aquí resalta el hecho de que la fase de transporte, particularmente, los derrames, es la que genera mayor impacto ambiental, tal y como lo manifestaron Dobrinescu (2008) y Matamoros (2008).

Existe una decisión gubernamental de entrar en el tema de la exploración petrolera, una de las opciones analizadas es reactivar el contrato que se firmó en año 2000 con la empresa Mallow Oil Company, ya que la misma, cuenta aún con las garantías que presentó en ese año. En este sentido, el viceministro de Energía manifiesta que actualmente se está conformando la Dirección de Hidrocarburos y el Consejo de Hidrocarburos, y que una vez que esto esté listo se evaluará la posibilidad de firmar el contrato con Mallow Oil Company.

Esta situación se daría en contraposición con la Administración anterior, que prohibió la explotación y no firmó el contrato de concesión para la exploración dado a Harken Energy. Actualmente, Harken tiene interpuesta una denuncia judicial, por lo que la actual Administración presentó una consulta a la Procuraduría General de la República sobre si el derecho a firmar el contrato con Harken todavía está activo. En este caso, habrá que esperar que ambos aspectos sean resueltos para saber cuál será el futuro de esta concesión (Julio C. Matamoros, 2008).

Para efectos de recordar las zonas determinadas para eventuales exploraciones petroleras, el siguiente mapa suministrado por MINAE, muestra la segmentación de los bloques marinos y terrestres, que han sido utilizados en el pasado en los procesos de licitación.

De la misma manera, tal y como puede apreciarse en la imagen 3, los bloques que podrían eventualmente ser dados en concesión a Mallow Oil company, son aquellos ubicados en la zona norte del país.

Imagen 2

Segmentación de los bloques marinos y terrestres para la exploración petrolera.

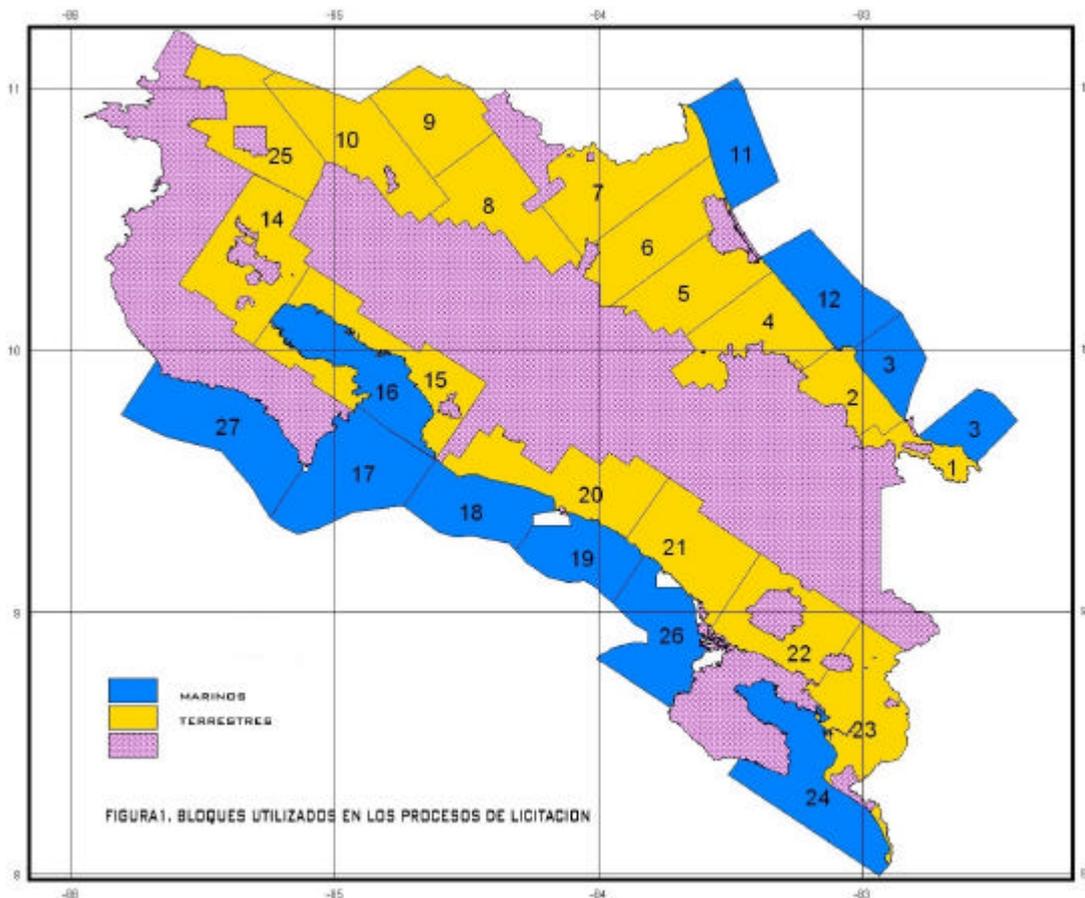


Imagen 3. Bloques de exploración petrolera licitados en el pasado

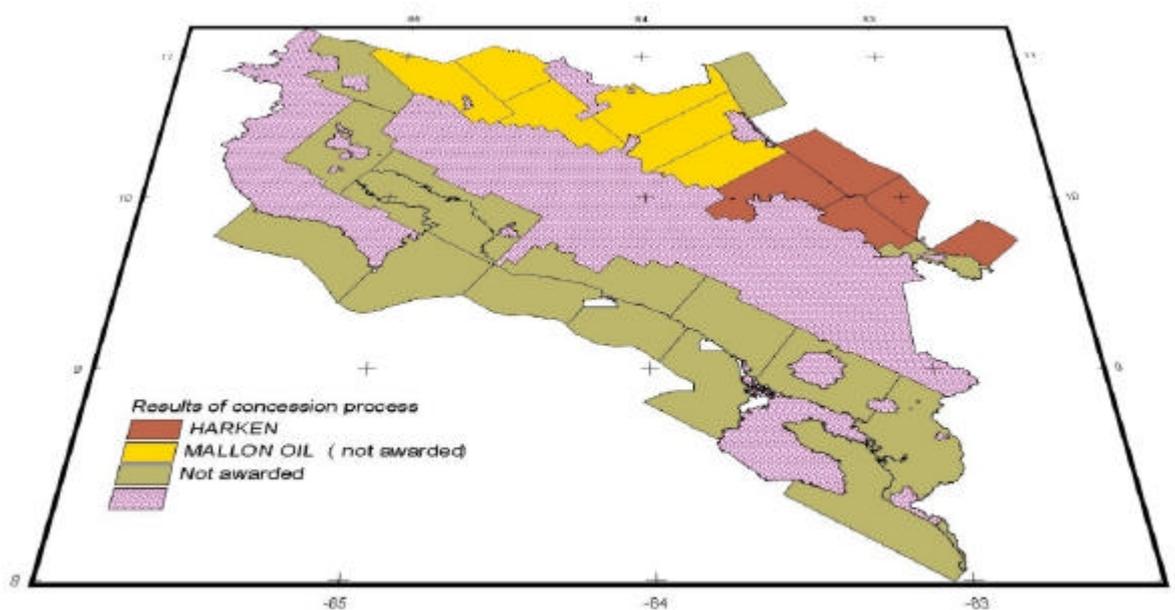


FIGURA 2. BLOQUES LICITADOS POR MKJ XPLORATION INC.(POSTERIORMENTE HARKEN) Y MALLON OIL CO

A los precios actuales de los combustibles, la exploración y explotación petrolera, se vuelve mucho más atractiva que en el pasado.

4.3 El tren urbano: ¿alternativa real para mejorar la eficiencia energética?³³

La rentabilidad del tren, no debe ser la única variable de decisión a la hora de evaluar esta alternativa de movilización de pasajeros y transporte. La existencia de externalidades, asociadas al tren, tales como calidad de vida, accidentes, ahorro energético y contaminación, deben de ser consideradas como aspectos que inciden en una decisión global sobre la conveniencia de este medio de transporte.

La operación del tren urbano debe entenderse como una alternativa, mas no como una solución al problema del congestionamiento vial en el área central del país. Esto, ya que existen otros factores que deben considerarse para solucionar el problema de la congestión vehicular. En este sentido, el funcionamiento del tren urbano, significa que el grueso de las soluciones no debe estar, necesariamente, por la vía de las carreteras.

El transporte masivo de personas en el casco urbano, no lo va a solucionar el tren. El tren es un apoyo al sistema de buses. El ejemplo más claro, es la frecuencia de buses en San Pedro, que nunca podría ser superada por el funcionamiento del tren.

³³ Este apartado está basado en una entrevista realizada al señor Miguel Caravaguías de INCOFER.

La información de uso de este medio de transporte es clara en señalar que esta opción ha sido aceptada por la población, como una alternativa de movilización. Durante el año 2006, se transportaron 462 177 personas, mientras que en el 2007, esta cifra aumentó en un 89 %, llegando a un total de 871 625 pasajeros. Por su parte, para los primeros meses de este año, evidencian también un crecimiento superior al 45 % en el número de personas transportadas.

Cuadro No. 5

Cantidad de personas transportadas en el tren urbano

	2006	2007	2008
Enero	24.618	55654	70441
Febrero	18779	57141	93246
Marzo	25583	60902	80729
Abril	33246	54473	
Mayo	36777	71023	
Junio	31893	75540	
Julio	58018	82004	
Agosto	45806	80258	
Setiembre	44604	82676	
Octubre	51244	92548	
Noviembre	54414	94259	
Diciembre	37195	65147	
TOTAL	462.177	871625	244416

Fuente: INCOFER.

Este incremento mostrado, significa que ya no son 3 coches, sino 8 coches los que se utilizan para el transporte de personas. Sin embargo, este incremento en el número de pasajeros, también implica problemas para el INCOFER, entre ellos vale la pena destacar, que ya no se pueden agregar más coches, porque esto significa que el tren no cabe en las estaciones.

Adicionalmente, la cantidad de pasajeros también ha significado que en agosto de 2007 se impuso un nuevo tren a las 5:05 en la Fábrica Jacks, y se mantuvo el que viene a las 5:20 desde Pavas. Este es uno de los factores que ha impactado en el crecimiento todos los meses, ya que una mayor cantidad de trabajadores en esa zona aprovechan la disponibilidad de este medio de transporte.

En general, según el Presidente Ejecutivo del INCOFER, la experiencia del tren urbano ha mostrado un servicio que los usuarios ven que es seguro y más rápido, ya que los servicios desde Pavas hasta San Pedro, muestran un ahorro de tiempo de 40 minutos. A pesar de lo anterior, resulta necesario avanzar a nivel nacional en la creación de una cultura del tren, lo cual permitirá ampliar el ámbito de acción de este servicio de transporte.

En el caso actual, de un tren operado con diésel, su eficiencia depende de la unidad. Sin embargo, hay que recordar que la evidencia internacional indica que en el caso de los ferrocarriles, las externalidades son muy importantes en su valoración, y que por lo

tanto la evaluación del sistema ferroviario, va mucho más allá que la mera rentabilidad económica. Externalidades, como ahorros que se le generan al Estado como un todo, producto del funcionamiento del tren. Datos de INCOFER indican que un tren transportando en promedio 3 300 personas diarias, le ahorra al país un total de \$US 1 620 000 en un año, en materia de externalidades que incluyen, accidentes (reparación vehículo, atención médica), ahorro energético, contaminación, factor climático, tiempos de viaje (calidad de vida de las personas, ahorro de tiempo para llegar al trabajo, aspectos familiares, estrés, enfermedades). Otro aspecto que tiene que ver es el de reducción, y mantenimiento de las carreteras.

Expectativas de ampliación del servicio:

Se debe pensar que va a pasar más allá de este tramo. Los trenes interurbanos, podrían convertirse en elemento fundamental por muchas razones, entre ellas, tiempo, factura petrolera, calidad de vida. Algunos de los casos en que se tendrían oportunidades de aprovechamiento es en el trayecto Cartago-Heredia-Alajuela, San Rafael de Alajuela-La Guácima-Ciruelas-San Antonio de Belén. Lo anterior, porque la movilización vía tren se convertiría en una opción mucho más expedita. A esto es a lo que se denomina trenes de cercanía.

Cuando se habla del tren metropolitano, que inicialmente trasladará desde Heredia hacia San José, y posteriormente, se espera que el servicio llegue hasta Cartago y Alajuela, es necesario recordar que la implementación del mismo va a requerir apoyo de servicios que los trasladen hacia puntos clave, lo cual podría significar una combinación del tren eléctrico con el tren normal.

En lo que respecta al tren metropolitano, la decisión gubernamental fue que el mismo se realizara a través de privados, con una inversión adicional del sector público, y no a través del INCOFER. Actualmente, el contrato para la adjudicación del tren eléctrico, tiene una serie de objeciones por parte de la Contraloría General de la República. El Consejo Nacional de Concesiones las está volviendo a completar.

Lo que el INCOFER realizó, en este caso, fue la reparación de la vía hasta colima de Tibás. Si existen los recursos, INCOFER puede desarrollar este tipo de proyectos. El tema es determinar en un proyecto como este, cuánto invierte el Estado y cuánto invierte el privado.

Recuadro 3: El caso del tren de carga:

Actualmente, la movilización de carga en el Caribe, muestra opciones de crecimiento. Sin embargo, resulta necesario poder acercar el tren a los muelles, así como contar con instalaciones que permitan tener el acopio para poder recibir y transportar la mercancía. En este caso, se han venido reemplazando entre 25000 a 30000 vehículos por año (incluyendo ida y vuelta). Asimismo, también se está trabajando en la reparación de la vía hacia caldera, que permitirá movilizar carga.

Un aspecto que podrá ayudar a visibilizar más claramente las opciones existentes para el transporte mediante tren en el país, es un estudio que se está contratando directamente a través del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), con un costo de 600.000 dólares y una duración de seis meses, mediante el cual se espera determinar el potencial ferroviario y las inversiones que deberían

realizarse. Esto incluye un diagnóstico del estado actual de las vías que están operando, así como de las vías que no lo están, los equipos que están y los que no están operando, así como todos los elementos estratégicos que tiene el ferrocarril, tales como terrenos, patios; determinar el potencial de movilización de mercancías, los niveles de influencia; determinar el potencial de transporte donde haya vía férrea pero que no esté operando; potencial en aquellos puntos donde no exista una vía férrea, ni derechos de vía (por ejemplo Muelle de San Carlos-Río Frío, Abangares-Colorado). En su conjunto, este estudio brindará al INCOFER una herramienta para determinar lo que se requiere para poder desarrollar un proyecto ferroviario; cuáles son las inversiones necesarias, así como las externalidades del proyecto.

De la misma manera, el empréstito con el Banco Mundial, en el marco de lo denominado Limón Ciudad Puerto, por un monto de 5 millones de dólares, incluye también el tema ferroviario, mediante el cual se permitiría solventar los problemas existentes en el puente sobre el río Chirripó y Toro Amarillo, para poner en operación el tren hasta Río Frío. Esto permitiría llegar a una zona productora de banano y piña, muy fuerte en Río Frío.

Asimismo, existe la posibilidad del tren llegando a Tanque de San Carlos, paralelamente, a la nueva carretera que se construiría denominada "Tapón de Chilamate". Podría, eventualmente, reservarse un espacio para ampliar el alcance del ferrocarril a la zona norte. Esto evita la necesidad de expropiación, cuenta con una topografía muy plana, curvas no muy pronunciadas.

Los estudios anteriores, podrían a su vez potenciar la utilización del tren para fines turísticos, sobre todo con lo relacionado con los cruceros, tal y como se está realizando hoy en día en los circuitos Caldera-Orotina, y Limón-Estrada o Bananito

Retos futuros:

Dado el nivel de congestionamiento y de deterioro de las rutas nacionales, el Estado debe evaluar las opciones existentes para la articulación ferrocarril y el transporte de carga, como un sistema complementario. Sin embargo, esto requiere una importante inversión de recursos al ferrocarril para la reparación y el mantenimiento de las vías.

El entramamiento de los trámites para la instalación del tren eléctrico, hace pensar a los autores sobre la posibilidad de que en el corto plazo, el servicio Heredia - San José, sea brindado, inicialmente, por INCOFER, como una contribución al fortalecimiento de la cultura del tren y un apoyo a las iniciativas de reducción del congestionamiento. La rehabilitación inicial de esta ruta realizada por el INCOFER, podría ayudar a que, tal vez, los costos de implementación de este servicio no sean tan elevados.

El tema del ancho de vía, ancho estándar 1,43 m, Costa Rica 1,07, ancho mayor, 1,60 m. Cambio de ancho de vía cuando se habla del tren metropolitano. El cambio que puede tener en toda la red ferroviaria nacional, cambios de curvas, invasión de terreno privado, puentes, están hechos para ese ancho de vía, y para un peso máximo por eje. Por donde pasa la carga en el área metropolitana. En muy pocos puntos pasa cerca de la carretera y en mucho menos, la carretera le robó espacio al tren.