

**DECIMOCTAVO INFORME
ESTADO DE LA NACIÓN EN DESARROLLO
HUMANO SOSTENIBLE**

**“Desafíos e impactos ambientales del
uso energético, 2011”**

*Investigador:
José María Blanco R.*



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

Contenido

Hechos relevantes	3
Resumen Ejecutivo	3
Conceptos	5
Introducción.....	6
Enfoque Energético en el 2011.....	6
1. Gestión	6
1.1 Principales desafíos en 2011	10
1.2 La ruta hacia la carbono-neutralidad.....	11
1.3 Alternativas sostenibles para diversificar los patrones energéticos	12
2. Resultados	16
3. Procesos y capacidades	16
4. Preguntas clave	19
5. Listado de dificultades.....	19
Bibliografía.....	20

Hechos relevantes

En el marco del XVIII Informe, los principales hallazgos de la gestión energética en el 2011 son:

- Costa Rica pagó US\$568 millones más por la factura petrolera debido a un aumento sostenido en el precio internacional del barril de petróleo, la cual pasó de US\$1.604 millones en el 2010 a US\$2.172 millones en el 2011, aún cuando la importación total de petróleo y sus derivados se mantuvo relativamente constante.
- Se mantiene la relevancia del sector transporte en la problemática actual del sector energético. La flota automotriz de vehículos importados aumentó en un 21% en el 2011 con respecto al 2010. Mientras en el 2010 se importaron 46.048 unidades, en el 2011 se importaron 55.876 unidades.
- El uso del transporte ferroviario se mantiene al alza, aumentado por la entrada en operación del segmento San José-San Antonio de Belén. En el período de análisis, la demanda de este modo de transporte aumentó en un 13%, pasando de 1.865.181 pasajeros en el 2010, a 2.109.886 pasajeros en el 2011.
- La generación del sistema eléctrico nacional en el 2011 aumentó un 2,7% en relación al 2010, mostrando aún índices de crecimiento bajos debido a la desaceleración económica del país como consecuencia de la crisis económica mundial.
- En el 2011 entró en operación el Proyecto Hidroeléctrico Pirrís con una potencia de 134 megavatios, pero el sistema eléctrico nacional evidenció una vulnerabilidad debido a factores hidrológicos que redujeron los caudales hidráulicos, de manera que la generación eléctrica a base de diesel y bunker creció en un 34,61% en el 2011, a fin de respaldar la confiabilidad del servicio eléctrico.
- La aprobación de la Ley 9004 en Octubre 2011 regularizó la participación de Costa Rica en el Mercado Eléctrico Regional, ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad.
- RECOPE introdujo en el mercado nacional el diesel con bajo contenido de azufre – de 1.000 partes por millón (ppm) a 50 ppm– contribuyendo a una disminución de los niveles de partículas contaminantes del aire.

Resumen Ejecutivo

Esta investigación, en torno a los desafíos e impactos ambientales de la gestión energética, incluye los hechos relevantes que caracterizaron al sector en 2011, con base en la información que se generó durante el año bajo análisis y a la que fue posible tener acceso el Investigador. Este año se incluyó una sección nueva describiendo algunos conceptos para facilitar el flujo de conocimiento técnico para el público general.

El enfoque de análisis incluye 3 ejes. El primero, la gestión del sector energético nacional, la cual fundamentalmente se centra en las fuentes comerciales de energía,

i.e.: hidrocarburos y electricidad, donde se ilustra la alta dependencia de la matriz energética de los hidrocarburos importados y por ende el impacto debido al aumento del precio internacional del barril de petróleo. Esta gestión presenta para ambas fuentes de energía los principales desafíos encontrados en el 2011, así como la ruta emprendida hacia la carbono neutralidad y las alternativas para diversificar los patrones energéticos.

El segundo eje de análisis se refiere a la reducción de la huella ambiental y la sostenibilidad, y el tercer eje destaca los 3 resultados principales encontrados –según el investigador- la reducción del contenido de azufre en el diesel comercializado a nivel nacional a 50 ppm, la necesidad de implementar una política nacional de biocombustibles con una visión de largo plazo y el incremento en la utilización del transporte ferroviario de personas. Se destacan los procesos identificados por el Investigador, así como el desarrollo de las capacidades de varias entidades responsables de la gestión energética, en un entorno de participación en la esfera pública, privada, o mixta, concluyendo con 3 preguntas clave destinadas a ser presentadas a partidos políticos y organizaciones sociales.

Los principales hallazgos de la ponencia son:

- El fortalecimiento del vínculo energía-transporte sigue siendo un gran vacío en materia de política pública, con significativas implicaciones económicas, energéticas, ambientales y en el uso del territorio.
- Se mantiene la relevancia del sector transporte en la problemática actual del sector energético y el desafío para cumplir con el compromiso internacional propuesto por Costa Rica para alcanzar la carbono neutralidad en el 2021.
- El sistema eléctrico nacional evidenció una vulnerabilidad debido a factores hidrológicos que redujeron los caudales hidráulicos (año seco), lo cual resultó en una mayor participación porcentual de la generación térmica. En el 2011 la generación con combustibles fósiles representó aproximadamente un 9% de la generación total, mientras que el 2010 este aporte térmico fue de un 7,4% del global.
- Se mantiene la indefinición de un nuevo marco legal para la industria eléctrica nacional. Hasta mayo 2011 se discutió en Comisión Especial de la Asamblea Legislativa el Proyecto de Ley General de Electricidad, el cual cambió cuando el Poder Ejecutivo presentó un nuevo proyecto denominado Ley de Contingencia Eléctrica, con carácter de emergencia.
- En el corto y mediano plazo el país está obligado a realizar inversiones considerables en infraestructura vial para reducir los tiempos de movilización de personas en los principales centros urbanos, ya no sólo en la Gran Área Metropolitana, sino también en las cabeceras de provincia donde el congestionamiento automotor ya es crítico, como es el estado actual del tránsito urbano en las ciudades de Alajuela, Heredia y Cartago.

Descriptores: energía, carbono neutralidad, producción energética, demanda energética, consumo de combustibles, sector transporte, impacto ambiental, uso racional de energía, patrones energéticos.

Conceptos

Build, Operate, Transfer (BOT): Es el término en inglés comúnmente empleado para Construir, Operar y Transferir una inversión realizada con financiamiento del sector privado, según la legislación vigente, la cual pasa a propiedad pública después de un número convenido de años.

Carbono neutralidad: Estado en el cual las emisiones de gases efecto invernadero antropogénicas (producidas por los seres humanos) de una organización, país o persona, son reducidas y/o compensadas en un 100%. En el caso de Costa Rica, se espera lograr este estado para el 2021, y a partir de ahí, destacarse como un país con un desarrollo bajo en emisiones.

Gas Natural Licuado (GNL): Es un combustible fósil que una vez que se extrae de los yacimientos subterráneos en forma de gas natural —esencialmente metano—, se convierte a estado líquido para ser transportado en grandes volúmenes vía marítima, luego se regasifica para distribuirse al consumidor final.

Gas Licuado de Petróleo (GLP): Es un gas que se obtiene de la destilación de petróleo. Está conformado por una mezcla de gases, donde los principales son el propano o el butano. Este gas se comprime con menor energía y por lo tanto se acostumbra licuarlo aplicando presión para su comercialización.

Generación eléctrica paralela: Energía producida por centrales eléctricas de limitada capacidad, pertenecientes a empresas privadas, cooperativas de electrificación rural u otras que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional.

Organismos Validadores/Verificadores (OV/V): Son entidades con la competencia para evaluar empresas y organizaciones que deseen comprobar y respaldar acciones para reducir la emisión de gases efecto invernadero.

Plan de Expansión de la Generación Eléctrica: Es un instrumento de planificación para asegurar la adecuada oferta eléctrica en un período determinado, el cual debe cumplir con criterios económicos y ambientales, dentro del marco de las políticas nacionales e institucionales en materia energética.

Uso Racional de la Energía: Se entiende como la adopción de un conjunto de medidas, justificadas económicamente, para optimizar la utilización de un recurso energético, desde la producción, transformación, transporte, así como en el uso final más eficiente.

Vatio (W): Es la unidad para expresar la potencia de una máquina eléctrica. 1.000 vatios equivalen a un kilovatio (kW), un millón de vatios a un megavatio (MW) y un millón de millones de vatios corresponden a un gigavatio (GW).

Voltio (V): Es la diferencia de potencial en un conductor eléctrico, analógicamente se podría asemejar a la presión del agua en una tubería.

Introducción

Esta investigación tiene como objetivo plantear, a partir del desempeño energético del 2011 -descrito en la Sección A de este Informe- cómo se dan las interacciones y procesos que enmarcaron las decisiones y acciones, cuáles son sus resultados más significativos en cuanto a la huella ambiental y la sostenibilidad, y qué capacidades presenta la sociedad para realizar dicha gestión.

La metodología de trabajo en torno a los desafíos e impactos ambientales del uso energético en el 2011 incluyó la revisión de estadísticas de las instituciones públicas, documentos y publicaciones, a los cuales tuvo acceso el Investigador y que se han referenciado en la Bibliografía. Además, se dialogó con varios actores del sector energético nacional, público y privado, sobre aquellos aspectos generales que el Investigador ha considerado a fin de responder a las preguntas:

¿Cuál es la situación energética nacional al 2011?, y

¿Cuáles son los principales desafíos que enfrenta el sector energético?

Enfoque Energético en el 2011

Esta Sección incluye una síntesis analítica de la gestión energética nacional en el 2011. El enfoque de análisis tiene 3 ejes, a partir del desempeño ambiental, i.e.: gestión, resultados, y procesos y capacidades.

1. Gestión

La gestión del sector energético nacional, fundamentalmente se centra en 2 fuentes comerciales de energía, i.e.: hidrocarburos y electricidad.

La matriz energética es altamente dependiente de los hidrocarburos importados y por ende del precio internacional del barril de petróleo. Este insumo está sujeto al crecimiento de la producción y la demanda energética en los países desarrollados y las economías emergentes de América Latina, China e India, así como por las crisis en el Medio Oriente, Norte de África y la crisis financiera en algunos países de la Unión Europea. El precio WTI (West Texas Intermediate), utilizado como referencia a nivel mundial, en noviembre del 2011 superó los US\$100 por barril por primera vez desde junio de ese año (ALDESA, 2011).

La factura petrolera que el país pagó por la importación de derivados del petróleo aumentó de US\$1.604 millones en el 2010, a US\$2.172 millones en el 2011 (DSE, 2011a). RECOPE pagaba –en promedio- \$88,1 por cada barril de petróleo importado en el 2010 (crudo y derivados), en el 2011 el precio CIF promedio fue de \$117,67 por barril (DSE, 2011a). Esta dependencia se reflejó en un aumento en el precio final al consumidor, principalmente en los derivados diesel y gasolinas, de forma tal que los

precios promedio de los hidrocarburos empleados en el sector transporte al consumidor final aumentaron en un 14,2% en el 2011 con respecto al 2010 (DSE, 2012).

En términos absolutos, el consumo de combustibles se mantuvo relativamente constante al pasar de 18,5 millones de barriles de petróleo en el 2010 a 18,4 millones de barriles en el 2011 (DSE, 2011a). Las ventas totales por producto nacionales y exportaciones se reflejan en un consumo de diesel¹ (35%), gasolina (36%), bunker (9%), Jet Fuel (7%), Gas Licuado de Petróleo (7%), otros combustibles y exportación (6%), lo cual representó una venta total de 2,960,253,135 litros (RECOPE, 2011c). RECOPE dejó de refinar petróleo en agosto del 2011, después de que un incendio afectó sus instalaciones, de manera que todos los hidrocarburos que se importan son refinados y listos para la venta.

La producción de etanol en el período de análisis no varió. Para los años 2010 y 2011, el consumo de etanol fue de 3.004.176 metros cúbicos, el cual se distribuyó mezclado con gasolina desde el Plantel de Barranca para 62 centros de servicio ubicados en las provincias de Guanacaste y parte de Puntarenas (RECOPE, 2011d). Además, en el 2011, RECOPE compró localmente 4.465 barriles de aceite crudo de palma, el cual se utiliza como componente “verde” para mezclar con el diesel y búnker (RECOPE, 2012).

Las estadísticas de ventas por región, para efectos de este Informe, se contabilizan según la ubicación de los planteles de RECOPE. De acuerdo a las ventas correspondientes al mes de diciembre 2011, el Plantel de La Garita en Alajuela distribuyó el 28,89% del consumo total, El Alto en Cartago el 23,84%, Barranca en Puntarenas el 21,22% y Moín en Limón el 18,77%. El resto de las ventas en ese mes correspondió a las terminales aeroportuarias de Santamaría, Liberia y Bolaños (7,28%), (RECOPE, 2011c).

En materia de transporte automotor, destaca el crecimiento de vehículos importados tipo automóviles y “jeeps” en un 21% en el 2011 con respecto al 2010. Mientras en el 2010 se importaron 46.048 unidades, en el 2011 se importaron 55.876 unidades (DSE, 2011b). La flota de vehículos automotores total en circulación es 1.239.136 vehículos, de los cuales los vehículos particulares representan un 66%, las motos un 24%, los vehículos de carga un 9% y autobuses y taxis un 1% (DSE, 2011c). Esto demuestra la relevancia del sector transporte en la problemática actual del sector energético y el desafío para cumplir con el compromiso internacional propuesto por Costa Rica para alcanzar la carbono neutralidad en el 2021.

Del parque vehicular que pagó el marchamo en el 2011 -total de 988.965 vehículos- sólo se registran 104 vehículos híbridos (gasolina-eléctrico) y eléctricos (DSE, 2011b), lo cual refleja que los incentivos que se dan para sustituir los vehículos de gasolina por eléctricos no están teniendo el resultado deseado, ya que los costos de importación de vehículos de este tipo son muy altos.

El sistema eléctrico a diciembre del 2011 –el cual atiende 1.492.792 clientes- tenía una capacidad instalada efectiva de 2.590 MW, de los cuales un 65% corresponde a plantas hidroeléctricas, un 21% a plantas térmicas, un 8% a plantas geotérmicas, un 5% a

plantas eólicas y un 1% a plantas que operan con biomasa. De la capacidad instalada, el ICE opera un 77% con plantas propias y un 14% con plantas contratadas a generadores privados independientes. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 9% de la capacidad instalada (ICE, 2012a).

Según el patrón de consumo en el sector electricidad, en el 2011 el Sistema Eléctrico Nacional generó 9,760 GWh, experimentando un incremento del 2,7% con relación al 2010, evidenciando aún la desaceleración económica del país como consecuencia de la crisis económica mundial, ya que antes del 2007 la demanda promedio anual crecía a un 5% anual (ICE, 2012a). Sin embargo, si se restan las exportaciones de energía y las pérdidas del sistema, el consumo final en el territorio nacional en el 2011 fue 8.601 GWh. De este consumo total, por sector de consumo, el sector general creció un 2,73%, el sector residencial apenas un 0,87% y el sector industrial redujo su consumo en 10,23% (ICE, 2012b).

El ICE contabiliza las estadísticas de ventas nacionales por región. El número de clientes muestra un crecimiento de un 2,62% del 2010 al 2011, donde el mayor incremento se dio en la Región Huetar Norte y el menor en el Pacífico Central. El consumo nacional –en MWh- creció un 1,37% en el mismo período, sin embargo, el consumo promedio en términos de kWh por cliente decreció a nivel nacional en un 1,21%, debido a una contracción en el consumo promedio por cliente en el sector industrial del 8,19%, en menor grado en el sector residencial (1,73%) y el sector general se mantuvo constante (ICE, 2012b).

El crecimiento de la demanda máxima del 2011 (1.545 MW) fue de un 0,65% con respecto a la máxima del 2010 (1.535 MW) (ICE, 2011). El ICE contribuyó a la generación total con un 75%, los generadores privados con 16% y el restante 9% fue producido por las mismas empresas distribuidoras. El precio promedio de la electricidad prácticamente no varió, en el 2010 fue de 76,27 ¢/kWh vendido y en el 2011 fue de 76,36 (ICE, 2012b).

El Sistema de Transmisión Nacional, bajo la responsabilidad del ICE, se extiende desde Peñas Blancas (frontera con Nicaragua) hasta Paso Canoas (frontera con Panamá) y desde Puerto Limón en el Atlántico hasta Santa Cruz, en la Península de Nicoya. Actualmente dispone de un total de 1.083 kilómetros (km) de líneas de transmisión de 230 kilovoltios (kV) y 727 km de 138 kV. El sistema se interconectó por primera vez con Nicaragua en 1982 y con Panamá en 1986. En el 2011 se conectó el circuito del Anillo de la Amistad. Actualmente la cobertura del servicio público de electricidad a nivel nacional es del 99,28% (ICE, 2012a).

En el período de análisis entró en operación el PH Pirrís con una capacidad instalada de 134 MW. También inició operaciones el Proyecto Geotérmico (PG) Las Pailas, ubicado en las faldas del Volcán Rincón de la Vieja, con una capacidad de generación de 35 MW. Esta obra se construyó con una tecnología que por primera vez se realiza en el país: la perforación direccional; la cual consiste en realizar excavaciones diagonales desde un mismo punto para extraer varios yacimientos.

También opera comercialmente desde el 01 Diciembre 2011 el Proyecto Eólico Los Santos (PELS), desarrollado y operado por la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos, R.L., con una capacidad de 12,75 MW², el cual prevé abastecer alrededor del 32% de la energía eléctrica que suministra esta Cooperativa y evitará la emisión de 11.000 toneladas de dióxido de carbono al año (Coopesantos, 2012).

Actualmente está en construcción el PH Reventazón con una potencia instalada de 292 MW, el cual está programado para entrar en operación en el 2016, según el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica (PEG). De igual forma, se mantiene la planificación del otro gran desarrollo hidroeléctrico, PH El Diquís, con una capacidad instalada de 623 MW previsto para entrar en operación en el 2019, aún cuando está pendiente resolver la consulta por la afectación de los territorios indígenas. Como se ha mencionado en el XVII Informe, en materia de desarrollo eléctrico, será necesario cumplir con lo establecido en el PEG, ya que de otra manera se comprometen los niveles de seguridad en el suministro de energía eléctrica, obligando a una mayor dependencia de la generación térmica, ya que a partir del 2013 el crecimiento de la demanda superará tasas del 6,6%, según las proyecciones del PEG (ICE, 2012a).

En términos de impactos ambientales, Costa Rica depende más de los combustibles fósiles importados para generar electricidad, debido a que el 2011 fue más seco de lo esperado (Agüero, 2012). La generación eléctrica a base de diesel y bunker creció en un 34,61% en el 2011, con respecto al 2010, esto es, pasó de 641.675 megavatios hora (MWh) a 863.341 MWh, debido principalmente al consumo de bunker en el Proyecto Térmico Garabito, el cual entró a plena capacidad a finales del 2010 con una potencia de 200 MW (ICE, 2011). En el 2011 la generación con combustibles fósiles representó aproximadamente un 8,8% de la generación total (ICE, 2011). Así, la producción eléctrica con estos combustibles importados se ubicó como la tercera fuente en importancia, después de la hídrica (73%) y la geotermia (13%) (Agüero, 2012). Según datos del ICE, a pesar de una diferencia de 886 GWh menos en la generación eléctrica comparado con lo estimado para el período 2010-2011, se generó de fuentes térmicas 178 GWh más de lo previsto (CGR, 2011b).

La disponibilidad del PT Garabito en el 2011 significó un ahorro en los costos operativos del sistema eléctrico, gracias a la mayor eficiencia de estas máquinas y al combustible más barato que consumen (búnker). En el 2010, cuando no había entrado en operación Garabito, el ICE generó 641 GWh térmicos, para lo cual, luego de agotar los 50 MW instalados en búnker (Moín1, Guápiles y Orotina, con una eficiencia 4.6 kWh/litro), empleó las turbinas de gas, que usan diesel y de baja eficiencia (alrededor de 2.9 kWh/litro), lo que representó un costo medio de generación térmica de 132.9 CRC/kWh (ICE, 2012c).

Con la entrada del PT Garabito, la potencia instalada en búnker aumentó en 200 MW, lo que permitió generar gran parte del requerimiento con esta tecnología energéticamente más eficiente. Eso explica por qué, aún por haber tenido una necesidad de generación térmica de 863 GWh en el 2011, el costo medio fue de 104.9 CRC/kWh, a pesar del aumento en el precio del combustible importado (ICE, 2012c).

En materia de transporte ferroviario de personas, el 2011 mostró un incremento significativo con la inauguración del tramo San José-San Antonio de Belén en abril de ese año, el cual viene a reforzar el servicio interurbano existente de los tramos Heredia-San José y Pavas-San Pedro. En el 2010, INCOFER transportó 1.865.181 pasajeros, mientras en el 2011 movilizó 2.109.886 pasajeros en las 3 secciones indicadas, lo cual representó un incremento anual del 13% (INCOFER, 2012).

1.1 Principales desafíos en 2011

En el período de análisis se mantienen varios desafíos tomando en cuenta los hechos relevantes del 2011, particularmente en torno a la legislación del sector eléctrico, por cuanto aún no se define un nuevo marco legal. Se mantuvo hasta mayo 2011 la discusión del Proyecto de Ley General de Electricidad (LGE) por parte de una Comisión Especial de la Asamblea Legislativa (Expediente 17.812), lo cual cambia cuando en ese mes el Poder Ejecutivo presentó un nuevo proyecto denominado Ley de Contingencia Eléctrica (LCE), con carácter de emergencia (Expediente 18.093).

La propuesta principal de este proyecto alternativo es modificar la Ley 7200, en su capítulo I, para aumentar el porcentaje de generación eléctrica paralela, del 15% actual a un 25% de la potencia del conjunto de centrales eléctricas que conforman el sistema eléctrico nacional, y el tamaño máximo de cada proyecto de energía renovable, pasarlo de 20 MW a 30 MW. En ambas propuestas hay pocos cambios en los segmentos de transmisión y distribución e introducen la figura del gran consumidor, lo cual es objetado por algunas fracciones de oposición en el seno de la Asamblea Legislativa, así como por las empresas distribuidoras de electricidad (Alvarado, 2012).

La LCE busca aportar alrededor de 300 MW adicionales en los próximos seis años, estableciendo consenso entre los diferentes planteamientos políticos de la Asamblea Legislativa a fin de aumentar la capacidad de generación con fuentes renovables a los precios más bajos posibles, dado que el alza en los precios de los hidrocarburos importados ha redundado en un aumento directo de los costos operativos de las plantas de generación termo-eléctrica.

Otro desafío gira en torno a distintas propuestas legislativas que buscan abrir las áreas de conservación Guanacaste y Arenal-Tempisque a la exploración y explotación del recurso geotérmico, posibilidad que siempre ha tenido una fuerte oposición del movimiento ambiental nacional por la afectación irreversible del patrimonio natural. Este es un desafío que se mantiene en el 2011, ya que este recurso es una forma costo-eficiente de generación eléctrica porque ofrece potencia firme de origen doméstico en el balance energético nacional.

En el subsector hidrocarburos, a finales del 2011, a nivel interno la CGR encontró debilidades en la ejecución presupuestaria de los proyectos de inversión, provocadas especialmente por atrasos importantes en el desarrollo y puesta en operación de proyectos prioritarios. Entre otros hallazgos, encontró que la factibilidad de los

proyectos vinculados al Plan Nacional de Desarrollo se realizó en el año 2000, estimando 4 años para la conclusión de importantes proyectos; pero en el 2010 la mayoría de éstos no habían finalizado (CGR, 2011a). En cuanto a la gestión de ingresos, se determinó que RECOPE ha sido omisa en la entrega de estudios de ajustes ordinarios de los precios de los hidrocarburos ante la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, siendo esta Autoridad la que los realizó de oficio desde el año 2008 a la fecha, por ello los ingresos requeridos para cubrir los costos de operación son los mismos desde el 2009 (CGR, 2011a).

Un hecho relevante en respuesta a este desafío de atrasos en las inversiones de RECOPE, es la adjudicación en el 2011 de la ampliación del Muelle Petrolero de Moín a un costo de US\$95 millones, la cual se espera concluir para Abril 2015, permitiendo ampliar el atraque de buques de tanqueros de 30.000 a 80.000 toneladas. Igualmente se aumentó la capacidad de almacenamiento de diesel en 400.000 barriles y concluyó el dragado de la Terminal Petrolera en Moín, entre otras inversiones que se aceleraron en el 2011.

A finales de ese año se firmaron los acuerdos entre los gobiernos de Costa Rica y China para la nueva refinería, con una capacidad de 60.000 barriles por día (RECOPE, 2011a). La inversión total de nueva refinería en Moín es de US\$1.200 millones, para lo cual se conformó una empresa conjunta llamada SORESCO, conformada por RECOPE y la petrolera estatal China National Petroleum Company International (CNPCI, por sus siglas en inglés) (La Nación, 2012).

1.2 La ruta hacia la carbono-neutralidad

En torno a la situación de la norma C neutral del Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (INTECO) y en atención al compromiso internacional de alcanzar la neutralidad en emisiones de carbono para el año 2021, INTECO anunció en Octubre 2011 la aprobación de la norma INTE 12-01-06:2011, publicada en La Gaceta el 18 de Octubre del 2011, según el Acuerdo No. 70-2011-MINAET del 20 de setiembre del 2011 (MINAET, 2011b). Esta norma permitirá certificar a empresas y organizaciones que hayan logrado la carbono neutralidad, sin importar su tamaño, ubicación geográfica o actividad y que buscan mejorar su competitividad mediante su compromiso con el desempeño ambiental, midiendo su huella de carbono, reducido sus emisiones y compensado las emisiones residuales, pasos que se consideran imprescindibles en el proceso de la carbono neutralidad (INTECO, 2011).

En este mismo año, y con base en lo establecido en esta norma, el Ente Costarricense de Acreditación (ECA), conformó la Secretaria de Acreditación de Organismos Validadores/Verificadores de Gases Efecto Invernadero (SAVV), para acreditar los organismos que van a prestar esos servicios a las diferentes empresas interesadas y proyectos, mediante el Esquema de Acreditación para Organismos Verificadores Validadores de inventarios de gases efecto invernadero. A su vez, el MINAET comenzó a definir el procedimiento para acceder al reconocimiento de la carbono neutralidad por parte de las empresas nacionales interesadas. A Octubre 2011, al menos cuatro organismos nacionales han solicitado el proceso de acreditación, los cuales una vez

acreditados, contribuirán a salvaguardar la trazabilidad de cada tonelada de carbono que un proyecto reduzca, remueva y finalmente traduzca en Unidades Costarricenses de Compensación (UCC) (San Gil, 2012).

Siempre en ruta hacia la carbono neutralidad para el 2021, desde el punto de vista del sector eléctrico, el Cuadro 1 presenta el potencial energético del país basado en las fuentes convencionales de energía renovable, que como se aprecia, al 2011 sólo se ha aprovechado comercialmente un 29% del potencial total identificado, teniendo en cuenta que el mayor potencial corresponde a la hidroelectricidad. Sin embargo, este recurso enfrenta un desafío importante asociado a la vulnerabilidad ambiental, debido a la variabilidad de los caudales ecológicos.

Cuadro 1
Potencial de energético local

FUENTE	POTENCIAL IDENTIFICADO (MW)	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	% INSTALADO
Hidroeléctrico	6.474	1.692	26
Geotérmico	257	195	76
Eólico	274	129	47
Biomasa	95	39	41
TOTAL	7.100	2.055	29

Fuente: ICE, 2012a.

Aunado a lo anterior, en la energía eólica no se contabiliza potencia firme, requiriendo respaldo, según datos del ICE esto ocasiona que con la infraestructura existente solo se puedan desarrollar 200 MW de potencia de los cuales ya hay instalados 142 MW³. Para el caso de la biomasa, el potencial identificado es muy bajo, según el plan de expansión de la generación eléctrica 2010-2021, es apenas de 95 MW (CGR, 2011b).

En materia de transporte público y la carbono neutralidad, la Cámara Nacional de Transportistas reconoce que aunque la flota de autobuses sólo emite un 3% de las emisiones totales de monóxido de carbono, los empresarios de este sector tomaron la decisión de enrumbarse hacia la meta país de la carbono neutralidad para el 2021 con su Estrategia Verde, la cual fue diseñada en el 2011, donde precisamente una de las medidas consideradas es la migración hacia el Gas Licuado de Petróleo (GLP), ya sea totalmente o en una mezcla 50%-50%, ya que las emisiones son menores que con diesel (El Financiero, 2012). De igual forma, el uso del GLP podría beneficiar a la flota de taxis, compuesta por 13.675 concesionarios, donde el 50% se concentra en el Area Metropolitana (El Financiero, 2012).

1.3 Alternativas sostenibles para diversificar los patrones energéticos

Un hecho relevante que resurgió en el 2011 es la posible utilización del Gas Natural Licuado para diversificar la matriz energética del país. A nivel mundial, aún cuando es un combustible de origen fósil, el uso de este energético se ha propuesto como una solución para mitigar el desafío del cambio climático (Petrotecnia, 2009), ya que emite

menos de dióxido de carbono que el diesel y el bunker. A nivel nacional se argumenta, que aún cuando el Gas Natural Licuado es una forma de combustible fósil más limpio, altamente eficiente, y de menor costo que el petróleo y sus derivados, la extracción y producción de gas natural de origen doméstico en caso de demostrarse un potencial comercial, deberá considerar significantes impactos ambientales (UCR, 2012). Además, la eventual comercialización del Gas Natural Licuado debe justificar un volumen alto de ventas, dadas las inversiones nuevas que se deben realizar para su importación, almacenamiento, regasificación y transporte terrestre para su distribución hasta los clientes finales (Fernández, 2012).

En el escenario medio de demanda identificado de un estudio que RECOPE encargó a una firma internacional sobre la perspectiva del uso potencial del Gas Natural Licuado en Costa Rica, se concluyó que en principio podría ser factible la instalación de una planta de recibo y regasificación del Gas Natural en Costa Rica en las áreas próximas a la terminal asignada a RECOPE en el Puerto de Moín, de manera que se importe el gas natural en forma líquida por medio del transporte marítimo criogénico de fuentes internacionales (RECOPE-SNC LAVALIN, 2012), para atender principalmente cuatro sectores de consumo, i.e.:

- i. Se fijó la condicionante de que la planta de Planta Térmica en Moín debe operar para producir como máximo un 5% de la generación total de energía de Costa Rica. La oportunidad de reemplazar el uso de diesel en las plantas termo-eléctricas de Moín, por ejemplo, generaría una menor emisión de gases efecto invernadero y permitiría que la planta térmica de 186 megavatios prevista en el Plan de Expansión Eléctrica para entrar en operación al 2015 (ICE, 2012a), se pueda convertir en un futuro para consumir Gas Natural Licuado.
- ii. Los planes de modernización de la Refinería de Moín en el Caribe a realizarse conjuntamente con China, podrían potenciar, en caso de materializarse, el uso de gas natural en RECOPE para la producción de hidrógeno y como combustible de planta en la misma refinería.
- iii. Siguiendo el ejemplo internacional, existe la posibilidad de utilizar el Gas Natural Licuado como combustible en el transporte automotor, como una forma de combustible fósil más limpio, altamente eficiente, y de menor costo que el diesel y las gasolinas.
- iv. Existe en el sector industrial un grupo de macro-consumidores que utilizan la energía intensivamente, con quienes se podría impulsar el uso del gas natural como combustible industrial, siempre y cuando exista un esquema de incentivos que movilice el interés de esos grandes usuarios energéticos.

En relación a las alternativas para responder al crecimiento de la demanda eléctrica, para un país donde el porcentaje de cobertura del sistema interconectado nacional alcanza casi el 100% de la población, donde se polariza la discusión por el desarrollo de megaproyectos hidroeléctricos y donde se proponen compromisos expresos en relación al cambio climático, el Uso Racional de la Energía debe constituir un eje fundamental en la gestión de las empresas eléctricas de distribución.

Las acciones deben incluir en forma innovadora programas de manejo integral de la demanda para los diferentes sectores de consumo, tomando en consideración los dos lados de la ecuación (oferta-demanda), para optimizar el uso de los recursos disponibles, a partir del principio de que un kilovatio ahorrado es más barato que un kilovatio nuevo instalado, mejorando y diversificando los patrones energéticos de manera sostenible, mediante el manejo de carga, esto es disminuir o redistribuir picos de consumo diario o estacionales (Salazar, 2012).

Por otra parte, se debe promover el cumplimiento obligatorio de reglamentos técnicos en el uso eficiente de la energía en el sector público, así como el diseño de esquemas de incentivos para la sustitución de equipos eléctricos ineficientes para reducir el consumo de electricidad en los sectores residencial, industrial y comercial.

Siempre en el tema del uso racional de la energía, la Contraloría General de la República también se ha referido a esto en su Informe 2011. Señala que en torno al principio de la eficiencia energética, el Estado costarricense aborda el tema mediante la Ley 7447 sobre Regulación del uso racional de la energía, con el Programa Nacional de Conservación de Energía 2003–2008 (Pronace 08), y con la directriz N° 017-MINAET para que las instituciones cuenten con los Planes de Eficiencia Energética. También existe el Plan de Acción del Sistema Eléctrico Nacional dirigido a solventar las debilidades del sector eléctrico de Costa Rica. Sin embargo, se ha omitido la evaluación de los resultados, dificultando el seguimiento que permita la mejora constante de las medidas de eficiencia energética (CGR, 2011b).

En torno al papel del sector privado en la generación de emisiones y esfuerzos para su reducción, destaca el papel asumido por la Cámara de Industrias de Costa Rica en el 2011, la cual propone incluir en el proyecto de reglamento a la Ley 8829 aprobada desde Mayo 2010, mantener los equipos indicados en el artículo 38 de la Ley 7447, pero ampliando su alcance a otros materiales o equipos que contribuyan al ahorro y el uso racional y eficiente de la energía, tales como las calderas de alta eficiencia, turbinas de vapor saturado y sobrecalentado y aislamientos de alta eficiencia. El promedio del parque térmico industrial es de 30 años, por lo que ampliar el alcance de esta reglamentación a este equipamiento tecnológico contribuye a sustituir significativamente las compras de combustibles fósiles (búnker y diesel) para la generación de calor en la industria, mejora la competitividad de los sectores productivos e incentiva el compromiso con la reducción de la huella de carbono (Rodríguez, 2012).

La Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE) representa los intereses de 25 empresas con plantas de generación renovable y 14 empresas interesadas en producción limpia. Sus asociados participan en la industria eléctrica por medio de la Ley 7200 de 1990, la cual regula la generación autónoma o paralela hasta 20 MW y su reforma (la Ley 7508 de 1995), la cual introduce el esquema BOT (Build, Operate, Transfer). Esta legislación ha permitido a los generadores privados a diciembre del 2011, contratar 183 MW en el capítulo 1 (para plantas hasta 20 MW) y 164 MW en el capítulo 2 (para plantas de hasta 50 MW en el esquema BOT), además de 200 MW que han sido adjudicados y se encuentran en la fase constructiva (150 MW hidroeléctricos y 50 MW eólicos). Bajo este esquema, las tarifas a los generadores

privados las fija ARESEP mediante un contrato de compra-venta de energía firmado con el ICE.

En atención al Alcance No.22 de la Gaceta No. 74 del 15 de Abril del 2011, el rol del sector privado en la generación de energía limpia se ha visto favorecido cuando la ARESEP aprobó 2 metodologías para el cálculo de las tarifas, mediante la fijación de bandas de precios, una para energía hidráulica (Resolución RJD-152-2011 de la Junta Directiva, del 10 de agosto de dos mil once (ARESEP, 2011) y otra para energía eólica. Sin embargo, ACOPE expone que la Procuraduría General de la República ha sido clara que el establecimiento de bandas tarifarias para los precios de la energía que el ICE debe contratar a los generadores privados no está acorde con lo indicado en el Artículo 31 de la Ley 7593 de creación de la ARESEP, como regulador del sector eléctrico (Alvarado, 2012). En contraposición, ARESEP sostiene que el esquema de bandas tarifarias ya se emplea, por ejemplo, en las tarifas de los combustibles pagadas por las líneas de aviación que operan en el país (Barrantes, 2012).

En materia de generación eléctrica por parte del sector privado, se mantiene en construcción el Proyecto Hidroeléctrico Chucaz, desarrollado por Enel Green Power, el cual está programado para entrar en operación en el 2014, con una capacidad instalada de 50 MW. En el 2011 el ICE adjudicó el Proyecto Eólico Chiripa, en el marco de la Ley 7200 de 1990 y su reforma, la Ley 7508. Según el Plan de Expansión (2012-2024), este Proyecto entraría en operación en el 2015 con una potencia de 50 megavatios (ICE, 2012a).

En el Alcance No.22 de la Gaceta No. 74 del 15 de Abril del 2011, el MINAET emitió la directriz dirigida a los integrantes del subsector electricidad para incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables de energía en pequeña escala para el autoconsumo, utilizando fuentes renovables de energía como solar, eólica, biomasa y la hidroelectricidad a pequeña escala; así como las aplicaciones de cogeneración de electricidad y calor, lo cual se denomina generación distribuida, facilitando la interconexión de pequeños sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables de energía conectados en paralelo con la red de la distribuidora respectiva a bajo voltaje (La Gaceta, 2011).

Como se ha documentado en Informes anteriores, el uso de energías alternativas de origen doméstico como la electricidad, permitiría, en el largo plazo, diversificar el patrón actual de consumo energético en el sector transporte. Por ejemplo, el fortalecimiento del servicio del tren interurbano electrificado y el uso masivo de vehículos eléctricos son opciones tecnológicas que el país debe valorar en la búsqueda hacia un desarrollo humano sostenible. En el corto y mediano plazo el país está obligado a realizar inversiones considerables en infraestructura vial para reducir los tiempos de movilización de personas en los principales centros urbanos, ya no sólo en la Gran Area Metropolitana, sino también en las cabeceras de provincia donde el congestionamiento automotor ya es crítico, como es el estado actual del tránsito urbano en las ciudades de Alajuela, Heredia, Cartago. Es decir, el fortalecimiento del vínculo energía-transporte sigue siendo un gran vacío en materia de política pública, dadas sus implicaciones económicas, energéticas, ambientales y en el uso del territorio.

2. Resultados

En cuanto a la reducción de la huella ambiental y la sostenibilidad, Costa Rica dio un paso importante en el 2011 en el marco del cumplimiento del Reglamento Técnico Centroamericano (RTCA 75.01.17:05), introduciendo en el mercado nacional el diesel con bajo contenido de azufre, el cual es un componente natural asociado al petróleo crudo. Actualmente se ha reducido el contenido de azufre en el diesel comercializado a nivel nacional –de 1.000 partes por millón (ppm) a 50 ppm– contribuyendo a una disminución de los niveles de partículas contaminantes del aire, principalmente en la Ciudad de San José (RECOPE, 2011a), según se estableció en el Decreto Ejecutivo No. 36.372-MINAET del 19 de enero de 2011.

En noviembre del 2011, RECOPE suspendió temporalmente su plan piloto iniciado en Enero 2006 con el propósito de sustituir un porcentaje de la gasolina con etanol que expenden 62 estaciones ubicadas en Guanacaste y una parte de la Provincia de Puntarenas. Esto refleja la necesidad que tiene el país de implementar una estrategia nacional de biocombustibles, con una visión de largo plazo, que contribuya a reducir la dependencia de los hidrocarburos importados, mitigar las emisiones de gases efecto invernadero en el sector transporte y estimular la producción local de biocombustibles a precios competitivos.

Otro resultado a destacar es la aceptación que ha tenido el uso del transporte ferroviario de pasajeros en la ciudadanía, en función de la voluntad política para fortalecer la gestión del INCOFER. En el 2011 se programaron inversiones importantes en infraestructura de vía y equipo rodante, con la meta de extender el servicio a Cartago en el 2012. El crecimiento de la demanda 2010-2011 del 13% apuntado anteriormente, refleja una alternativa con aceptación creciente, dado el congestionamiento vial imperante en la Ciudad de San José y sus alrededores.

3. Procesos y capacidades

Como características básicas del diseño de mercado eléctrico costarricense se rescata la división de las actividades de generación, transmisión y distribución en un modelo de comprador único, abierto con límites en la actividad de generación; los precios son fijados por el regulador con base a proyecciones de costos; la aportación para generar está regulada según la capacidad que aporta al sistema y el respaldo que proporciona. El Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), es el responsable de garantizar el abastecimiento de la electricidad al menor costo (CGR, 2011b).

En el año 2011 se destacan varios procesos asociados al marco normativo en torno a la regulación del sector eléctrico. Por una parte, se regulariza la participación de Costa Rica en el Mercado Eléctrico Regional (MER), ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado, mediante la aprobación de la Ley 9004 en Octubre 2011. Esta Ley ratifica el Protocolo II acordado por los gobiernos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (MEAC), firmado desde 1999, la cual le asigna al ICE las funciones propias como agente único de Costa Rica para realizar las transacciones en el mercado regional (Asamblea Legislativa, 2011).

El MER es el mecanismo regional creado para fortalecer las interconexiones eléctricas en Centro América, lo que incluye la construcción de una línea de transmisión de 3 carriles que permitirá transportar 100 MW cada uno en ambos sentidos para el 2014 (ICE, 2012a), la cual podrá ser utilizada por los intereses públicos y privados de Centroamérica, México y Colombia, mediante el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países Centroamericanos, conocida como SIEPAC (Abarca, 2012). Resalta en este aspecto –a nivel nacional- la urgencia de que el MER y sus órganos subsidiarios -el Gobierno de Costa Rica y la ARESEP- deben ir de la mano de SIEPAC, ya que a nivel regional este es un mercado no-regulado, no hay tarifas definidas por un regulador, es de libre negociación y se debe a la competencia.

Con respecto a la participación en el comercio regional de energía eléctrica, la cantidad excedentaria disponible para comerciar determina, en parte, la proporcionalidad de la participación de Costa Rica en el MER, y con ello, el beneficio derivado del comercio de energía eléctrica con los demás países centroamericanos. La participación costarricense se orienta a la satisfacción de la demanda interna, colocando los excedentes en el comercio regional; y cuando la producción ha sido deficitaria se recurre a dicho mercado (CGR, 2011b). Los niveles actuales de intercambio representan menos del 0,9% de la generación total de la región (ICE, 2012a).

En el caso de Costa Rica, al otorgársele la potestad al Grupo ICE de trasegar la energía, se debe generar la vocación de mercado donde todos los participantes costarricenses, públicos y privados, logren tener acceso a una base de información para tomar decisiones de compra-venta de energía en el MER, para que sean mayoritariamente los usuarios de las transacciones internacionales los que paguen las inversiones del SIEPAC (Abarca, 2012), evitando trasladar la amortización de la inversión proporcional de Costa Rica en la línea del SIEPAC, como un cargo directo adicional en la tarifa a los consumidores costarricenses.

En términos de regulación de la industria eléctrica, un proceso que ha fortalecido la transparencia en la gestión de los entes regulados, es la figura de la audiencia pública según el Capítulo VIII de la Ley de la ARESEP. Esta previsión en la legislación destaca cuando personas con interés legítimo deseen manifestarse, por ejemplo, sobre la fijación ordinaria de tarifas y sobre las autorizaciones para los proyectos de generación eléctrica otorgadas por la ARESEP, pudiendo hacerlo con base en estudios técnicos.

En materia de desarrollo de capacidades público-privadas, destacan dos apartados especiales: las energías alternativas no convencionales y los biocombustibles. Con respecto al primero, resaltan los esfuerzos público-privados emprendidos por RECOPE con ADAstra Rocket Company CostaRica para investigar la introducción del uso del hidrógeno y sus aplicaciones en el sector transporte, estudiando su almacenamiento en forma líquida o gaseosa, a partir de tecnologías avanzadas utilizadas en la industria aeroespacial (RECOPE, 2011a).

En atención a los biocombustibles, el reto a enfrentar en el marco de la Estrategia Nacional de Biocombustibles, es lograr que la capacidad de producción nacional, en el caso del biodiesel, produzca con las mismas normas de calidad requeridas por los

fabricantes de los motores de combustión interna, en cumplimiento de las normas de calidad vigentes para los combustibles a nivel centroamericano (Fernández, 2012). Por su lado, el MINAET –en su Estrategia de Eco-competitividad en el sector energía– propone como parte del proceso de modernización de la refinadora actual, iniciar la mezcla de un 2% de biodiesel desde el Plantel de Moín a partir del 2013, lo que equivale a sustituir 27 millones de litros de diesel, con un energético producido domésticamente (MINAET, 2011c).

En el caso de la mezcla de gasolina con etanol, hasta noviembre 2011 RECOPE mantuvo su plan piloto iniciado en Enero 2006 con el propósito de sustituir un porcentaje de la mezcla que expenden 62 estaciones ubicadas en Guanacaste y una parte de la Provincia de Puntarenas (Región Pacífico Central), la cual es mezclada en el Plantel Barranca. Sin embargo, a finales del 2011 RECOPE decidió suspender temporalmente esta fase piloto, debido a que no contó con gasolina con baja presión de vapor al dejar de producir naftas la Refinería de Moín, la cual es necesaria para hacer la mezcla con etanol, sin exceder la norma técnica de los combustibles establecida por el MINAET (Fernández, 2012).

Con el fin de desarrollar un procedimiento unificado en gestión ambiental, cambio climático y eficiencia energética en el sector público, se publicó en la Gaceta No 88 del 09 de mayo del 2011, el Decreto Ejecutivo No. 36499-MINAET-MS denominado Reglamento para la Elaboración de Programas de Gestión Ambiental Institucional en el Sector Público de Costa Rica, el cual promueve que las instituciones, municipalidades y empresas públicas, centralizadas y descentralizadas, establezcan un Programa de Gestión Ambiental Institucional (PGAI), donde se planifiquen e incorporen las medidas ambientales en el tema de gestión ambiental, cambio climático y conservación y uso racional de la energía, dentro de un proceso de mejora continua. La integración de estos temas en un solo programa de gestión, facilitará a las instituciones la elaboración de su PGIA, así como el proceso de seguimiento y control posterior (MINAET, 2011a).

Específicamente, en gestión de la energía, el PGIA comprende las medidas a tomar para asegurar la utilización más eficiente de los recursos energéticos, en beneficio de un aprovisionamiento de demandas futuras. Este procedimiento incluye los temas de eficiencia energética y ahorro de energía (electricidad y combustibles) (MINAET, 2011a). Los principales resultados obtenidos por la Comisión Técnica Evaluadora de los PGAI al 23 de diciembre de 2011 en materia de energía está la elaboración de la Guía de inventarios de emisiones de gases efecto invernadero, así como la Guía de eficiencia energética (DIGECA, 2012).

Por su parte, la iniciativa privada, liderada por la Cámara de Industrias de Costa Rica (CICR) diseñó en el 2011, con asistencia de la agencia alemana de cooperación GIZ, el Programa de Administrador de Energía, como una herramienta para mejorar la competitividad empresarial aumentando la eficiencia en el uso de la energía del sector industrial en un 10% durante el periodo 2012-2016. Igualmente propuso un objetivo de sostenibilidad orientado a monitorear que el Plan Nacional de Energía se ejecute de tal manera que le garantice al país su compromiso de Carbono Neutral 2021 y la sostenibilidad energética. El Programa, dirigido a ingenieros, gerentes y personal

técnico, empezará en el 2012 con un enfoque para enseñar la práctica de procesos, criterios y metodologías de eficiencia energética y capacitar para la identificación de oportunidades de uso eficiente de la energía en sus espacios de trabajo (CICR, 2012).

4. Preguntas clave

Las siguientes preguntas clave están destinadas a ser presentadas a partidos políticos y organizaciones sociales como resultado del análisis para el XVIII Informe, de forma tal que contribuyan a plantear temas relevantes para la mejora sustantiva en la gestión del sector energético nacional.

¿Desde su perspectiva, cómo puede Costa Rica manejar el riesgo de desabastecimiento eléctrico considerando el equilibrio entre los elementos ambientales, sociales y económicos, en caso de que los 2 grandes proyectos hidroeléctricos - Reventazón para el año 2016 y Diquís para el año 2019- no se materialicen en los plazos programados según el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica para el período 2012-2024?

¿Mencione 3 acciones concretas que debe emprender el Gobierno Central para reducir el consumo de diesel y gasolina en el sector transporte?

¿Está usted de acuerdo con la importación de Gas Natural Licuado (GNL) para diversificar la matriz energética nacional?

5. Listado de dificultades

Esta sección presenta las dificultades principales que tuvo el Investigador para conseguir la información de la gestión energética nacional 2011. El cuadro adjunto señala las dificultades encontradas y las sugerencias para su tratamiento.

Tema/variable	Institución/ Departamento	Tipo de dificultad enfrentado	Observación/sugerencia
Concertar entrevistas para conocer la visión política de las autoridades superiores del ICE.	ICE	No se logró confirmar la entrevista, por lo tanto no se realizó.	Enviar nota oficial, con suficiente anticipación de que se va a iniciar la redacción del Informe Anual, con copia al investigador.
Disponer de estadísticas oficiales actualizadas del 2011.	Instituciones públicas	La base informativa del 2011 no está completa en el período de la consultoría.	Disponer de las estadísticas oficiales del 2011 antes de firmar el contrato con el Investigador.

Bibliografía

Entrevistas:

Alvarado, Mario. Director Ejecutivo, ACOPE. Asociación Costarricense de Productores de Energía, 09 Abril 2012.

Barrantes, Alvaro. Dirección de Servicios de Energía, ARECEP. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 23 Abril 2012.

Castillo, Giovanni. Sub-Director, DSE. Dirección Sectorial de Energía. Ministerio de Energía, Minas y Telecomunicaciones, 23 Abril 2012.

Fernández, Jimmy. Jefe del Departamento de Investigación, RECOPE. Refinadora Costarricense de Petróleo, 19 Abril 2012.

Rodriguez, Agustin. Consultor, CICR. Cámara de Industrias de Costa Rica, 16 Abril 2012.

Artículo en medios de comunicación:

Abarca, Efraín. 2012. Ausencia de Información. El Financiero. 22 Enero 2012.

Agüero, Mercedes. 2012. País depende más de búnker y diesel para generar electricidad. La Nación. 24 Febrero 2012.

ALDESA, 2011. Informe Trimestral de Fondos de Inversión. Informe del 01 Setiembre al 31 de Diciembre del 2011.

El Financiero, 2012. Regrese y vuelva a usar el autobús. El Financiero, página 6. Año 17 No. 865, 23-29 Abril del 2012.

INTECO, 2011. Costa Rica ya tiene norma C-Neutral. Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica. 21 de septiembre de 2011.

La Gaceta, 2011. Directriz: Dirigida a los integrantes del subsector Electricidad para incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables de energía en pequeña escala para el autoconsumo. Alcance N° 22 a La Gaceta N° 74. 15 Abril 2011.

La Nación, 2012. Banco de China financiará nueva refinería en Limón. 19 Junio 2012.

RECOPE, 2012. Según datos preliminares factura petrolera de la región supera los \$8.600 millones. Departamento de Comunicación. Boletín No 4 del 10 de enero del 2012.

Salazar, Raquel. 2012. El manejo de la demanda eléctrica también es importante. La Nación. 6 Marzo 2012.

Publicación:

Alvarado, M. 2012. Presentación sobre el Sector Eléctrico Nacional Ante el Comité de Asuntos Legales de la Cámara Costarricense Americana de Comercio, 08 Marzo 2012, San José, Asociación Costarricense de Productores de Energía.

ARESEP, 2011. Metodología Tarifaria de Referencia para Plantas de Generación Privada Hidroeléctricas Nuevas. Expediente OT-029-2011. San José, Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

ASAMBLEA LEGISLATIVA, 2011. Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Decreto Legislativo N.º 9004. San José, Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica.

CGR, 2011a. Boletín de Prensa. CGR señala debilidades en la Gestión Financiera de Recope. Informe Nro. DFOE-AE-IF-11-2011, 12 de Diciembre de 2011. San José, Contraloría General de la República.

CGR, 2011b. Memoria Anual 2011. San José, Contraloría General de la República.

CICR, 2012. C.-B. Johst, G. Gust. IV Congreso Nacional de Energía: Eficiencia Energética para Competir, 15 y 16 de febrero, 2012. San José, Cámara de Industrias de Costa Rica.

COOPESANTOS, 2012. En: <http://www.coopesantos.com/contenido/pagina/proyecto-e%C3%B3lico-2.html>. Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L.

DIGECA, 2012. Programa de Gestión Ambiental Institucional (PGAI), Reporte de Estado de cumplimiento (corte al 23 de febrero de 2012). Dirección de Gestión de Calidad Ambiental. Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, San José, Costa Rica.

DSE, 2011a. Importación de hidrocarburos por mes y por producto, Año 2011. Dirección de Comercio Internacional de Combustibles. 2011. Refinadora Costarricense de Petróleo.

DSE, 2011b. Importaciones de vehículos 2010 y 2011. Dirección Sectorial de Energía con base en información de la Dirección General de Aduanas. Dirección Sectorial de Energía.

DSE, 2011c. Costa Rica: Vehículos automotores en circulación según tipo y combustible utilizado por año, periodo 1980-2011. Dirección Sectorial de Energía.

DSE, 2012. Precios Promedio de Hidrocarburos, colones por litro. La Gaceta No. 81 del 26/04/2012 para la fijación, precio promedio mensual, elaboración propia de la D.S.E. Dirección Sectorial de Energía.

- ICE, 2011. Generación y Demanda: Informe Anual. Centro Nacional de Control de Energía 2011. San José, Instituto Costarricense de Electricidad.
- ICE, 2012a. Plan de Expansión de la Generación Eléctrica: Período 2012-2024, marzo 2012. San José, Instituto Costarricense de Electricidad.
- ICE, 2012b. Informe 16/02/2012, Proceso Tarifas y Mercado/Dirección Gestión tarifaria, Dirección de Gestión Tarifaria/Finanzas. San José, Instituto Costarricense de Electricidad.
- ICE, 2012c. Proceso Expansión Integrada / Centro Nacional de Planificación Eléctrica, comunicación electrónica con el Ing. Javier Orozco Canossa, 03 Junio 2012. San José, Instituto Costarricense de Electricidad.
- INCOFER, 2012. Cuadro por cantidad de pasajeros en el Pacífico: 2010 y 2011. San José, Instituto Costarricense de Ferrocarriles.
- MINAET, 2011a. Ministerio de Salud, CYMA, USAID, CCAD, GIZ. Guía para la elaboración de programas de gestión ambiental Institucional (PGAI) en el sector público de Costa Rica: documento de orientación para las instituciones públicas. MINAET, Ministerio de Salud, San José, Costa Rica.
- MINAET, 2011b. Oficializar La Norma "Sistema de Gestión para Demostrar la C-Neutralidad. Requisitos". Acuerdo No. 70-2011-MINAET del 20 de setiembre del 2011. Publicado en La Gaceta No. 199 del 18 de Octubre del 2011, Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, San José, Costa Rica.
- MINAET, 2011c. Ministerio de Agricultura. Alfaro, A. Acuña, A. Estrategia Eco-competitividad País Sector Energía-Biocombustibles. El Salvador, Noviembre 2011. Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, San José, Costa Rica.
- PETROTECNIA, 2009. Gas natural y sustentabilidad: su rol en la mitigación del cambio climático. Octubre 2009, Pag. 70, 71 y 72. Argentina.
- RECOPE, 2011a. Informe de Labores 2011. San José. Refinadora Costarricense de Petróleo.
- RECOPE, 2011b. Manual de Productos 2011. San José. Refinadora Costarricense de Petróleo.
- RECOPE, 2011c. Estadístico de Ventas Oracle. Ventas Totales por Plantel y Producto, Nacionales y Exportaciones en Litros. San José. Refinadora Costarricense de Petróleo.
- RECOPE, 2011d. Departamento de Comunicación de RECOPE, 2012. San José. Refinadora Costarricense de Petróleo.

RECOPE, 2012. Departamento de Comunicación de RECOPE, 28 de Mayo 2012. San José. Refinadora Costarricense de Petróleo.

RECOPE-SNC.LAVALIN, 2012. Informe Final: Perspectiva sobre el potencial uso del Gas Natural en Costa Rica. Documento No.: 508726-000-49ER-0001. San José. Refinadora Costarricense de Petróleo.

San Gil, Andrea. ECA, 2012. Secretaria de Acreditación de Organismos Validadores/Verificadores de Gases Efecto Invernadero. San José. Ente Costarricense de Acreditación.

Video:

Escuela de Biología de la Universidad de Costa Rica. 2012. "Las Trampas del Gas". Video. San José, Laboratorio Audiovisual de Documentalismo Investigativo (LAUDI).

Notas

¹ RECOPE distribuye dos tipos de diesel: el Diesel 50 Automotriz que es el combustible que mayormente se utiliza en el transporte y el Diesel de Generación Térmica que consume específicamente el ICE. Este último, al ser un combustible más pesado que el diesel automotriz, brinda un mayor contenido energético (RECOPE, Manual de Productos, 2011).

² Son 15 aerogeneradores con una potencia de 850 kilovatios cada uno, con un factor de planta calculado del 42% y una estimación de la generación anual de 42 gigavatios hora.

³ Nota del Investigador: A los 129 MW indicados en el Cuadro presentado por el ICE, hay que agregar casi 13 MW del Proyecto Eólico Los Santos que inició operaciones en el 2011.