



DECIMOSÉPTIMO INFORME ESTADO DE LA NACIÓN (2010)

EL SECTOR ENERGÍA, SU DESEMPEÑO EN 2010 Y SUS RETOS DE INFRAESTRUCTURA A CORTO Y MEDIANO PLAZO.

Informe final

Investigador:

Freddy Mauricio Martínez Hidalgo

Agosto, 2011

Nota: Las cifras de las ponencias pueden no coincidir con las consignadas por el Decimoséptimo Informe Estado de la Nación (2010) en el tema respectivo, debido a revisiones posteriores. En caso de encontrarse diferencia entre ambas fuentes, prevalecen las publicadas en el Informe.

Descriptores	1
Hechos relevantes.....	1
Introducción	2
Resumen Ejecutivo	2
El sector Energía, su desempeño en 2010 y sus retos de infraestructura a corto y mediano plazo	3
1.1. Demanda energética.....	8
1.2. Oferta energética	12
1.3. Huella de carbono en 2010 y tendencia respecto al IDH	18
1.4. Energías alternativas, transporte público y energía.....	20
1.5. Contaminación Atmosférica	22
1.6. Mercado de carbono.....	23
1.7. Plan Nacional de Energía y Ley de Electricidad.....	23
Bibliografía.....	24

Descriptores

Energía, huella de carbono, energías alternativas, electricidad, proyectos hidroeléctricos, hidrocarburos.

Hechos relevantes

- El consumo de electricidad se recuperó levemente, especialmente por el sector general.
- El consumo de combustibles también aumentó de forma similar al PIB (si se cuentan las ventas al ICE) sobre todo en GLP, Gasolina Súper y Jet Fuel y ventas de búnker y diesel para el ICE.
- El costo de la electricidad en términos de centavos de dólar por kilovatio (US\$/kWh) continúa incrementándose.
- Entró en operaciones el PT Garabito con lo que el aumento en consumo de búnker y por ende, de emisiones de GEI se harán patentes en los siguientes años.
- El PH Pirrís empezó su recta final y el PH Reventazón empieza a ser una realidad, entre tanto, se complica el desarrollo del PH El Diquís.
- RECOPE logró el dragado del muelle petrolero de Moín. El Proyecto de Refinería mediante Joint Venture sigue su camino según lo planificado.
- En meses recientes se ha presentado una escalada de precios en el petróleo y sus derivados, en virtud de la inestabilidad política en el Oriente Medio (Túnez, Egipto, Yemen, Libia, Siria y Bahrein).

- Sigue sin ratificarse el Segundo Protocolo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central ni tampoco la reforma a la Ley 8345 de Cooperativas de Electrificación Rural.
- Apareció una nueva versión de Ley General de Electricidad que no llenó las expectativas de los legisladores y que no ha avanzado en la Asamblea Legislativa.
- El país logró conectarse vía SIEPAC con Panamá en el sector de Corredores, pero sigue pendiente el tramo Parrita- Río Claro.

Introducción

Los objetivos de la ponencia planteados fueron los siguientes:

-¿Cuáles son los patrones de producción y consumo energético en el país, sus impactos en el ambiente y la calidad de vida y los principales desafíos en la materia? ¿Cómo se comparan estas tendencias con las reportadas en años anteriores en el Informe?

-¿Cuáles son las tendencias en cuanto al uso energético en el país según sujetos y sectores económicos?

-¿Cuál es la huella de carbono en el país, los sectores de mayor peso en dicha huella y los impactos y desafíos que genera?

Resumen Ejecutivo

En 2010 se observó una leve recuperación económica del país que incidió en un alza relativamente baja de la demanda energética. Se aprecia sobre la base de cifras oficiales de la DSE que la leña perdió consumo y participación dentro de la matriz energética probablemente por ajustes metodológicos. Por su parte, la oferta energética se incrementó con la entrada en operación del PT Garabito, que funciona con un búnker de muy alta calidad (que se importa desde Colombia) y que obliga a RECOPE a exportar el Fuel Oil que genera la refinería de Moín a otros mercados cuando se esperaba que el ICE lo comprara y lo trasladara vía cisternas hasta el Pacífico. El PT Garabito ahora potencia la opción de que RECOPE cuente con la infraestructura adecuada para importar combustibles sea por Caldera o una multiboya en el mar.

Otra buena noticia es que a pesar de los deterioros y atrasos provocados por la tormenta tropical Tomás, para el III Trimestre de 2011 estará operativo el PH Pirrís que agregará 134 MW de potencia al Sistema Interconectado. También se logró conectar al país con Panamá por el sector de Ciudad Neily, aunque el país sigue atrasado con la ejecución del SIEPAC por atrasos en expropiaciones en años anteriores. Asimismo, el PH Reventazón comienza a cobrar vida en el sector de Siquirres, pero el PH El Diquís sigue sumando atrasos debido ahora a un conflicto con los pueblos indígenas con los que debe negociar el acceso o adquisición de tierras para el área del embalse.

En la Asamblea Legislativa, no avanzó el II Protocolo del Mercado Eléctrico Regional, vital para la puesta en marcha del SIEPAC. El gobierno envió una nueva versión de Ley

General de Electricidad que no avanzó como se esperaba y ahora, apuesta por una Ley de Contingencia. El ICE podría alcanzar pronto su techo de inversión por las dimensiones de sus proyectos y RECOPE precisa y puede endeudarse pero se ve sometida a una maraña de trámites, incluso en los últimos meses surgieron nuevos.

El sector Energía, su desempeño en 2010 y sus retos de infraestructura a corto y mediano plazo

Como se mencionó en la ponencia para el XVI Informe, el país tiene patrones de consumo que potencian su vulnerabilidad, al depender de la importación de energía, especialmente de hidrocarburos. Los patrones de consumo tienden a variar a mediano y largo plazo, ante una batería de señales económicas y medidas regulatorias claras y consistentes, sean para bien o para mal. Para ser sinceros en años recientes se ha hecho poco para cambiar dichos patrones, tarea que no es exclusiva de las autoridades energéticas sino que implica la participación de las autoridades ambientales, educativas y de transporte.

Lo anterior se agrava cuando alguno de los cuatro pilares antes mencionados, no cumple con sus metas y objetivos. Es decir, no basta con construir más centrales eléctricas o disponer de más redes de transmisión, si los otros sectores, no realizan inversiones en la magnitud requerida y en consonancia con una visión de largo plazo.

Es por ello, que esta ponencia, si bien debe hacer una revisión de algunas estadísticas energéticas para el año 2010, considero primordial, hacer una enumeración de las tareas pendientes de los pilares antes citados y de algunas de las medidas de corrección que han venido tomando las autoridades en tiempos recientes. Esto sin perder de vista, el panorama internacional que condiciona de manera importante nuestro desarrollo energético, en virtud de la manifiesta dependencia que tiene el país, en materia de energéticos, recursos financieros e importación de tecnología.

Como se mencionó en la ponencia del XVI Informe, el país si bien tiene logros importantes, también tiene una larga lista de haberes en materia energética. Dentro de lo que cabe al sector energético, si bien se produce una importante cantidad de electricidad por medio de las fuerzas hidráulicas y tiene una amplia cobertura de abonados, también ha sufrido un estancamiento en la búsqueda de nuevas opciones de generación, visto esto, desde el fenómeno de cambio climático, que provoca una vulnerabilidad interna. Cualquiera de las dos opciones de cambio climático: lluvias más escasas o mayores y destructivas, crean escenarios de riesgo que el país debe tener en cuenta, pues pueden sacar de operación unidades de generación.

En el campo de los hidrocarburos, el país muestra un rezago en varios campos. Mientras países como Nicaragua y Honduras apuntan a la exploración petrolera, el país dictó una moratoria de facto que podría acabarse ante compromisos contractuales del país. Mientras los países desarrollados, empiezan a consumir menos gasolinas, en el país más bien continúan al alza, al enfatizar en el transporte privado con un promedio cada vez menor de personas por viaje. Mientras países como Perú inician un proceso de sustitución de generación térmica con gas natural en lugar de diesel, el país opta por

generar con bunker que es mucho más contaminante. Mientras países como Argentina, Colombia y más recientemente, Perú optan por la incorporación del Gas Natural Vehicular (GNV) o incluso, GLP, en el país aún no logran realizarse las inversiones necesarias para al menos cubrir el crecimiento vegetativo de la demanda de GLP. Mientras, Perú, Panamá y Colombia desean unirse a las naciones con transporte masivo de personas mediante ferrocarriles eléctricos como Argentina, Brasil, Chile, México, República Dominicana y Venezuela, en Costa Rica, la iniciativa TREM por ejemplo, no pasa de un proyecto en el papel.

Por eso, aunque las autoridades gubernamentales insistan en la meta del Carbono Neutral para 2021, como una estrategia de marketing, al similar a la “Sin ingredientes artificiales”, la meta no pasa de ser más que buenas intenciones y así lo dejan ver noticias como la aparecida en el diario La Nación del 5 de junio de 2011. En la ponencia del XVI Informe se hizo referencia a una estimación de inversiones necesarias para lograr la mitigación de los GEI que se estimó en varios miles de dólares (Pratt, 2010), las cuales a la fecha no se encuentran en carpeta, ni en búsqueda de financiamiento ni mucho menos en fase de ingeniería conceptual. Otros países que desean ser Carbono Neutral como Noruega y Nueva Zelanda, no sólo cuentan con los recursos, sino también con planes más concretos en pos de esa meta que incluso se han planteado para no antes de 2030, entonces, ¿por qué Costa Rica puede lograrlo antes? Este tema de iniciativas sin sustancia como “Paz con la Naturaleza” pueden convertirse en un arma de doble filo ante organismos y donantes internacionales, ya que los resultados podrían desacreditarnos más, que el hecho de no plantear iniciativa alguna.

Entonces, luego de estas reflexiones, se llega a la conclusión de que cada uno de los pilares para un consumo energético con un impacto morigerado sobre el medio ambiente, no están cumpliendo sus papeles. El sector energético, en efecto, tiene una pauta de retrasos en inversiones clave en áreas clave, el sector transporte, probablemente muestre un rezago aún mayor. En el área educativa, las pocas iniciativas para un consumo eficiente de energía han partido del propio sector energético. Y en el campo ambiental, las iniciativas de reforestación han recuperado importantes áreas de bosque similares a décadas atrás, pero poco se ha incursionado en una verdadera política forestal que sirva como elemento dinamizador de comunidades rurales a la vez que coadyuva con energía renovable (países como Chile cubren una parte importante de sus necesidades de cocción y calefacción con planes de manejo de plantaciones forestales dedicadas a estos fines).

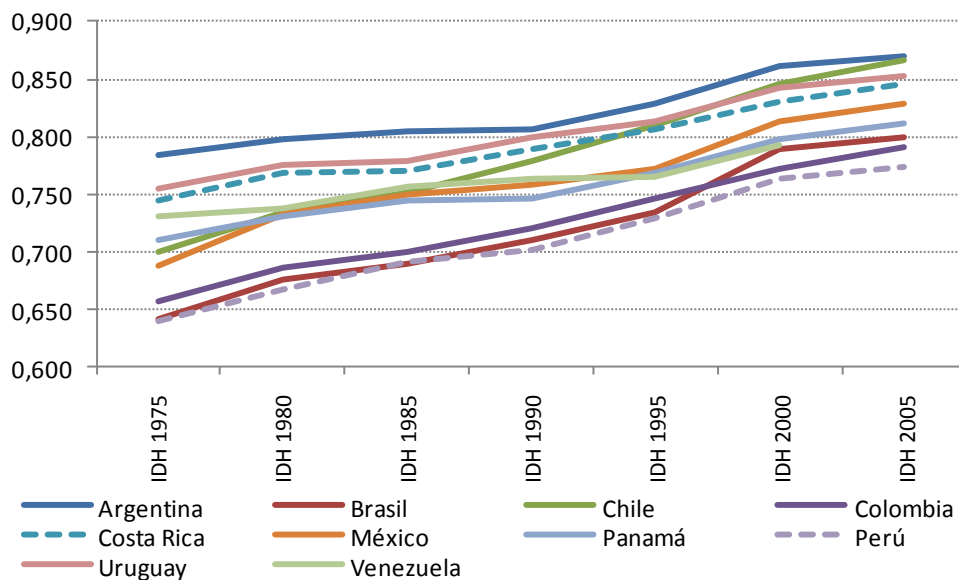
En esta ponencia, trataremos de hacer un breve repaso por el estado del arte, principalmente en materia de infraestructura energética que se discutirá en el apartado de Oferta de Energía, desde el punto de vista de iniciativas y retos a mediano plazo.

Desde la publicación del primer Índice de Desarrollo Humano (IDH) a inicios de los años noventa, el país ha estado ubicado dentro de los países de “desarrollo alto”. Sin embargo, ajustes metodológicos, ingreso de nuevos países en el análisis y finalmente, factores objetivos han desembocado en una caída constante de Costa Rica dentro de este indicador.

El Informe sobre el Desarrollo Humano que publica anualmente el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) es una herramienta fundamental para seguir el pulso del avance de los países en su ruta al desarrollo. Esta metodología se ha ido afinando con los años, de manera tal que el país se ha visto desplazado por otros países con logros diversos. Para nadie es un secreto que el país ha gozado de una importante rentabilidad social de la inversión en educación y salud durante décadas pasadas, pero esto no es ya suficiente en el mundo actual donde confluyen otros factores como el crecimiento económico, la inversión en tecnologías y energía, infraestructuras de transporte y fortalecimiento de la iniciativa privada, por ejemplo, en PYMES.

Para efectos de ubicar al país dentro de las tendencias de mediano y largo plazo, se revisaron algunos de estos informes, donde se compara directamente con países más o menos cercanos, tanto geográfica como en desarrollo humano. Este ejercicio se llevó sin problema hasta el informe 2007-2008, ya que para el del año 2010 se cambió ajustó la metodología como veremos enseguida.

Gráfico 1
Costa Rica: Evolución del Índice de Desarrollo Humano, según metodologías anteriores del PNUD, comparado con otros países, período 1975-2005

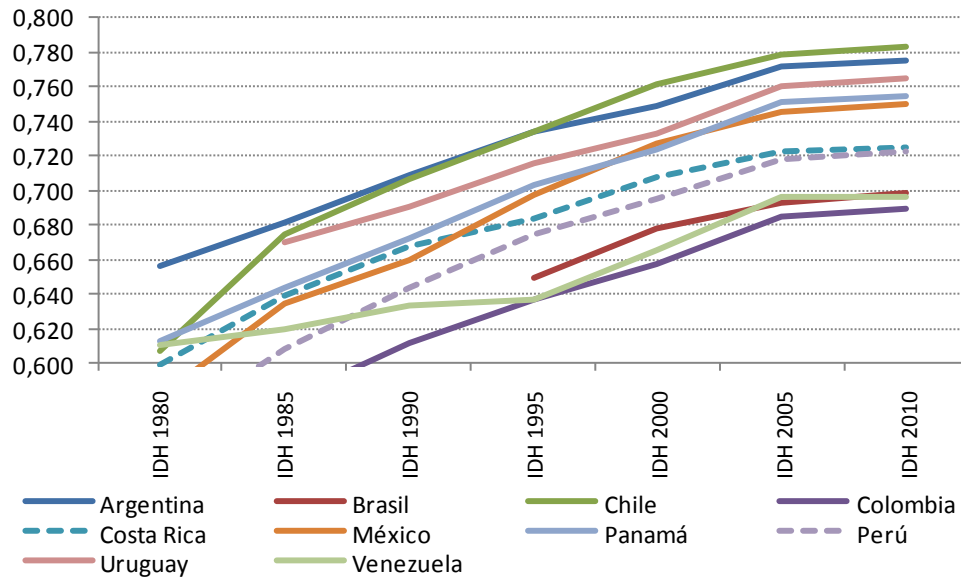


Fuente: Elaboración propia con base en varios informes de Desarrollo Humano del PNUD

Del gráfico anterior se desprende que el país ha venido mejorando en su IDH, situado relativamente cerca de los tres países del Cono Sur (Argentina, Chile y Uruguay) que han sido los líderes habituales en el Subcontinente. De 1995 en adelante, países como México y Brasil logran avances más acelerados y Costa Rica en términos generales logra mejores resultados que Panamá y Perú, que han sido económicamente exitosos en años recientes. Pero el avance nacional, es insuficiente a nivel mundial y es

superado rápidamente por algunos países del Caribe como Barbados y Bahamas, así como otros de la antigua “Cortina de Hierro” en Europa.

Gráfico 2
Costa Rica: Evolución del Índice de Desarrollo Humano, según Metodología 2010 del PNUD, comparado con otros países, período 1980-2010



Fuente: Elaboración propia con base en Informe sobre Desarrollo Humano del PNUD (2010)

En el gráfico anterior, puede observarse que en general, todos los países analizados bajaron en la medición de IDH. Este cambio metodológico, hizo que se creara una nueva categoría de países que se denominan de “Muy Alto Desarrollo Humano” y dentro del cual, sólo Barbados logra colarse dentro de ese grupo de 42 por parte de América Latina y El Caribe (ALC). Costa Rica queda de esta forma en una situación intermedia dentro de los países analizados y empieza a mostrar estancamiento entre 2005 y 2010, mientras que se acerca Perú y es rebasado por Panamá y México.

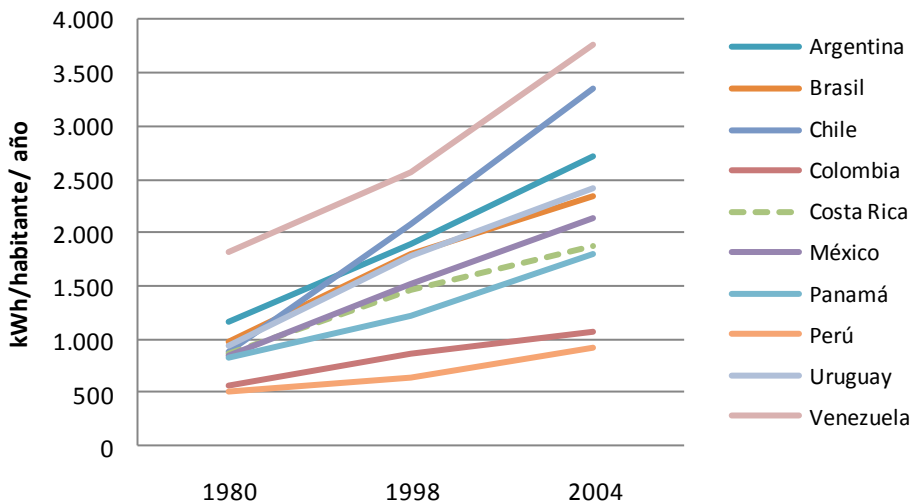
Por lo tanto, es imperativo revisar qué provocó un cambio tan significativo frente a la situación mostrada en el gráfico 1. Esto básicamente ocurrió porque de los tres grandes componentes del IDH (esperanza de vida, educación e ingresos) se corrigieron por el denominado Índice de Dimensión (ID) que se trata de una división del dato del país menos el valor mínimo entre el valor máximo menos el valor mínimo del ítem.

Donde pareciera que el país sale más desfavorecido es por el tema de educación, ya que estos se corrigen por datos duros como el promedio de escolaridad de la población que en el país muestra un estancamiento desde hace varios años, así como una menor dinámica económica. En materia de escolaridad por ejemplo, el país promedia 11,7 años contra 13,9 años del promedio de los países seleccionados, de hecho, ocupa la última posición. Mientras que en materia de ingresos, tenía en 2008 un Ingreso

Nacional Bruto por habitante de US\$10.870 versus el promedio de los otros de US\$11.963. Pareciera entonces, que la diferencia de ingresos no es tan significativa como la de escolaridad de su población, lo cual es mucho más difícil de aumentar.

Al relacionar, estos temas del desarrollo humano, donde la energía es un factor de transformación de las sociedades, ya que ésta permite un mejor acceso a los trabajos, a tecnologías, a educación, salud y entretenimiento, por citar algunas variables importantes, desdichadamente, el PNUD eliminó en 2010 el Anexo donde se comparaban los consumos energéticos de los países, lo cual es un tema de sustentabilidad de los logros anteriores. Sin energía suficiente y accesible, en poco tiempo, mucho de lo logrado puede perderse, de esto existe evidencia con el caso de los países del antiguo Pacto de Varsovia, donde muchos colapsaron al poseer industrias muy ineficientes energéticamente hablando, combinado con un acceso más limitado a ella, ya que muchos recibían energía regalada o subsidiada. Los países más avanzados de nuestra región ya enfrentan dilemas en cuanto a cómo suplir la demanda energética, siendo especialmente delicados los casos de Chile y Uruguay, así como de la misma Argentina.

Gráfico 3
Costa Rica: Evolución del consumo de electricidad por habitante, comparado con otros países, período 1980-2004



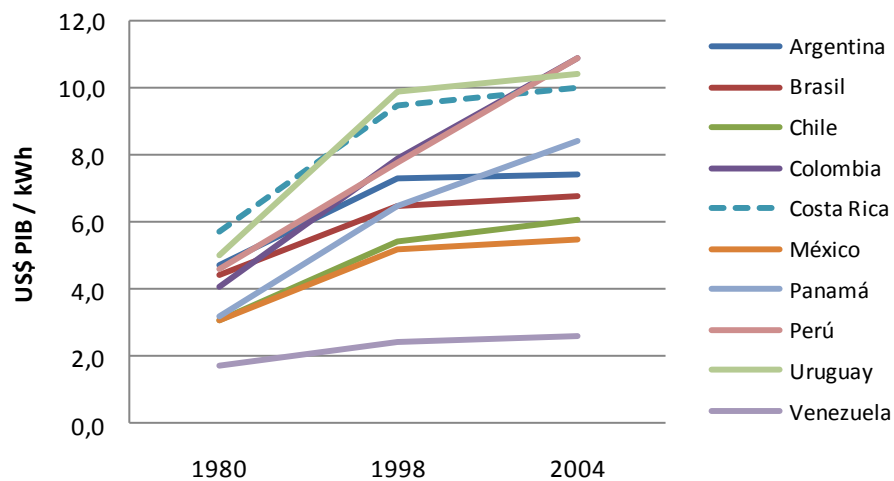
Fuente: Elaboración propia con base en varios informes de Desarrollo Humano del PNUD

En el gráfico 3, se puede observar el comportamiento del consumo de electricidad según los Informes del PNUD, cuyo Anexo “Energía y Medio Ambiente” fue suprimido en las ediciones de 2009 y 2010. Ya propiamente dentro de los resultados, se observa una tendencia de todos los países a incrementar a lo largo del período el consumo de electricidad. Sin embargo, Costa Rica se mantiene en niveles intermedios, superando a países como Panamá (no por mucho), Colombia y Perú. Cada país tiene sus características propias que hacen que el consumo varíe respecto a otros, pero vale la pena mencionar el caso de México, que es un país donde el consumo industrial es

predominante y sin embargo, su consumo per cápita es levemente mayor al nuestro, esto gracias a toda una política de ahorro energético, pero sin duda, que en Costa Rica, el consumo de electricidad para cocción doméstica más bien le aumenta su posición relativa, caso que sólo se compara con el de Brasil (ya que la mayoría de países usan gas o leña).

Otra variable relevante es sin duda, es la generación de ingresos con distintos consumos de energía. En la ponencia del XVI Informe se ilustró este tema desde el punto de vista histórico y en esta, se hace comparado con países de desarrollo humano similar.

Gráfico 4
Costa Rica: Evolución del consumo energético relativo por dólar estadounidense de ingreso generado, comparado con otros países, período 1980-2004



Fuente: Elaboración propia con base en varios informes de Desarrollo Humano del PNUD

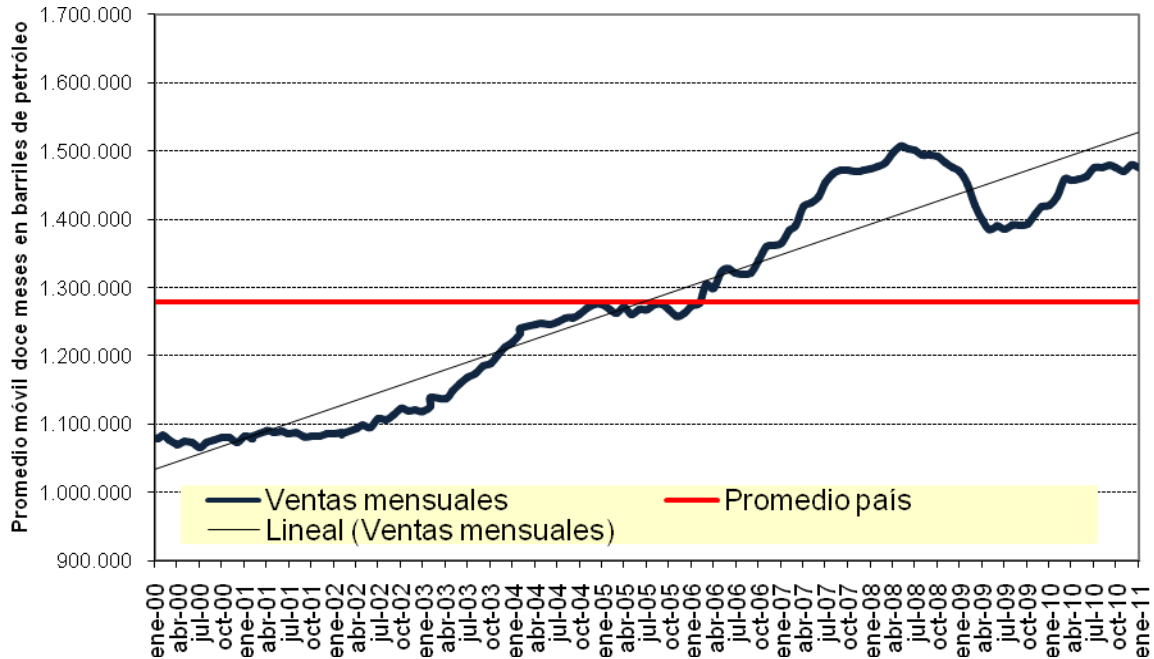
Aquí se aprecia más bien, que el país se encuentra en un rango alto, ya que tiene una productividad energética alta, superada por Uruguay, así como por Perú. Todo lo contrario, sucede en Venezuela, donde el desperdicio energético es enorme, principalmente de hidrocarburos, por precios súper subsidiados y fijos desde años atrás.

1.1. Demanda energética

En la ponencia del XVI Informe, se insertaron gráficas que ilustraban este tema entre 1999 y 2009. En este caso, nos concentraremos en lo que ha sucedido más recientemente, especialmente, en materia de energía comercial: electricidad e hidrocarburos. En los últimos cuatro años, se han hecho más evidentes las limitaciones de infraestructura energética para suplir la demanda nacional. Por esta razón, en vez de analizar lo sucedido con los Balances Nacionales de Energía (BEN), más bien nos adentraremos en las estadísticas que generan los entes públicos más relevantes como el ICE y RECOPE.

En el caso de los combustibles, como se recordará, aún existe una importante correlación entre el crecimiento económico y el aumento de la demanda de derivados de petróleo. A continuación, en el gráfico 5, puede observarse cómo se ha venido incrementando la venta de derivados de petróleo a lo largo del período con una baja importante en el año 2009 y una leve recuperación en 2010.

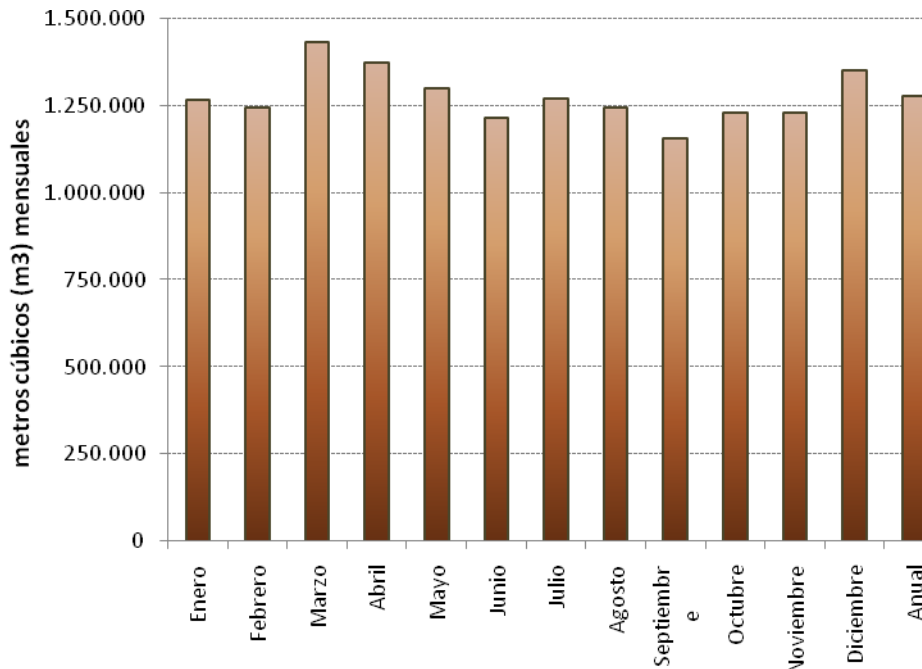
Gráfico 5
Costa Rica: Evolución mensual del consumo de derivados de petróleo, período 2000-2011



Fuente: Elaboración propia con datos de la Dirección de Comercialización de RECOPE

Si se realiza en efecto, una correlación con el PIB, existe un fuerte lazo entre el consumo de derivados de petróleo, especialmente en diesel; sin embargo, cuando se aplica ese ejercicio a las ventas mensuales comparadas con el comportamiento el Índice Mensual de Actividad Económica (IMAE) la relación es casi nula. En 2010, el crecimiento de la demanda por derivados de petróleo creció un 4,4% respecto a 2009 al contar las ventas para generación térmica, pero sólo un 0,8% si se descuentan esas ventas. Sin embargo, en materia de generación térmica, según datos propios de RECOPE (Dirección de Comercialización) el diesel creció un 24,4% interanual y el búnker un 97,2%, además, de la introducción de un nuevo combustible térmico (una especie de IFO) que se utiliza en el PT Garabito y que ya en 2010 sumó el 10,4% de este segmento.

Gráfico 6
Costa Rica: Estacionalidad de las ventas de derivados de petróleo, sin contar ventas para generación eléctrica térmica, período 2000-2011

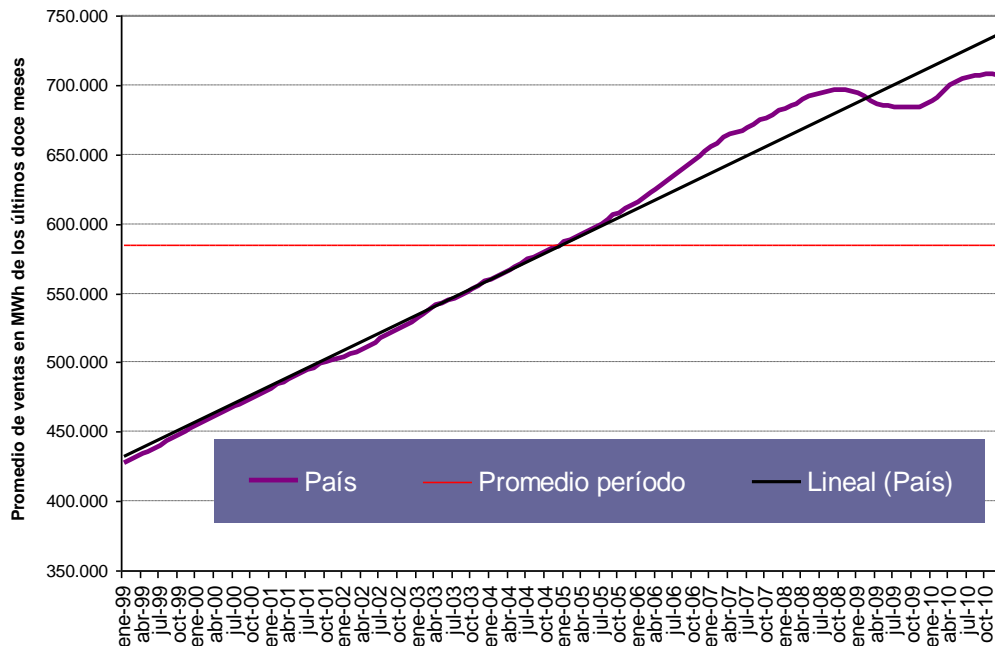


Fuente: Elaboración propia con datos de la Dirección de Comercialización de RECOPE

Dentro de cada año, la demanda de combustibles tiene su comportamiento estacional, siendo mayor en los meses de marzo y abril, así como en diciembre. Esto obliga a RECOPE a traer mayor cantidad de embarques en los meses de condiciones climáticas más desfavorables en el Caribe (noviembre-marzo de cada año).

En el caso de la electricidad, se presentó un incremento en la demanda país del 3,1% respecto a 2009, lo que supone una tímida recuperación. El sector General fue el que empujó las ventas de las distribuidoras al crecer 5,2% anual, el sector Industrial lo hizo un 3,1% anual y el Residencial apenas un 1,3%. De no mediar una situación que no esté clara aún, la demanda eléctrica nacional parece que es movida por los sectores productivos en tanto el residencial pasa a tener un efecto neutro. Por tanto, una recuperación de sectores como el turismo, la construcción y en general, el comercial e industrial, podrían meter presión sobre el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y la necesidad de agregar más potencia.

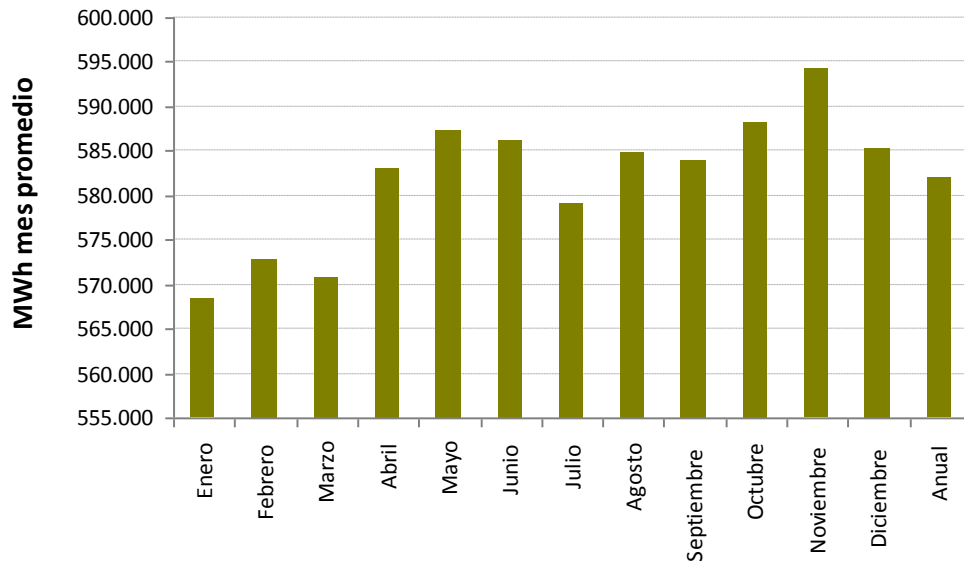
Gráfico 7
Costa Rica: Evolución mensual de la demanda eléctrica período 1999-2010



Fuente: Elaboración propia con datos del CENPE del ICE.

Puede apreciarse en el gráfico 8, que la estacionalidad de la electricidad es mucho más marcada que en el caso de los combustibles (gráfico 6). En electricidad, se observan demandas más fuertes sobre todo en los meses de noviembre, octubre, mayo y diciembre, siendo de cuidado lo que ocurre en mayo y diciembre dependiendo de la regularidad de las lluvias. Una estación seca prolongada e intensa como la de 2007, podría generar estrés para suplir la demanda eléctrica a fines de abril y mayo, tal y como ocurrió entonces. Mientras en noviembre y diciembre, podría requerirse de mayor generación térmica dependiendo de los niveles de lluvias de los meses anteriores. Por eso, algunos expertos llaman la atención sobre el contemplar el cambio climático en los planes de expansión, tema que ha internalizado el ICE en el Plan de Expansión de la Generación.

Gráfico 8
Costa Rica: Estacionalidad promedio de las ventas de electricidad, período 1999-2010



Fuente: Elaboración propia con datos del CENPE del ICE.

Durante 2010, el consumo energético nacional se incrementó a 151.885 Terajulios (una baja del 2,5% respecto a 2009); esta baja en el consumo total, se supone ocurrió por una reducción en la demanda de leña (que es energía primaria). En cuanto a la energía secundaria subió a 122.182 TJ un aumento del 2,2% respecto a 2009, pero sin reponer el nivel de 2008 (donde sumó 123.536 TJ). En electricidad se dio un aumento de 3,2% respecto a 2009 (hasta un nuevo registro récord de 30.826 TJ), mientras que el diesel se mantuvo igual, en gasolina Plus 91 subió 1,4% anual, pero la Súper se incrementó en 7,2%. El GLP aumentó aún más (8,2%), en tanto, el Jet Fuel apenas subió un 2,9%, por la lenta recuperación del sector turismo.

1.2. Oferta energética

La oferta energética de Costa Rica se compone principalmente de dos grandes elementos: la producción interna y la importación. Con la normalización operativa de la refinería en 2010, la producción tuvo un repunte del 15,3% respecto a 2009, pero no alcanzando los niveles del período 2006-2008. Como decíamos, la refinería aporta 6.746 TJ más, mientras la generación eléctrica apenas lo hizo en apenas en 1.029 (pero alcanzando un nuevo récord de 34.493 TJ). La oferta interna total subió un 4,0% (hasta 133.920 TJ, apenas un poco más que los niveles de 2007 y 2008).

En términos generales, se observa un estancamiento en los niveles de producción energética, al punto que el nivel de 2010 (56.435 TJ) es inferior al de 2007 (64.804 TJ), sin embargo, este aumento en 2010 permite una reducción del 2,5% en los niveles de importación (que quedaron en 85.406 TJ).

En este caso, nos proponemos ampliar un poco más acerca de la situación de vulnerabilidad que amenaza al país, a raíz de la postergación en años anteriores de inversiones estratégicas, por las razones que fueren. El hecho, es que en el caso, de que el país vuelva a tasas de crecimiento económico superiores al 6% que traerían muchos beneficios al país, podría ocurrir riesgo de desabastecimiento.

En el caso del ICE, éste elaboró un Plan de Contingencia y recibió en 2008 una serie de normas legales que le permiten ser más ágil en materia de inversiones y contrataciones. Gracias a ello, se desarrolló por medio de la figura del fideicomiso, el PT Garabito, que es actualmente la planta térmica más grande y más moderna del país. La idea original era contar con sus 200 MW de potencia para cubrir los picos de demanda y respaldar el sistema en el verano, sin embargo, debido al atraso de años en su puesta en operación, apenas servirá para retirar una serie de plantas arrendadas de muy alto costo y que se contrataron luego de los eventos de 2007. El resto del parque térmico, no se encuentra en las mejores condiciones tecnológicas y lo ideal es que sea retirado o modernizado. Para ello, es vital, la entrada de otro proyecto incorporado en el Plan de Contingencia antes mencionado y que es el PH Pirrís que se espera entre en operaciones hacia el último trimestre de 2011.

El PH Pirrís, que actualmente se encuentra llenando su embalse, ha sido junto al PT Garabito, uno de los proyectos con más retrasos y sobrecostos desde que la aparición del ICE. En el Plan de Expansión de la Generación (PEG) 2006-2025 del ICE estaba colocado para ingresar al Sistema Nacional Interconectado (SNI) en el verano de 2010, sin embargo, los embates de la Tormenta Tropical Alma en mayo de 2008, desoló las instalaciones constructivas, lo que le impuso un atraso más, incrementado por el retiro de la italiana Astaldi a cargo del proyecto y algunos daños adicionales generados por la Tormenta Tropical Tomás en noviembre de 2010. En diciembre de 2004, se estimaba su costo en US\$ 380 millones para una potencia de 128 MW para un costo por kilovatio de US\$ 2.966. Sin embargo, las últimas estimaciones hablan de un costo total de US\$ 600 millones, con una potencia de 134,5 MW, una generación anual de 650 GWh y un costo por kilovatio instalado de US\$ 4.461, un 50% más y el mayor que cualquiera otra obra de generación eléctrica realizada en el país. Se espera que empiece a aportar energía en fase de pruebas a partir de septiembre próximo (ya está lista la subestación y la línea para traer esa energía hasta el centro del país).

El PH Reventazón, se ubica sobre la misma cuenca del río homónimo donde sobresalen el PH Cachí, PH La Joya y el PH Angostura. Planteada en el PEG 2006-2025 con una potencia instalada de 299,4 MW a un costo de US\$ 633 millones (US\$ 2.144 por kW) entrar a operar en 2016. Ahora se habla de un costo de US\$ 1.200 millones que supera las posibilidades financieras del ICE, aún cuando éste tiene ofrecimientos de organismos internacionales por US\$800 millones. Por lo tanto, se aspira a la participación vía Joint Venture de dos jugadores inmensos como Sinohydro de China o Eletrobrás de Brasil, que han construido PH varias veces más grandes que Reventazón. El PH Reventazón, ya ha demandado cerca de US\$70 millones al ICE y logró su primer hito al concluir semanas atrás, al concluir los túneles de desvío de las aguas del río. Tendrá un gran impacto económico en las comunidades de Siquirres y Turrialba, durante la construcción, especialmente. La altura de su presa de concreto

superará por 17 metros a la de Pirris como la más alta del país (130 m) y desde ya se trabaja las 24 horas. Dada su ubicación y sus dimensiones, permitirá una menor generación térmica mientras ingresa el otro gran proyecto de esta década (PH El Diquís) y sirve de pivote para otros proyectos que se construirían en la zona de 2020 en adelante.

El otro proyecto muy publicitado en días recientes es el PH El Diquís. Originalmente concebido como PH Boruca con una potencia de más de 1.000 MW, se rediseñó de manera tal que inundara la menor cantidad posible de hectáreas, en virtud de que la zona donde se ubica está rodeada en parte de reservas indígenas y significaría la inundación de pueblos y de tramos importantes de la carretera interamericana sur. El ICE se instaló en la zona desde 2008 donde ha venido realizando túneles de prueba, estudios geológicos, arqueológicos y de otro tipo, mientras prepara el estudio de impacto ambiental que deberá presentar a SETENA. Sin embargo, en días recientes, grupos indígenas denunciaron que el ICE ha invadido sin permiso, algunas hectáreas de sus reservas y que según el Convenio OIT 169 ratificado por el país, ellos deben otorgar el permiso correspondiente. Este tema ya provocó hasta el envío de un relator de la ONU (James Anaya) que vino a investigar en terreno las denuncias antes mencionadas, el ICE como parte de su afán de no entorpecer el desarrollo del proyecto estaría saliendo de los terrenos aludidos. El relator especial presentó su informe el día 2 de junio de 2011, señalando que fue un error del ICE no realizar primero la consulta a los pueblos indígenas que los estudios técnicos, y recomienda que se reduzca la asimetría entre el ICE y los pueblos indígenas dotándolos de asesores multidisciplinarios, así como dejándolos decidir sus formas de representación.

Este proyecto ha sido un anhelo del ICE desde los años setenta, ya que permitiría contar con un embalse de regulación interanual adicional al Lago Arenal, pudiendo enfrentar mejor, el crecimiento de la demanda en los próximos diez o quince años. Está diseñado para 633 MW a un costo de US\$2.072 millones (US\$ 3.273 por kW), mucho más barato que dos los anteriores). También es esperado, por su tamaño por los otros países centroamericanos, ya que al ubicarse la casa de máquinas cerca de la subestación Palmar Norte, permitiría llevar energía por medio de la línea SIEPAC. Se considera que dado el diseño previsto, se convertiría en un nuevo atractivo turístico del país, algo similar a lo que sucede con Arenal. Asimismo, permitiría el desarrollo de la zona sur del país, si esta se organiza de manera coherente.

Los proyectos hidroeléctricos empiezan a ser cuestionados en el país, como se han visto en Chile (PH Aysén) y en Brasil (con presas amazónicas como Belo Monte). Sin embargo, la hidroelectricidad constituye el mayor potencial utilizado y restante para generación eléctrica. Ya vimos que su costo de construcción no es barato, pero sí el de operación, sobre todo el PH Reventazón y PH El Diquís, ofrecen virtudes técnicas que pocos proyectos en el país tienen. Ambos serían detonantes en sus cercanías de otros proyectos en liza. Un estudio de Montero (2011) dice que los proyectos de generación por pasada o filo de agua, no generan emisiones de CO₂ y que solamente embalses muy grandes con relaciones de producción versus energía contenida en el agua (la denomina Densidad de Potencia) con razones de W/m² menores de 10 derivan en emisiones de carbono, lo cual ocurre fundamentalmente en el país sólo con Arenal

(razón de 3,9) al que le serían atribuibles emisiones. Ahora bien, cualquiera podría decir ahora que Arenal no debería haberse desarrollado, pero deben verse a nuestro criterio otros beneficios sociales como los canales de riego que se alimentan en Guanacaste mediante el trasvase de una región rica hídricamente como la Huetar Norte a una más árida como la Chorotega. Respecto al PH El Diquís, desconocemos la densidad de potencia que tendría, pero en este caso, también deberían valorarse los otros beneficios potenciales como la capacidad de regulación hídrica que tienen estos embalses (pensando en las recurrentes inundaciones en Osa) y la eventual creación de un nuevo polo turístico, que contenga belleza escénica (como Arenal) y visita de pueblos que conservan tradiciones ancestrales.

Para que el país vuelva a los niveles de seguridad en el suministro, que tenía años atrás, es necesario cumplir con el Plan de Expansión del ICE, pues representan los proyectos de mayor impacto nacional y acompañado de iniciativas privadas en proyectos menores pero que a la larga suman un componente relevante (en la actualidad se construyen proyectos como el PH Tárcoles utilizando las Leyes No. 7200 y 7508. Este es uno de los meollos de la Ley General de Electricidad, al subsistir los límites legales a la generación privada tanto como porcentaje de lo que opera el ICE como que éste, es juez y parte, al estudiar, aprobar las iniciativas privadas y luego, comprar la electricidad a estas plantas privadas. Países europeos como España, Portugal, Alemania y Dinamarca han logrado hitos impresionantes en años recientes gracias a la promoción de energías renovables, especialmente, la eólica, mediante la iniciativa privada (acompañada de subsidios que ahora se están retirando).

Otras iniciativas de distribuidoras de electricidad por reducir su dependencia del ICE y de paso, cubrir de forma más “autónoma” la demanda de su área de influencia y las tarifas para sus clientes, son dignas de resaltar. Por ejemplo, el proyecto eólico Los Santos de 12,7 MW de Coopesantos R.L. y que produciría 42 GWh (el 38,9% de la demanda en 2010) tendrá un impacto significativo en las tarifas de esa zona (las más caras del país, sobre todo para el sector comercial) a un costo razonable de US\$2.755/kV instalado. Otro esfuerzo importante, es el empeño de Coopelesca R.L. de generar la totalidad de lo consumido en su zona de influencia (San Carlos y alrededores) donde actualmente desarrolla el PH Cubujuquí de 21,6 MW de potencia y una generación estimada de 104,9 GWh (un 30,4% de la demanda en 2010) y próximamente el PH ChocoFlores mucho más grande (60 MW y 297,7 GWh). También son importantes, los esfuerzos realizados por JASEC para junto al ICE desarrollar el PH Toro III (de 50 MW de potencia), así como de ESPH con la restauración del PH Tacares (que alcanzaría los 6,9 MW y una generación anual de 29,2 GWh) y el PH Los Negros con 17 MW más que se adicionan al SEN. El ICE tiene a su cargo la operación de la transmisión eléctrica en el país, en virtud de que constituye un monopolio natural y se logran economías de escala. Además, es quien cubre la mayoría del territorio nacional en el segmento de distribución, en zonas rurales (excepto el área de Alajuela), de difícil acceso y otros factores como mayores pérdidas técnicas que inciden en tarifas residenciales y comerciales más altas que el resto de distribuidoras. Esto es particularmente injusto para las familias y comercios de las regiones más pobres del país, como la Brunca, la Huetar Atlántica, Pacífico Central y parte de la Chorotega. La mayoría de los habitantes de Heredia y Cartago gozan de las tarifas más bajas desde

hace años atrás y más recientemente, los de San Carlos, gracias a la acción de sus empresas distribuidoras (según el Informe Mensual de ventas de diciembre de 2010, elaborado por el ICE, la tarifa promedio residencial más baja para el 2010 fue la de Coopelesca con ¢55,8/kWh, seguida de ESPH y JASEC de ¢60,2/kWh, contra los ¢80,1/kWh del ICE; en tanto, para el sector general, en Coopelesca las tarifas fueron más bajas con ¢71,6/kWh versus ¢77,2/kWh de ESPH, ¢78/kWh de JASEC y los ¢90,8/kWh del ICE).

Los PEG que son la base de la planificación eléctrica del país, se realizan mediante muchos análisis de tipo técnico como del potencial hídrico, los precios futuros de los combustibles, el crecimiento de la demanda por zonas y sectores, la simulación de diversos escenarios de crecimiento económico y según, el costo de inversión y O&M de los proyectos, mediante miles de combinaciones probabilísticas. Para ello, se utilizan modelos econométricos y estadísticos muy robustos y el ICE cuenta con el Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) reconocido internacionalmente. Tanto la potencia instalada como la generación bruta anual, son números clave en estos procesos para anticipar la demanda si es posible con años de antelación. Por ejemplo, para el año 2010, el PGE 2006-2025 estimó la demanda nacional en 10.506 GWh (Escenario Base), el PGE 2010-2021 la estimó en 9.280 GWh (Escenario Medio) y las cifras reales para este año fueron de 9.503 GWh. También se modela la demanda máxima de potencia necesaria para cubrir los picos de demanda horarios y estacionales y mantener niveles confiables de reserva.

También, en el caso de los hidrocarburos, se presentan vulnerabilidades externas e internas. Dentro de las externas, encontramos, un mercado petrolero mundial cada vez más volátil, con riesgo de suspensión del suministro cada vez más probable, confirmado en semanas recientes con los hechos ocurridos en Oriente Medio. Pero también existe, la posibilidad que la predicción de M. King Hubbert se cumpla y que el declinamiento de la producción de los campos petroleros se reduzca de manera abrupta en los próximos cinco, diez o veinte años. De hecho, no es una teoría cualquiera, sino una ley de geofísica que se ha venido observando en campos petroleros como el de Cantarell en México. Países que antes eran exportadores de petróleo, hoy son importadores netos al declinar sus pozos o desaparecer las reservas. La única excepción en los últimos años, parece ser el caso de Brasil y sus gigantescos hallazgos en el fondo marino (subsal) a más de 5 mil metros de profundidad que requerirán de un ingenio no antes visto.

RECOPE se encuentra en una carrera contra el tiempo, sin embargo, no cuenta con la misma flexibilidad que el ICE. Cuenta con un bajo nivel de endeudamiento, lo cual le da espacio para emprender vía financiamiento (tal y como le encomienda la metodología tarifaria de ARESEP desde 2007 cuando introdujo el concepto de amortiguamiento tarifario), pero debe solicitar avales tanto de MIDEPLAN, Banco Central y Ministerio de Hacienda, sea cual sea la figura de endeudamiento. Las autoridades reguladoras en materia financiera del país como CONASSIF, más bien están ahogando la inversión pública con reglamentaciones que buscan limitar el uso de figuras como el fideicomiso.

Dentro de los proyectos emblemáticos de RECOPE que están en proceso de ser concretados se encuentran: la nueva Refinería de Moín en asocio con la China National

Petroleum Corporation (CNPC) que se estima costará más de US\$1.200 millones, la ampliación del muelle petrolero de Moín, los planes de incremento en la capacidad de almacenamiento, especialmente, en diesel, gasolinas, jet fuel y GLP.

La actual refinería quedó inconclusa al nunca ejecutarse la II Fase de su ampliación y modernización (la I Fase concluyó en 2001). Esto hace que aunque tenga una capacidad nominal de 25 mil barriles día de procesamiento, sólo puede procesar como máximo unos 18 mil bbls de petróleo al día (y en general, unos 15 mil bbls). Además, tecnológicamente se encuentra superada, ya que la normativa nacional dispone la venta de diesel, por ejemplo, de un contenido de azufre mucho más bajo que lo que puede procesar (Decreto Ejecutivo No. 36.372-MINAET de 19 de enero de 2011, establece la venta de diesel con 50 partes por millón de azufre). En el caso de las gasolinas, también se debe importar una gran cantidad de gasolina RON 95 no sólo para la venta de gasolina súper sino también para la mezcla con las naftas que se obtienen del proceso. Por ello, el proyecto que se plantea, permitiría cubrir nominalmente la demanda nacional hacia 2015, pero con productos mucho más limpios que los que actualmente se venden en el país como diesel con 15 partes por millón de azufre. También permitiría un ahorro en la factura petrolera de al menos US\$ 200 millones anuales y reducirá la vulnerabilidad en caso de conflictos geopolíticos en países productores.

El proyecto de ampliación del muelle petrolero, que actualmente se licita, permitirá extender el rompeolas norte de Moín, y se desarrollará mediante duques de alba, es decir, se amarran los barcos y se descargan con brazos remotos y modernos sistemas antiincendios. Permitirá traer barcos de mayor calado (hasta 80 mil toneladas de peso muerto), con lo que se podrían conseguir mejores precios unitarios por barril y reducir los costos de los fletes. Sin embargo, esto requerirá a su vez de una mayor capacidad de almacenamiento (tanques) independientemente de si continúa o no la refinería. RECOPE está obligado por Decreto Ejecutivo No. 14.874-MIEM de 29 de setiembre de 1983) a tener un inventario de al menos 60 días de ventas en diesel y gasolinas (Artículo 1, Reglamento a la Ley 6588) pero para ello se requieren inversiones en tanques para subir en no menos del 30% de la capacidad actual en los próximos tres años.

En años recientes, RECOPE construyó un moderno poliducto entre Limón y La Garita. Este está diseñado para lotes económicos diarios de hasta 105 mil barriles, pero esta capacidad no puede explotarse al máximo, ya que el almacenamiento en planteles no es óptimo. Por eso, es que en la actualidad se construyen varios tanques y vienen tanques mucho más grandes a los que estamos acostumbrados a ver en el país (100 mil, 200 mil barriles o más, cada uno). El Plantel El Alto está saturado, prácticamente no tiene para dónde crecer y esto ha aumentado las ventas en La Garita, por ello, no sólo se harán tanques para subsanar los problemas operativos, sino que para constituir una reserva estratégica de diesel, Jet Fuel y gasolinas, principalmente. La capacidad de almacenamiento actual es de 3,2 millones de barriles, que se concentran en Moín (cerca de 2,4 millones) y si se quisiera contar con al menos una reserva como establece la normativa (60 días de ventas) restando los 0,8 millones de barriles en tanques de

materia prima, se requieren de al menos un millón de barriles adicionales en producto terminado y así lo establece el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014.

Dentro de lo que concierne a almacenamiento, el país está al borde una crisis en materia de GLP. Esto debido a que sólo se cuenta con tres esferas de 25 mil barriles, lo cual tiene saturado el muelle petrolero al tener que traerse frecuentemente pequeños embarques. Además, una de ellas debe ser desmantelada ya que RECOPE planea vender propano y no la mezcla actual de propano-butano (70-30%), lo cual traería beneficios al consumidor con precios más bajos. RECOPE licitó y adjudicó una esfera y seis recipientes horizontales a la empresa española Felguera I.H.I que se espera entren en operación hacia 2013. Sin embargo, no se ha logrado cerrar el financiamiento de la totalidad del sistema de almacenamiento en Moín (SAGAS) que finalmente, permitiría al país contar con siete esferas de 25 mil barriles en 2014 allí. También se trabaja en el diseño de esferas en La Garita y en Barranca para reducir la vulnerabilidad interna y reducir los viajes de cisternas prácticamente de un extremo a otro del país.

También existe una vulnerabilidad externa por el lado de los precios. El petróleo es objeto de los inversores que buscan una alta rentabilidad, en un mundo actual de una liquidez enorme, producto de las políticas de relajamiento monetario impulsadas por la Reserva Federal de los Estados Unidos. El petróleo es un commodity cuyo precio parece más ligado al comportamiento del dólar frente a otras monedas (porque el petróleo se cotiza mundialmente en esa moneda) que a eventos políticos en países productores, incluso, a los niveles de reservas estratégicas de los países desarrollados. La época de los precios baratos del petróleo ya pasó y más bien aumentan más de lo esperado, incluso cuando se comparan los futuros NYMEX en distintos momentos. Por ejemplo, en noviembre de 2009 se estimaban precios en diciembre de 2011 de US\$78,42 por barril de WTI (puesto en Cushing, Oklahoma), mientras que a inicios de junio de 2011 se cifra en US\$101,30 por barril, es decir, un 29,2% más. Aunque este indicador aún muestra precios futuros entre 2011 y 2020 promediando los US\$105 por barril, los hechos han demostrado que en cualquier momento puede darse una escalada de precios que afecte la disponibilidad de divisas del país y el bolsillo de los consumidores.

1.3. Huella de carbono en 2010 y tendencia respecto al IDH

En la ponencia del XVI Informe se presentó una proyección de la huella de carbono hacia 2021, a manera de seguimiento de dicha estimación, y según el consumo energético observado en 2010 por medio del BEN se llega a determinar que el aumento/disminución de las emisiones respecto al año 2009.

En este sentido, se observa una disminución del 3,8% respecto a 2009 en las emisiones de GEI sumando en 2010 un total de 10.027.724 toneladas equivalentes de CO₂. De este total, son atribuibles a los hidrocarburos el 58,1% con un aumento del 0,8% interanual. Le sigue la biomasa comercial con el 16,8% del total (baja del 2,1%), la leña con el 16,0% (y una baja del 38,6% que podría modificarse en la versión final del BEN), mientras la generación de electricidad aporta el 6,3% de las emisiones de GEI (pero tuvo un alza del 48,9% por la entrada en operación del PT Garabito).

Las emisiones de GEI según tipo de gas se dividen en Dióxido de Carbono (CO₂) con el 98,0% con una baja del 3,8% interanual, luego con un 1% se encuentra el Metano (CH₄) con una rebaja del 26,4% (por la supuesta rebaja del consumo de leña), así como también con un 1% se encuentra el Óxido Nitroso (N₂O) que bajó un 5% (también por el efecto de la leña). Creemos, que más allá de las dudas metodológicas, si se mantuvo estable el tema de la Huella de Carbono, dentro de lo cual es importante, la reducción del consumo de leña y una generación eléctrica más limpia, porque para lograr una reducción sostenible de las emisiones y sobre todo cumplir con una meta en específico, se debe intervenir el sector transporte, lo que requeriría de inversiones de cientos de millones de dólares por año, que no se están desarrollando al ritmo requerido. Si bien, se continúa hablando de la meta Carbono Neutral en 2021, y aún cuando autoridades gubernamentales sostienen que es posible, nos parece que con los planes actuales de desarrollo de infraestructura, el retraso de proyectos eléctricos emblemáticos y pocas acciones tangibles en materia de transporte, esa meta no es más que una declaración de buenos propósitos.

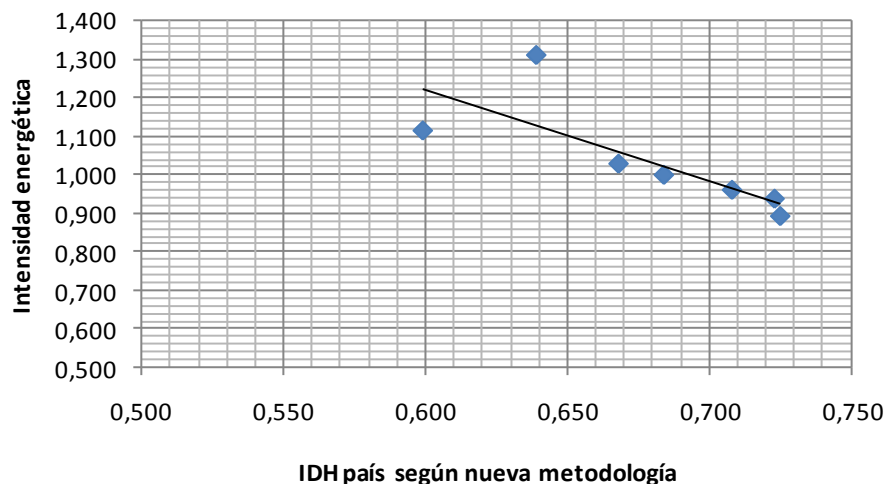
Propiamente hablando de las emisiones de CO₂, las emisiones más representativas en 2010 fueron las del diesel (28% del total), las de la leña (15,4%), las de Gasolina Plus 91 (13,4%), las de Bagazo (9,4%), las de Gasolina Súper (8,7%), Otros Residuos Vegetales (7,0%), el Diesel Generación (4,6%), el Fuel Oil (4,0%), el GLP (3,4%), el carbón y el coque (2,8%), Residuos vegetales y búnker utilizados en generación eléctrica (0,9% cada uno), Consumo propio de hidrocarburos de los centros de transformación (0,7%), Otros combustibles derivados de petróleo (0,5%), la cascarilla de café (0,4%) y finalmente, el carbón vegetal (prácticamente cero por ciento). El listado de fuentes energéticas anterior, nos debe hacer reflexionar sobre el hecho de no confundir el término renovable con no contaminante, ya que todas las formas de energía contaminan, unas más que otras. El éxito de redundar en utilizar las más eficientes en mayor proporción.

Es por ello, que entre más conozcamos sobre las formas de energía empleadas y sus impactos en el medio ambiente, mejor. Es aquí donde el trabajo de Montero (2011) cobra relevancia ya que las estimaciones de GEI comentadas anteriormente, corresponden a aproximaciones teóricas de Molina (2009), pero este estudio más reciente, nos permite agregar dentro del rubro de generación eléctrica (donde tomamos en cuenta el diesel, el bunker y los residuos vegetales) las emisiones provocadas por las plantas hidroeléctricas y geotérmicas. Así Montero (2011) estima las emisiones en el rubro de la generación eléctrica en 912.419 toneladas de CO₂, con un aporte de 116.377 tn por parte de las hidroeléctricas y 177.729 tn de las geotérmicas, restando un saldo de 618.613 tn, mientras a nosotros nos dio 624.325 tn, que está bastante aproximado.

La intensidad energética en 2010 llega a ser la más baja desde que se tienen registros. El dato de 0,891 es inferior al 0,959 del año precedente. Es decir, que para generar una unidad de PIB, se requieren 0,891 unidades de energía. Esta mejora se dio por cuanto la economía se recuperó moderadamente, pero el consumo de energía se mantuvo más o menos constante.

En cuanto a la relación de la intensidad energética con el IDH que se comentó páginas atrás, se presenta el gráfico 9 que muestra los resultados para el período 1980-2010, en datos quinquenales.

Gráfico 9
Costa Rica: Relación entre IDH e intensidad energética, período 1980-2010



Fuente: Elaboración propia.

A la ya conocida tendencia de reducción de la intensidad energética (salvo el caso de 1985), se une la de incremento del IDH. Es decir, que un incremento en el IDH deviene en una menor intensidad energética, al menos para el caso de Costa Rica, ya que no estamos seguros que sea una tendencia generalizada (al menos en América Latina). Para el caso de estudio, se observa un R cuadrado de 0,6 que se encuentra dentro de una relación más o menos fuerte.

1.4. Energías alternativas, transporte público y energía

En la ponencia del año pasado, se hizo un particular análisis de los consumos de combustibles según tipos de transporte. Para la presente ponencia, se desea enfatizar en el estado del arte en dos temas fundamentales: en primer lugar, los biocombustibles y en segundo lugar, las acciones que se han tomado recientemente para mejorar el transporte público.

La demanda de combustibles para el sector transporte, en 2010 estuvo dominada como es costumbre por el diesel con un 45,3% del total, seguido de la Gasolina Plus 91 (26,9%), Gasolina Súper (17,6%) y el Jet Fuel (9,7%). La Gasolina Súper 95 continúa con crecimientos importantes (7,2% en 2010 y 12,8% en 2009) a pesar de la introducción de la Gasolina Plus 91 (que subió 1,5% con una caída previa del 1,1%), y que el parque vehicular del país por el tipo de modelos y antigüedad, no justifican este comportamiento. Definitivamente, ha fallado la comunicación a la población de las ventajas de la Gasolina RON 91 y lo innecesario de pagar de más, comprando la RON 95.

Dentro del diesel, la mayoría es consumida por los vehículos de carga liviana (32,9% del total), pero este consumo bajó un 3,1%, así como el de otros componentes de esta demanda, excepto, el transporte público (ahora el 17,8% del total) que creció entre 2009 y 2010 un 29,5% (bajó un 0,9% el año previo), para lo cual no tenemos explicaciones (de no ser por la versión preliminar del BEN y los cambios metodológicos que se están aplicando para el año 2010). En Gasolina Plus 91 se observa un fuerte incremento en el consumo de los automóviles (superando los niveles récord de 2007) del 3,9% respecto a 2009, lo mismo ocurre con la Gasolina Súper pero a una escala mayor (7,2%). En diesel, entretanto, se dispara el consumo en autobuses (un 47,3%) que es imposible de explicar, aún cuando hubo algunos eventos naturales que afectaron las rutas normales, o bien, la conocida historia de puentes en mal estado que provocaron enormes embotellamientos.

Está en proceso de ser develado un Plan Nacional de Transporte 2011-2030, que introduciría la priorización de obras viales relevantes, así como la introducción más precisa de la intermodalidad tanto en pasajeros como en carga. Distintos diagnósticos se han realizado en el pasado, incluido el por parte del PRUGAM, así como un esfuerzo que realizó el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos. En 2010, entraron en plena operación la Autopista San José-Caldera (que ha sido muy cuestionada, hasta el punto de investigarse en la Asamblea Legislativa), así como otro proyecto de décadas atrás como era la Costanera Sur, especialmente el tramo Quepos-Dominical. En cartera de corto plazo, se habla de una ampliación del tramo Liberia-Río Cañas, la reactivación y conclusión de la ruta Sifón-Florencia como un mejor acceso a la región Huetar Norte, así como la ruta Vuelta de Kooper –Bajos de Chilamate, que se encuentra en proceso licitatorio.

El objetivo de estas obras es mejorar el desplazamiento de la carga hacia los puertos de exportación o bien, hacia los pasos fronterizos, lo cual está muy bien, pero se requiere de un agresivo plan de intervención urbano, especialmente, en el Área Metropolitana de San José, mejorando las travesías para quienes van o vienen de un litoral al otro, o bien, desde Cartago a San Ramón y viceversa. La finalización de la circunvalación, servirá apenas como un anillo interior, ya superado por el tráfico actual. Se requeriría al menos de un nuevo anillo exterior que evite el ingreso de camiones al centro de San José, también reactivar más rápidamente el ferrocarril de pasajeros y cargas. Si bien en 2010 y meses recientes, el servicio de trenes de Heredia a la UCR, se extendió a las cercanías del CNFL, así como de San José a Belén, se requiere con urgencia la extensión hasta Cartago (o Paraíso), así como conectar la zona industrial del Coyal de Alajuela tanto con Belén como con Heredia. Las rutas intersectoriales no sólo son urgentes, sino serán insuficientes cuando entren en servicio.

Como parte de un proyecto del OIEA, el autor junto con el Dr. Fernando Alvarado de la DSE, trabajamos el caso nacional mediante el modelo MAED entre 2008 y 2009. Este modelo permite estimar la demanda futura de energía en todas sus formas entre 2005 y 2035, a partir de indicadores de consumo y eficiencias previstas. En el caso del transporte, se había previsto para 2010, las siguientes referencias: la mayoría de la carga es generada por el sector construcción con 9,241 toneladaskilómetro/PIB generado, seguido de la agricultura con 6,013 tkm/US\$. Los camiones tendrían una

intensidad energética de 6,929 litros por 100 km recorridos. Las personas recorrerían dentro de la ciudad en algún tipo de transporte 12,273 km/día, en autos de gasolina viajarían 1,52 personas por viaje, mientras que en bus 15 personas por viaje y el tren de diesel, 30 personas por viaje. Entre ciudades las personas se desplazarían 3.038 km por persona al año, mientras los autos recorrerían 5.200 km por año, en promedio. Estos son apenas, una pequeña parte de la gran cantidad de factores que se requerían para completar el modelo y que probablemente, no serían difíciles de obtener en un país de la OCDE, pero resultan una tarea muy difícil en el caso de nuestro país, representando un ejemplo, de las potencialidades de unir esfuerzos las direcciones sectoriales de energía y transporte, para medir el efecto energético de nuevas vías.

En otro orden de cosas, el caso de los biocombustibles, actualmente se mezcla con gasolina y se distribuye en la región Pacífico Central desde el plantel Barranca, experiencia que inició en 2006 con un plan piloto. La idea es llevar a una mezcla del 7% de alcohol anhidro en 2012 en esta zona (RECOPE espera anunciar en los próximos meses, las acciones en esta materia) y extenderlo al país hacia 2013 y 2014. Sin embargo, el tema no es sencillo, ya que debe contarse con la infraestructura adecuada como tanques para realizar la mezcla y tanques para la venta en planteles. También el proceso no ha estado exento de polémicas, dado que las estaciones de servicio deben realizar inversiones que según ellos deben ser reconocidas en su margen de comercialización, así como existe un importante grado de temor de que la mezcla produzca daños en los vehículos por la característica detergente del etanol (en los tanques). En la Refinería de Moín se hicieron pruebas de mezclar aceite vegetal con diesel, pero existen limitaciones de orden técnico que impiden que esto se masifique.

1.5. Contaminación Atmosférica

La contaminación atmosférica está relacionada con el uso intensivo de energía, sea para usos industriales como en el sector transporte. Afortunadamente, se cuenta ahora con un estudio muy completo realizado por el Dr. Jorge Herrera Murillo (2010) de la Universidad Nacional en 31 cantones del Área Metropolitana, del que se extraerán algunas conclusiones importantes como que el monóxido de carbono (CO) es emitido especialmente por los autos particulares con 64,7%, pero en el caso del dióxido de azufre (SO₂) es atribuible en un 85,7% por las industrias del vidrio y el cemento, lo cual no ocurre con los vehículos antes las continuas reducciones del contenido de azufre en el diesel. En el caso de los óxidos de nitrógeno (NOx) el comportamiento es similar al del CO (atribuibles a vehículos particulares). Lo completo y complejo de este trabajo de Herrera (2010), requiere de un mayor abundamiento en otro espacio, sobre todo para afinar una estrategia nacional de reducción de emisiones de GEI.

Siguiendo en el tema de la contaminación, pero no atmosférica, debe aclararse que RECOPE no ha omitido información ni ha sido negligente respecto a un supuesto derrame de hidrocarburos en los terrenos de la Refinería de Moín. Si bien existe un pronunciamiento de la Sala Constitucional contra la empresa, este derrame según ha determinado por la firma GEOASA -que entregó su informe en marzo de 2011- el derrame está confinado en un área de 7 mil m², a una profundidad de un metro, con un espesor de entre 5 y 40 cm, de una mezcla de hidrocarburos poco clara (más parecida

al búnker) para un total de 411 mil litros. Este se descubrió en 1999, se extrajo una parte y cuando se creía resuelto volvió a aparecer la pluma de combustibles en 2008 cuando se iniciaron las obras de construcción de un tanque. Se considera que la causa fue un derrame acumulado de una zona de antiguos cargaderos de cisternas o trenes, probablemente cuando estas instalaciones aún no habían pasado a manos del Estado, esto en función de los contaminantes encontrados como el plomo (que desde hace dos décadas no se utiliza en las gasolinas), así como por los altos niveles de azufre (probablemente en el diesel de aquella época). Se está pensando una extracción tipo skimming, que es lenta pero extrae solamente los hidrocarburos que se hallen.

1.6. Mercado de carbono

El país fue pionero en materia de venta de bonos de carbono, sin embargo, aún cuando el país impulsó el tema en el Protocolo de Kyoto, hoy apenas tiene reconocidos 6 de 2.400 proyectos a nivel mundial. El problema principal es que el país pretende que le reconozcan el carbono que fijan los bosques. A nivel internacional, se cotizan mejor proyectos de energías renovables como la eólica, por cuanto generan un beneficio económico medible a la vez que evitan la emisión de GEI, por ejemplo, con una planta de carbón. Es imprescindible que el país, defina una estrategia para lograr mayor participación de este mercado que se cifra a nivel mundial alrededor de US\$150 mil millones. Otros países han optado más por vender proyectos de generación eléctrica sean hidroeléctricas de pasada o bien, granjas eólicas que plantaciones de bosques.

1.7. Plan Nacional de Energía y Ley de Electricidad

Desde mediados de los años noventa, el país ha intentado una reforma integral de la legislación relacionada con electricidad. El recordado Combo del ICE que fue echado abajo en el año 2000, planteaba también la reforma integral de la legislación eléctrica. En las obligaciones del CAFTA-RD no se incluyó la reforma del mercado eléctrico como sí el de telecomunicaciones. La Administración 2006-2010 trabajó en varios borradores de Ley General de Electricidad, hasta que finalmente, en 2010 se presentó en la Asamblea Legislativa que desde su inicio presentó detractores debido a que acotó de manera importante la competencia de mercado respecto a las versiones anteriores. Mientras, sigue sin aprobarse tampoco el Segundo Protocolo del Mercado Eléctrico de América Central, fundamental para la regulación del mercado del área y de la línea SIEPAC. En agosto de 2010 fue convocado al Plenario pero este II Protocolo fue inundado de mociones y quedó estancado. El gobierno ha presentado en días recientes, el Expediente Legislativo 18.093 denominado Ley de Contingencia Eléctrica, en caso de no avanzar el proyecto relacionado propiamente con la Ley General.

Bibliografía

Diario La Nación (2011) “Costa Rica está lejos de cumplir meta de ser carbono neutral: País carece de planes concretos para reducir emisión de gases”, en sección El País del domingo 5 de junio de 2011.

Dirección Sectorial de Energía. 2005 Balances Nacional de Energía 1995-2004. En formato Excel versiones finales de cada año.

_____ (varios años) Balance Nacional de Energía 2005-2009 (versiones definitivas) y primer preliminar para el año 2010 del 6 de mayo de 2010 por el Ing. Arturo Molina Soto. En versiones de formato Excel.

Herrera, Jorge (2011) “Inventario de Emisiones de Contaminantes Criterio del Aire, 2007: Área Metropolitana de Costa Rica”, Laboratorio de Análisis Ambiental: Escuela de Ciencias Ambientales, Universidad Nacional, Convenio USAID, Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo, MINAET, MOPT, Ministerio de Salud, Universidad Nacional y Municipalidad de San José: Heredia, Costa Rica.

Instituto Costarricense de Electricidad (2011) “Informe Mensual de Ventas de Energía Eléctrica por empresa distribuidora y sector de consumo”, Gerencia de Finanzas, Dirección Gestión Tarifaria, Proceso Tarifas y Mercado: San José, Costa Rica.

Molina, Arturo. 2009 Series de Relaciones Emisiones y Consumo. Dirección Sectorial de Energía, estimaciones en formato Excel de cara a la cumbre del Clima de Copenhague. San José, Costa Rica, 18 de noviembre de 2009.

Montero, Jorge Mario (2011) “Propuesta de Factores para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional y su aplicación a un inventario del año 2010”, Instituto Costarricense de Electricidad: Centro Nacional de Planificación Eléctrica: Proceso Planeamiento Ambiental, San José, Costa Rica.

United Nations Development Programme (2010): “The real wealth of nations: Pathways to Human Development”, Published by Oxford University Press, Inc, Nueva York, Estados Unidos

United Nations Development Programme (2007) “Human Development Report 2007/2008: Fighting climate change: Human solidarity in a divided world”, Published by Oxford University Press, Inc, Nueva York, Estados Unidos

United Nations Development Programme (2001) “Human Development Report 2001: Making new technologies work for human development”, Published by Oxford University Press, Inc, Nueva York, Estados Unidos.