



Informe Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible 2017

Uso y estado de los recursos: energía

*Investigador:
Jorge Herrera Murillo*

Julio, 2017



CONSEJO NACIONAL
DE RECTORES
Oficina de Planificación
de la Educación Superior



2017
Las Universidades
Públicas por la Vida,
el Diálogo y la Paz



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

Contenido

<i>Resumen Ejecutivo</i>	3
<i>Descriptores</i>	4
<i>Introducción</i>	4
<i>Matriz Energética de Costa Rica del 2016</i>	5
<i>Situación de la Energía Eléctrica en Costa Rica</i>	11
<i>VII Plan Nacional de Energía 2015-2030</i>	19
<i>Calidad del Aire y Cambio Climático</i>	22
<i>Referencias bibliográficas</i>	26

Resumen Ejecutivo

La oferta interna de energía en el país disminuyó en un 0,93% en el 2016 respecto al año anterior, comportamiento contrario al histórico de crecimiento del 2% en la última década, en tanto que la única fuente de energía que creció durante este año fue la eólica. La cantidad de energía transformada sí creció en un 0,3% respecto al 2015, impulsada mayoritariamente por la capacidad de transformación de las centrales eléctricas privadas, que se contabilizó alrededor del 26% para el año anterior. Las importaciones de energía secundaria aumentaron en un 6,4%, debido principalmente al aumento en las compras de gasolinas, gas licuado de petróleo y *Fuel Oil*.

El consumo de energía primaria bajó en un 5,5% respecto al 2015, mientras que el de energía secundaria aumentó en un 6,6%. El crecimiento en el consumo de diésel, gasolina regular y súper fue muy superior a la tasa promedio de crecimiento anual en la última década. Este aumento en el consumo está muy ligado al aumento progresivo del parque vehicular del país en los últimos años, sobre todo el caso de las motocicletas.

La Cámara de Industrias de Costa Rica celebró el VIII Congreso Nacional de Energía, donde se expusieron temas como la generación para autoconsumo del sector privado, los precios de las tarifas en Costa Rica, el plan de expansión energética del país y algunas opciones alternativas a las ya propuestas, y el marco regulatorio para la generación con fuentes renovables.

El VII Plan Nacional de Energía cuenta con 175 metas de corto plazo, ubicadas en siete ejes temáticos. Hasta el I semestre del 2016 se tuvo 21 metas finalizadas, 67 de avance satisfactorio, 30 en necesidad de mejorar, 12 en atraso crítico, 40 en programada no iniciada y 5 en pendiente. Este avance respecto al del II semestre del 2015 no fue muy significativo, pues solamente se concluyeron 3 metas más que en el periodo anterior, y se inició con 16 que ya en el 2015 estaban programadas, pero que no habían arrancado. El estancamiento en el avance debe ser evaluado y atacado con prontitud, de modo que se tomen las medidas necesarias para garantizar el avance veloz y sostenido de las metas, intentando cumplir con los objetivos del plan.

El Ministerio de Ambiente y Energía organizó una medición para las toneladas equivalentes de CO₂ en el 2015 en Costa Rica, resultando esta en 12,7 millones. Existen medidas por desarrollar de parte del país sin requerir apoyo internacional más allá del esfuerzo que se viene obteniendo en las condiciones vigentes que permitirían al país una disminución del 20% de las emisiones al 2030, y que permitirían alcanzar la carbono neutralidad para el 2021, y la necesidad de medidas adicionales para mantenerla en el tiempo. Esto trae consigo la necesidad de una inversión cercana a los USD 3 mil millones. Con otras medidas adicionales por unos USD 14 mil millones Costa Rica podría mantener su C-neutralidad inclusive hasta el año 2045.

Mediciones de PM₁₀ y dióxido de nitrógeno en algunos sectores del Gran Área Metropolitana de Costa Rica indican que hay algunos sitios donde se exceden los valores permitidos por las regulaciones internacionales, y que además se comprobó que

las mayores concentraciones de los contaminantes se miden en sitios de alto paso vehicular, correlacionando la variable de contaminación con la de la cantidad de automotores, que tiene un crecimiento histórico importante en materia de infraestructura vial, así como en contaminación atmosférica y sus efectos en la salud poblacional.

Según Alpízar, Piaggio y Pacay, en Costa Rica se cumple en concentración de PM₁₀ según la legislación del Ministerio de Salud y de la Unión Europea, pero si se cumpliera con la de la Organización Mundial de la Salud se podrían evitar 229 muertes, 563 casos de bronquitis crónica y 4.508 crisis asmáticas en adultos por año. En niños, podría evitarse hasta 2.571 casos de crisis asmáticas. Todo esto podría generar un beneficio anual conjunto de alrededor de USD 200 millones.

Descriptor

Balance Energético Nacional, Producción y Consumo de Energía, Plan Nacional de Energía, emisiones atmosféricas.

Introducción

La constante emisión de gases que retienen el calor producido en la Tierra tiene un efecto directo sobre el clima. Éstos dejan pasar la luz pero retienen el calor, actuando de manera similar a un invernadero, resultando en el uso del término efecto invernadero para describir este comportamiento. El efecto invernadero es esencial para asegurar la vida en la Tierra, pero la generación y acumulación desmedida de estos gases en el ambiente y el calor retenido por ellos están siendo un causante directo del cambio climático que experimenta el planeta, aumentando su temperatura media y modificando los patrones meteorológicos de la misma, así como los vientos y las corrientes oceánicas.

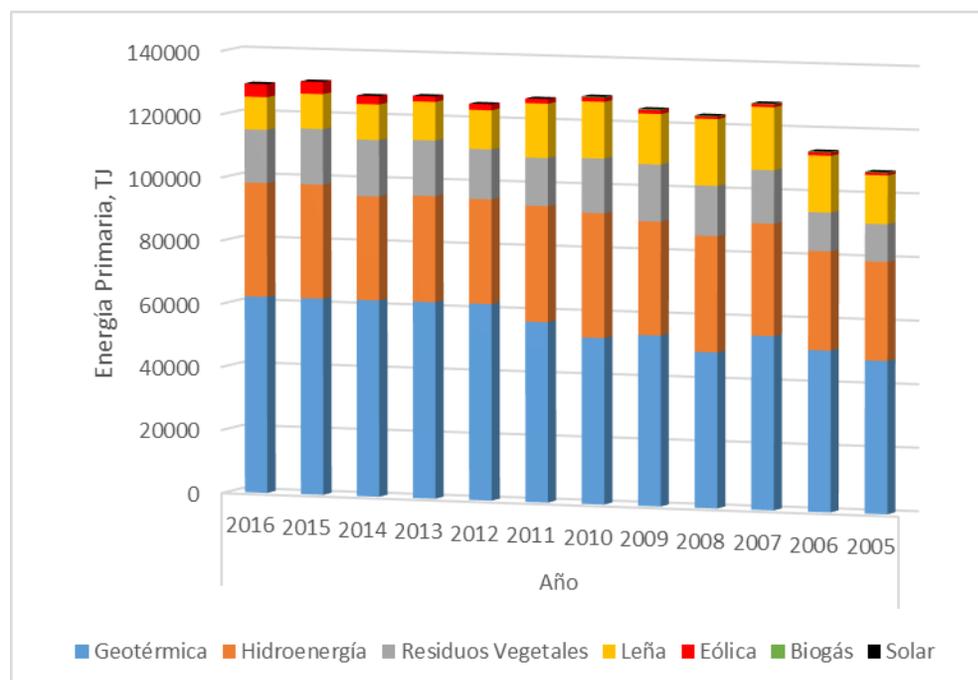
A nivel mundial el consumo de energía es cada vez mayor, impulsado por el crecimiento económico y de la población, y en los sectores de transporte e industrias de diversos tipos, principalmente. Además, la tendencia mundial de aumento está suplida por un crecimiento en el consumo y quema de sustancias combustibles derivadas del petróleo, lo que incrementa las emisiones de óxidos de carbono, de nitrógeno y de azufre. Con la implementación de nuevas tecnologías se ha aumentado la eficiencia en la transformación de la energía y en el aprovechamiento del calor una vez que se genera, sin embargo, aún es mucha la energía que es desperdiciada de esta manera, aumentando la radiación infrarroja que emana desde la biosfera y que los gases de efecto invernadero no permiten que escape completamente al espacio (Pasquevich, 2017).

Matriz Energética de Costa Rica del 2016

Para el año 2016, el país tuvo una oferta interna de energía primaria de 111.536 TJ, donde las contribuciones más importantes provienen de la geotérmica (48.654 TJ) con un 43,6%, seguida de la hidráulica (31.542 TJ) la cual representa un 28,3%. Otras fuentes importantes son la leña y los residuos vegetales, las cuales aportaron el 9,3% (10 349 TJ) y 15,1% (16 834 TJ), respectivamente (Dirección Sectorial de Energía; DSE, 2017).

Si se analiza la tendencia de producción de energía primaria del país (gráfico 1), se puede observar una disminución de 0,93% en el 2016 con respecto al año anterior, comportamiento contrario al registrado en los últimos 10 años que fue un aumento del 2,06%. Un hecho importante de señalar es el 6,3% en el aporte de la fuente eólica durante el 2016, única fuente de producción que aumentó su participación, respecto al 2015.

Gráfico 1
Distribución de la producción de energía primaria por fuente. 2005-2016

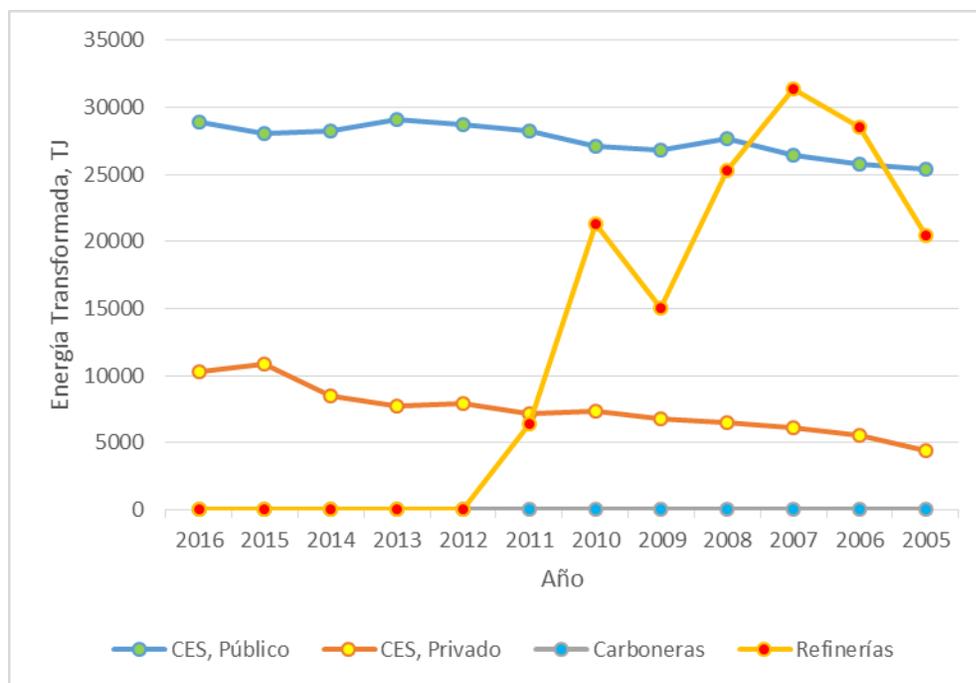


Fuente: DSE, 2017.

Para el período de análisis fueron transformados en centrales eléctricas y destilerías un total 87.512 TJ, de los cuales 85.830 TJ corresponden a energía primaria y 1.682 TJ a secundaria, generando un total de 39.841 TJ (DSE, 2017). La cantidad de energía transformada creció en un 0,3% con respecto al año 2015. De los 39.841 TJ generados, el 98,3% corresponden a electricidad y tan solo un 1,6% a alcohol.

En esta materia, destaca el importante crecimiento en la capacidad de transformación de las centrales eléctricas privadas que rondó el 25,8% para el año 2016. En los últimos diez años, la capacidad de este sector ha crecido a una tasa cercana al 9,9% anual (gráfico 2). La participación del sector privado en el proceso de transformación de energía pasó de un 21,0 % a 25,8 % en los últimos cinco años.

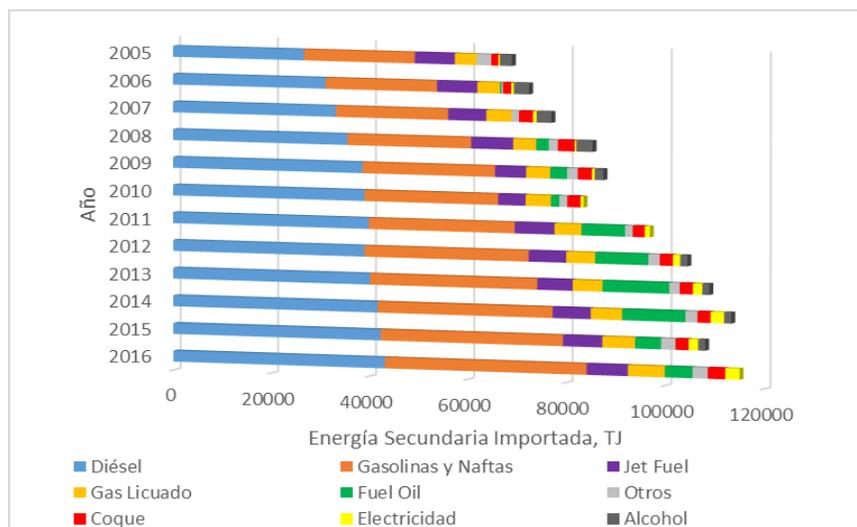
Gráfico 2
Evolución de la energía transformada en refinerías y centrales eléctricas. 2005-2016



Fuente: DSE, 2017.

Por otra parte, la importación de energía secundaria ascendió a 115.157 TJ, la cual está compuesta mayoritariamente por diésel y gasolina representando un 73,2% del total, seguido del Jet Fuel, Gas Licuado de Petróleo y *Fuel Oil*, con 7,3%, 6,5% y 4,9%, respectivamente. El dato de importación muestra un aumento del 6,4% con respecto al 2015 debido principalmente al aumento en las compras de gasolinas, Gas Licuado de Petróleo y *Fuel Oil*. Las importaciones de gasolinas y el diésel muestran una tasa de crecimiento de 2,0% y 10,62% respectivamente con respecto al año anterior, y desde el 2005 siempre se han aumentado sus compras, salvo el diésel en el 2012, que se compró menos que en 2011 (gráfico 3).

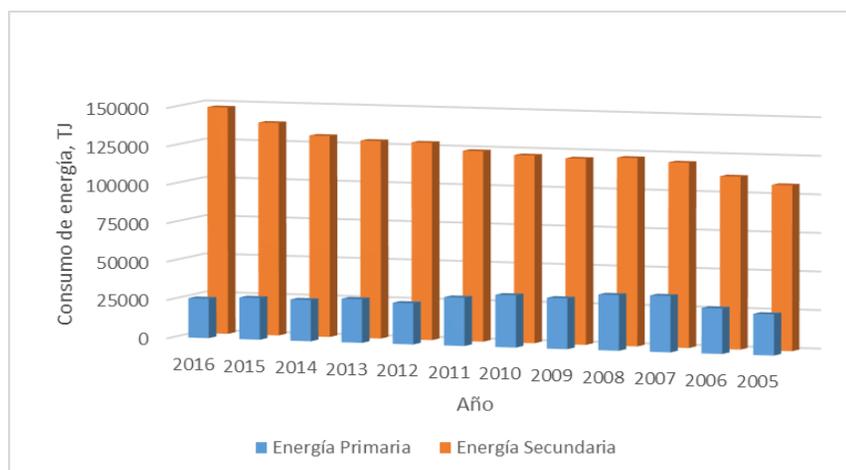
Gráfico 3
Comportamiento de las importaciones de energía secundaria, por categorías. 2005-2016



Fuente: DSE, 2017.

El consumo final de energía en el año 2016 fue de 173.415 TJ, de los cuales 25.706 TJ corresponden al aporte primario (14,8%) y 147.709 TJ (85,2%) al secundario. El 95,1% de la energía primaria consumida tuvo un uso energético. Sus principales fuentes resultaron ser los residuos vegetales, que en su conjunto suman 60,4%, mientras que la leña representa un 39,6% del total. El sector industrial utilizó el 74,1% de la energía primaria durante el 2016. El consumo registrado de energía primaria disminuyó en un 5,5%, mientras que para la energía secundaria se registró un crecimiento de 6,6 % con respecto al año 2015 (gráfico 4). Ésta última variación resultó muy superior al promedio de 3,0 % correspondiente al período 2005-2016.

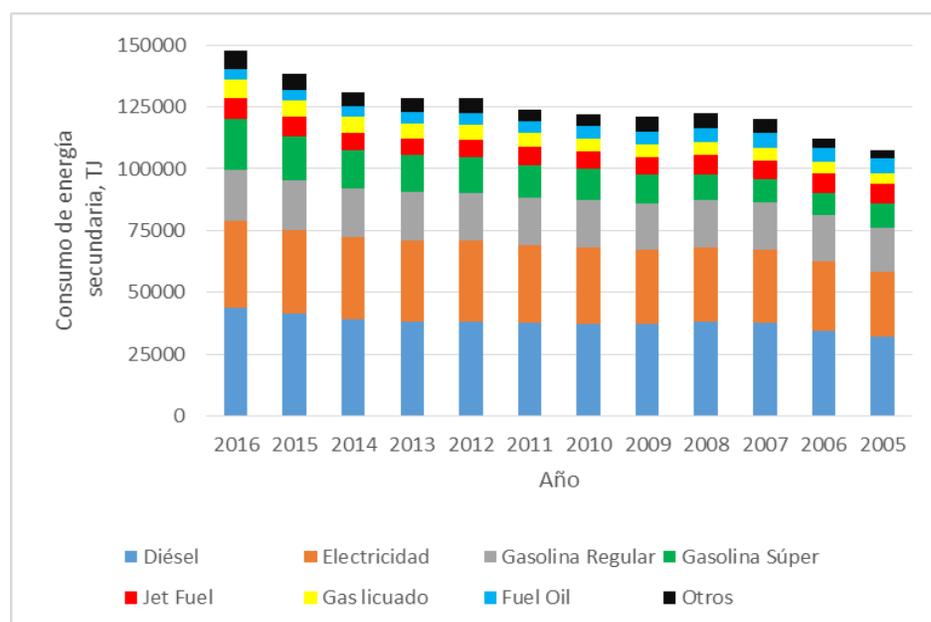
Gráfico 4
Evolución del consumo total de energía. 2005-2016



Fuente: DSE, 2017.

De los 147.709 TJ de energía secundaria consumida en el país durante el año 2016, la mayor contribución la representan los derivados del petróleo con el 73,1% del total, a la electricidad le corresponde un 23,8% y el coque 2,4%. Si se analiza el comportamiento de los productos más consumidos (gráfico 5), se puede notar que en los casos del diésel, la gasolina regular y súper se presenta un incremento del 6,3%, 1,4% y 15,4% en el consumo con respecto al 2015. En los tres casos anteriores el aumento registrado es muy superior a la tasa promedio de crecimiento anual en la última década (DSE, 2017). Un aspecto importante de señalar es que el búnker (fuel oil) presenta un patrón de crecimiento diferenciado al resto de los derivados del petróleo, ya que su consumo desde el 2007 viene a la baja, con algunos años en que el consumo ha sido ligeramente mayor al año anterior, como el 2012 (5,5% de aumento), 2015 (0,4%) y 2016 (2,1%), aunque el consumo del 2016 sigue siendo un 30% menor al registrado en 2007, máximo histórico del periodo analizado. Este descenso se puede deber a que este combustible es mayoritariamente utilizado en la industria, la cual ha venido desarrollando procesos de combinación de más fuentes energéticas y a un proceso de desaceleración de la participación de este sector en la economía nacional.

Gráfico 5
Evolución del consumo de energía secundaria por producto. 2005-2016



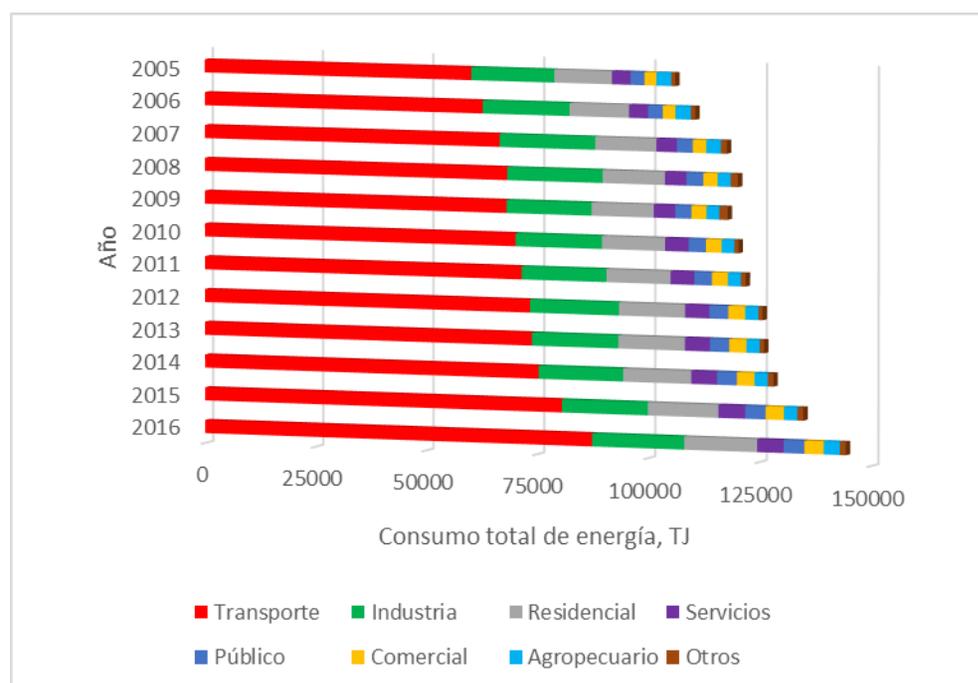
Fuente: DSE, 2017.

Para el año 2016, los patrones de consumo de energía siguieron la tendencia de los últimos 5 años (gráfico 6), donde el mayor consumo se atribuye al sector transporte, con un aporte del 60,6% para un total de 87.538 TJ. Para este sector se presenta un aumento del 8,4% respecto al año 2015. Por otra parte, se destaca el decrecimiento del sector industrial pasando de representar el 16,1% durante el 2010 a 14,3% en 2016. Este comportamiento se puede relacionar con la creciente tendencia de la industria a introducir mayor eficiencia en sus procesos, como por ejemplo el uso de biomasa para calderas, implementación de paneles solares, cambio de tecnologías obsoletas, esto

gracias a la relación existente entre los costos de producción y la eficiencia ambiental de los procesos.

En el caso del sector residencial, la gasolina y la electricidad son los principales componentes del consumo doméstico de energía. El consumo residencial de electricidad creció en un 3,3% con respecto al año 2014 ubicándose en un 11,3%. Del 2005 al 2016, la variación en el consumo de electricidad en este sector ha disminuido de un 2,1% anual, lo cual llama la atención en vista de la expansión de la construcción en el país; lo que llevaría a esperar más bien una tendencia al alza. Sin embargo, el efecto de los precios puede haber sido el detonante del comportamiento registrado.

Gráfico 6
Distribución del consumo de energía total, por sector. 2005-2016



Fuente: DSE, 2017.

El sector servicios experimentó una contracción del 1,2% en el consumo de electricidad, mientras que su histórico desde el 2005 ha sido un aumento del 3,4% anual. Por su parte el sector comercial aumentó su consumo en un 5,2%, algo mayor que su tendencia a la alza de 4,4% anual desde el 2005. A su vez, el sector agropecuario tuvo un aumento de consumo de 19,4%, muy por encima de su histórico desde el 2005 que era un aumento de 0,9% anual.

El patrón de consumo de energía secundaria por parte del sector transporte y el correspondiente incremento en las importaciones de derivados del petróleo se encuentran estrechamente relacionadas con el aumento progresivo del parque vehicular

del país en los últimos años. Esto tiene importantes implicaciones ambientales en términos de contaminación atmosférica y calentamiento global.

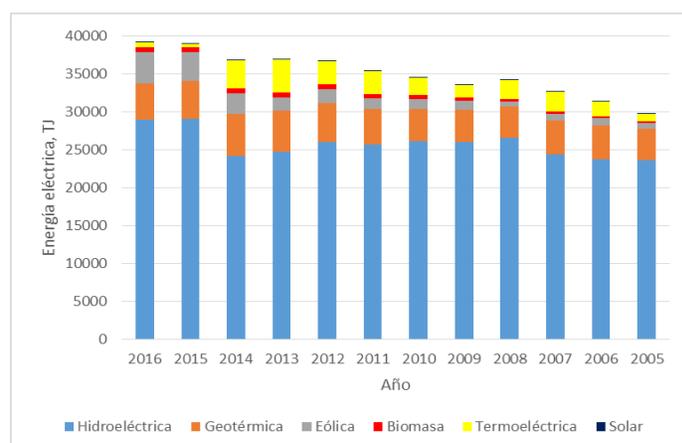
La electricidad corresponde a la segunda fuente energética secundaria consumida en mayor proporción (23,8%). Para el año 2016 se contó con una capacidad instalada de las plantas de 3.466.744 kW, de las cuales el 83,5% corresponde a fuentes renovables (biomasa, hidroeléctrico, eólico, geotérmico y solar), siguiendo la tendencia de los últimos 5 años. La generación de energía eléctrica en este año, fue de 10.728 GWh mostrando un incremento del 0,64% con respecto al 2015. El ICE operó un 68,2% del total de la capacidad instalada mientras que el sector privado, que incluye aquellos generadores amparados bajo las Leyes No. 7200 y No. 7508, operó un 20,2% de la capacidad y el resto fue gestionado por las otras empresas distribuidoras y Coneléctricas (Centro Nacional de Control de Energía, 2017).

De acuerdo con datos aportados por el ICE, la matriz de generación eléctrica del 2016 provino en un 98,21% de fuentes renovables. Durante el último año se presentó un aumento en la producción termoeléctrica, con un crecimiento del 78,5% de la energía generada respecto al año 2015, sin embargo, con respecto al año 2013, las fuentes térmicas pasaron de contribuir un 11,7% a solamente un 1,8% de la energía total generada en el año 2016 (39.167 TJ). El modelo de desarrollo eléctrico que Costa Rica ha consolidado le permite generar con porcentajes muy altos de fuentes renovables. Contar con una matriz eléctrica renovable representa una ventaja comparativa y competitiva para la atracción de capitales e inversiones y en general para un desarrollo energético futuro sostenible (Centro Nacional de Control de Energía, 2017).

La producción hidroeléctrica del país significó un 72,8% de la oferta interna nacional (gráfico 7), de manera que, sin siquiera tomar en cuenta las otras fuentes de producción energética renovable del país, se tiene un índice de renovabilidad bastante alto en Costa Rica.

Gráfico 7

Distribución de la producción de energía eléctrica, por tipo de fuente. 2005-2016



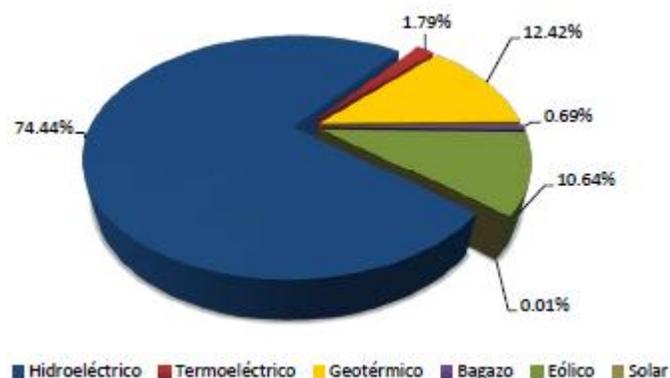
Fuente: DSE, 2017.

Situación de la Energía Eléctrica en Costa Rica

El Centro Nacional de Control de Energía del Instituto Costarricense de Electricidad, en su informe de Generación y Demanda del 2016 (Centro Nacional de Control de Energía, 2017) presentó información del sistema eléctrico nacional en lo referente a producción de energía bruta, demanda de energía, potencia instalada y demandas máximas.

Al respecto, la generación bruta del año pasado fue de 10.781,69 GWh, con un aumento de 0,64% respecto al año anterior. Además, el intercambio de energía fue de 150,38 GWh, mientras que la demanda nacional aumentó un 3,06% respecto al año anterior, para alcanzar los 10.932,08 GWh. En cuanto la fuente de generación energética, las renovables representaron un 98,21% del total, mientras que la generada por centrales termoeléctricas apenas fue de 193,03 GWh. El gráfico 8 muestra la producción bruta de energía por fuente, según el informe.

Gráfico 8
Generación bruta de energía, por fuente. 2016



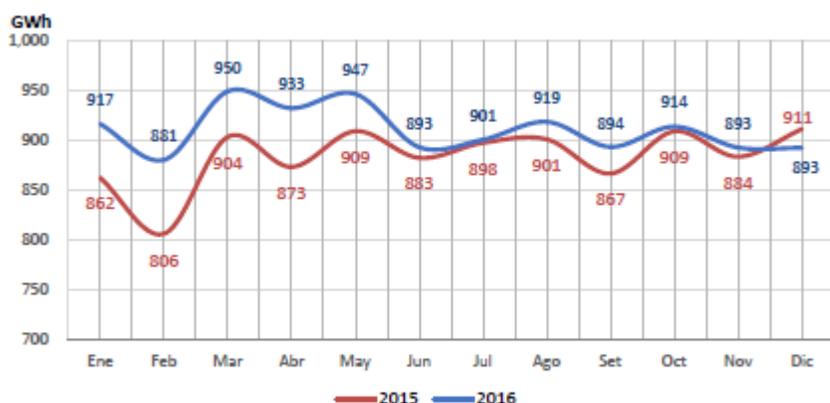
Fuente: Centro Nacional de Control de Energía, 2017.

Si se analiza la variación en la producción bruta por el tipo de fuente respecto al 2015, se puede ver en el informe que la producción hidroeeléctrica decayó en un 0,50%, la geotérmica disminuyó un 2,63% al igual que la producida por bagazo (-9,44%) y la solar (-7,86%) respecto del 2015; en tanto que la producción termoeléctrica aumentó en un 78,53%, esto debido a que se produjo menos energía por casi todas las fuentes renovables, de modo que fue necesario aumentar la producción de la energía eléctrica por este tipo de fuente. La única fuente renovable que aumentó su contribución energética al sistema fue la eólica, con un 6,28% de aumento.

El gráfico 9 evidencia la demanda mensual de energía en el país durante el 2015 y 2016. Para todos los meses menos diciembre, la demanda fue superior durante el año pasado, registrándose aumentos muy importantes durante enero (6,28% de aumento), febrero (9,24%), marzo (5,09%), abril (6,78%), y mayo (4,13%). El aumento de demanda de energía en estos meses pertenecientes a la época seca y de transición del

país, fue lo que obligó a generar más energía por plantas térmicas y al aumento en la compra regional de electricidad para suplirla. Durante los otros seis meses del año donde hubo aumento de la demanda, la misma no varió en más del 3% respecto al 2015.

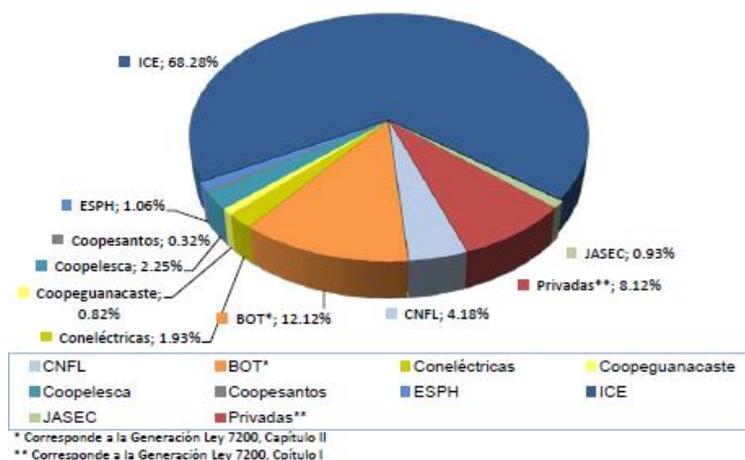
Gráfico 9
Demanda mensual de energía en GWh. 2015 y 2016



Fuente: Centro Nacional de Control de Energía, 2017.

En cuanto al responsable de la generación, en el gráfico 10 se evidencia la proporción de la energía producida por cada empresa durante el 2016. El ICE sigue posicionado como primera empresa en producción bruta de electricidad con un 68,28%, y en segundo lugar se encuentran las empresas de la modalidad BOT (*Build, Operate, Transfer*, son compañías privadas que construyen un proyecto, lo administran por 15 años y luego deben entregárselo al Estado) con un 12,12% de la oferta.

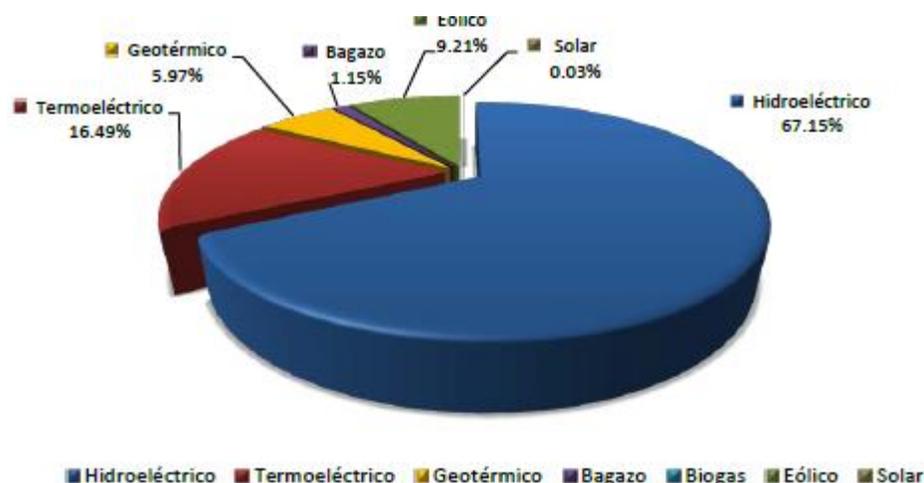
Gráfico 10
Producción bruta de energía, por empresa. 2016



Fuente: Centro Nacional de Control de Energía, 2017.

El gráfico 11 presenta la capacidad instalada en el país por cada tipo de tecnología de producción. La energía geotérmica, segunda en importancia en el país, no alcanza un 6% de la capacidad instalada en total en Costa Rica, en tanto que se sigue dando mucho auge a la instalación de proyectos eólicos, de modo que ya ésta es la tercera fuerza productora de electricidad en el país y se tiene un 9,21 % de la potencia nacional de esta tecnología.

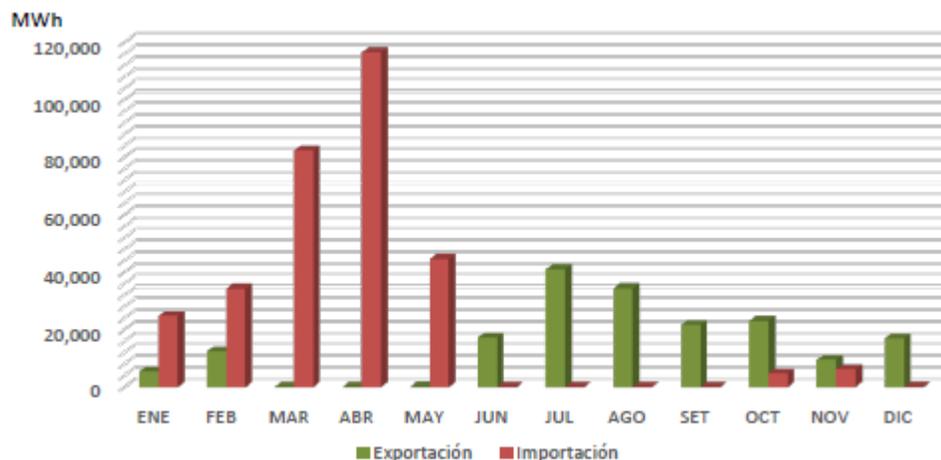
Gráfico 11
Capacidad instalada, por fuente. 2016



Fuente: Centro Nacional de Control de Energía, 2017.

En el gráfico 12 se detalla la importación y exportación de energía durante el 2016. Los meses con más crecimiento en la demanda de energía (de enero a mayo) coincidieron con los meses donde se necesitó importar más energía al país y también coinciden con la época seca a nivel nacional. En los meses restantes, el saldo resultante fue de exportación de energía no requerida en el país, con una mayor exportación durante los meses de julio y agosto.

Gráfico 12
Exportación e importación de energía. 2016



Fuente: Centro Nacional de Control de Energía, 2017.

Durante el año 2016, el ICE oficializó el Plan Estratégico para la Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables no Convencionales (PFRNC) 2016-2035, el cual tiene como objetivo impulsar las fuentes emergentes de energía para generación eléctrica del país. Este instrumento de planificación incluye tanto esfuerzos en materia de investigación sobre FRNC como acciones concretas orientadas a hacer un aporte efectivo de energía al sistema eléctrico nacional. La necesidad de contar con este plan radica en el hecho de que existen criterios de factibilidad que señalan que la participación y penetración de estas fuentes en la matriz energética, cada vez es más viable y además aportan externalidades en materia ambiental, ya que tienen la particularidad de producir bajas emisiones de gases efecto invernadero (GEI).

El Plan parte del hecho de que el desarrollo de las fuentes renovables presentan una serie de restricciones entre las que se puede mencionar: la existencia de áreas silvestres protegidas y territorios indígenas con restricciones al desarrollo del potencial hidroeléctrico, una parte del potencial geotérmico se encuentra en los Parques Nacionales, la mayoría de las fuentes renovables son de carácter variable en cuyo caso se requiere la instalación de sistemas de soporte para estos proyectos así como la necesidad de establecer un sistema de incentivos para propiciar su uso.

En el país, la energía solar es la fuente que presenta el mayor potencial técnico, con 576.747 MW, con un potencial de proyectos identificados de 126 MW y una capacidad instalada de 12,6 MW. De acuerdo con investigaciones realizadas por el ICE, un 23,5% del territorio nacional presenta condiciones apropiadas para desarrollos fotovoltaicos mayores de 5 MW, los mejores sitios se ubican en Bagaces, Cóbano y la zona alrededor del paralelo 10°, entre el Valle Central y Puntarenas, particularmente Orotina-Caldera-Tárcoles. Para avanzar en el desarrollo de esta fuente, resulta prioritario el mejoramiento de la red de medición de la radiación global horizontal así como la realización de mejores estudios para determinar como esta fuente de generación variable puede afectar el funcionamiento del sistema eléctrico nacional. Adicionalmente, el costo puede llegar a ser un factor limitante en términos de agregar capacidad instalada a la red.

En segundo lugar se encuentra la energía hidroeléctrica, con un potencial técnico de 7.871 MW. Para esta fuente, se ha instalado un 22,4% del potencial técnico y un 31% del potencial identificado. Le sigue en importancia la energía eólica terrestre, con un potencial técnico de 2.400 MW (ICE, 2016). En cuanto al desarrollo de energía eólica, el sector privado tiene una importante participación, sin embargo el ICE posee la Planta Eólica Tejona, con una capacidad instalada de 20 MW y el resto de la energía disponible es generada por empresas privadas. Para avanzar en esta línea, el Plan identifica los siguientes retos:

- a) Desarrollar un procedimiento estandarizado para evaluación de proyectos eólicos en fases de pre-inversión e inversión.
- b) Aumentar la capacidad de regulación del sistema eléctrico nacional para absorber los nuevos proyectos.

Al respecto, en marzo del 2016 entró en operación el proyecto hidroeléctrico Reventazón por parte del ICE, para el cual, según las políticas del Instituto (y así también aplicadas en todos sus proyectos), se identificaron y valoraron los impactos que originaría el proyecto a nivel medioambiental a través de un Estudio de Impacto Ambiental, de modo que se establecieron a su vez programas de gestión ambiental, así como un plan de seguimiento, control, evaluación y mejora continua. También, como se originarían cambios sobre las comunidades, desde el inicio se estableció un proceso de relación con las distintas organizaciones comunales, de manera que se brindara información técnica clara, así como abrir mesas de diálogo para propiciar la consulta y discusión de las medidas ambientales propuestas (ICE, 2016).

El Modelo de Gestión Ambiental del ICE está basado en los principios de la norma ISO 14001:2004 y en el Ciclo de Deming o metodología de mejora continua de planificar, hacer, verificar y actuar (PHVA).

La Política Ambiental del Negocio Electricidad se aprobó el 10 de marzo del 2016, y la misma fue aplicada y lo seguirá siendo en todos los proyectos por desarrollar desde entonces. Se sustenta en ocho principios: cumplimiento de la normativa ambiental, contribución al desarrollo sostenible, mejora continua de la gestión ambiental, manejo sostenible de los recursos naturales, protección y recuperación del ambiente, reconocimiento y respeto de la diversidad étnica, educación ambiental y uso racional de la electricidad, y atención a las partes interesadas (ICE, 2016).

En el caso del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, se llevó a cabo una serie de acciones ambientales y sociales, a continuación se mencionan algunas:

- ✓ Planificación e implementación de corredores biológicos para paso de jaguares y otras especies.
- ✓ Rescate de más de 11.000 plantas, sobre todo más de 5.000 orquídeas del área; y de más de 284.000 especímenes de fauna, divididos en 269 especies.
- ✓ Reforestación de unas 804 hectáreas de bosque para mantener la conectividad estructural y funcional de los corredores biológicos.

- ✓ Producción de más de 1.8 millones de árboles de diferentes especies nativas en viveros del ICE.
- ✓ Se recibió en el Proyecto más de 250 estudiantes durante 12 giras educativas de centros de primaria y secundaria de las comunidades del área de influencia directa.
- ✓ Se realizaron 124 giras y visitas guiadas para 12 comunidades cercanas al Proyecto, con la participación de más de 2.000 personas.

También, como parte del plan de gestión social del proyecto, se ejecutaron más de 40 obras comunales y se generó más de 4.100 empleos durante la fase constructiva. Se construyeron acueductos comunales, EBAIS, centros educativos y otras importantes obras para el progreso de la comunidad. De igual forma, para muchos otros proyectos implementados por el Instituto en generación, distribución y transmisión durante los últimos 2 años se han desarrollado muchas acciones importantes para el país, anexas a los mismos, gracias al compromiso de la institución con el desarrollo íntegro de los proyectos propuestos para progreso del país. Inclusive se ha trabajado mucho en programas de gestión ambiental institucional, generando ahorros y políticas verdes para la compañía que producen ahorros de recursos y más consciencia ambiental sobre sus empleados y sobre toda la población impactada por una institución de la magnitud del ICE.

Por otra parte, la Universidad de Costa Rica trabajó en el diseño de una propuesta para una base de indicadores de eficiencia operativa para la generación y distribución de la energía eléctrica en Costa Rica para la Dirección Sectorial de Energía del MINAE (Lara, Quirós-Tortós, & Valverde, 2016), buscando determinar los posibles indicadores requeridos para monitorear la eficiencia operativa para la generación y distribución de electricidad en el país, identificando la posición de diferentes organizaciones nacionales involucradas en el tema, y elaborando una propuesta para la base de indicadores de eficiencia operativa. Entonces, bajo el amparo de este estudio se clasificó los indicadores de acuerdo con siete áreas por monitorear (Lara, Quirós-Tortós, & Valverde, 2016):

- ✓ Línea base, para establecer las condiciones operativas de las empresas, y así poder comparar sensatamente el entorno donde se brindan los servicios.
- ✓ Disponibilidad y calidad del servicio, tienen que ver con confiabilidad y capacidad de suplir la demanda, así como la continuidad del servicio.
- ✓ Eficiencia técnica, reflejan la eficiencia de la operación del sistema.
- ✓ Financieros, es una categoría poco estandarizada, muy dependiente del modelo regulatorio y de la forma en que se maneja el sistema.
- ✓ Ejecución de proyectos, esto permite evitar el control ex-post al excederse en tiempos y costos de inversión.
- ✓ Relacionados con el personal, se utiliza para comparar el desempeño de las empresas, puesto que el personal es parte de los costos fijos de los proyectos.
- ✓ Costos operativos, corresponden a gastos no relacionados con el personal, compras de energía o combustible para la generación.

Además, se hizo un análisis exhaustivo en la regulación de otros países desarrollados y en vías de desarrollo, los primeros elegidos por su amplio recorrido en temas de

regulación y eficiencia operativa en el sector eléctrico, y los segundos por sus realidades más similares a la costarricense.

También, se revisaron los indicadores establecidos por la ARESEP en Costa Rica para regular y supervisar la calidad y continuidad del servicio, así como para evaluar la disponibilidad de unidades de generación, presentes en tres reglamentos actualizados en el año 2015 (Lara, Quirós-Tortós, & Valverde, 2016):

- ✓ Norma de Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional. Establece condiciones técnicas bajo las cuales se planeará, desarrollará y operará el Sistema Eléctrico Nacional de Costa Rica en las actividades de generación, transmisión y distribución, en favor de la satisfacción de la demanda nacional, bajo los criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad del suministro eléctrico.
- ✓ Norma de Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión. Su objetivo es definir y describir las condiciones técnicas, comerciales y contractuales, y de desempeño que rigen para la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.
- ✓ Norma de Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión. Se establece indicadores de continuidad de las redes eléctricas de distribución y se basan primordialmente en el estándar IEEE-1366-2012.

Finalmente, se propuso una serie de indicadores de eficiencia operativa aplicables para el país, los cuales han sido consultados con las principales organizaciones nacionales involucradas en el sector, la ARESEP y la Contraloría General de la República. Cada uno de ellos incluye su descripción, metodología de cálculo, requerimientos de información, un breve análisis de las fuentes de información y una breve descripción de la interpretación del indicador. Todos estos indicadores se deben reportar en el primer trimestre de cada año, con los resultados del año anterior.

El uso de indicadores de eficiencia facilita el rol regulatorio permitiendo un mejor escrutinio de la operación de las empresas afiliadas al sector energético (Lara, Quirós-Tortós, & Valverde, 2016). Al respecto, y para su definición, se debe basar en los siguientes principios:

- ✓ Ligamen a las políticas públicas nacionales
- ✓ Definición clara
- ✓ Deben poder ser cuantificados con la información disponible
- ✓ Suficientemente objetivos
- ✓ Fáciles de interpretar
- ✓ Fáciles de verificar

Al concluir, quedaron definidos los indicadores de eficiencia operativa para generación y distribución de electricidad, para lo cual se revisó prácticas internacionales relacionadas y se tomó en cuenta las observaciones de las principales instituciones ligadas al sector. De este modo, se determinó siete áreas principales para el control de la eficiencia operativa, del desempeño técnico de la red y las plantas generadoras.

Durante el 2017, la Cámara de Industrias de Costa Rica celebró el VIII Congreso Nacional de Energía, con participación de diversas entidades públicas y privadas, y de modo que se escucharan las inquietudes y proposiciones de los sectores respecto a la situación de la energía eléctrica en el país.

Se trató temas como la creación del marco normativo para regular la generación eléctrica con fuentes renovables y el fortalecimiento de las políticas públicas para invertir en el uso de energías limpias para autoconsumo en los sectores público y privado, propuesta de mucho interés de parte de los empleadores desde hace años, así como la de generación distribuida mediante energía solar, expuesto por Pierre Lambot, de la Asociación Costarricense de Energía Solar (Lambot, 2017).

Otro tema mencionado en dicho foro es el plan de expansión energética del país, impulsado mayoritariamente por el ICE, y con algunas proposiciones alternativas de generación, como la exploración y explotación de gas natural. El elemento central de la estrategia de desarrollo a largo plazo del sector eléctrico, según el ICE, consiste en el proyecto de generación Diquís y la crítica central del sector privado fue que las tarifas suben porque se paga por proyectos hasta el doble de su costo estimado al inicio, y que en Costa Rica se tiene una capacidad de sobra para abastecer la energía del país; y que si la misma fuera aprovechada en su totalidad, los excedentes podrían venderse en la zona y estos dos efectos combinados, más una gestión más adecuada de los recursos en la construcción de los proyectos, haría que las tarifas bajen.

Ante esta posición del sector industrial, el Instituto Costarricense de Electricidad ha manifestado que la exploración y explotación de gas natural en el país se encuentra fuera de sus competencias y en contraposición se ha planteado la posibilidad de la importación de este recurso. Adicionalmente, el ICE ya vende los excedentes de energía eléctrica que pueden ser colocados en el mercado centroamericano, dadas las deficiencias existentes en las líneas de transmisión en la región resulta inviable el incremento de las mismas.

Tal como se puede desprender del análisis de la matriz energética de Costa Rica, a pesar de los esfuerzos realizados por el ICE en la incorporación de fuentes renovables en la producción de energía eléctrica, se presenta un alta dependencia de hidrocarburos sobre todo en el sector transporte. Ante este desafío, el ICE publicó en noviembre de 2016, un estudio sobre el transporte electro vehicular y su incidencia en los escenarios de demanda eléctrica futura de Costa Rica. Como empresa distribuidora, el ICE estaría interesado en el negocio de venta de la energía producto de la demanda de autos eléctricos. Una flotilla de tan solo 100.000 vehículos eléctricos cargando sus baterías diariamente con un consumo de 12 kWh/100km y suponiendo un recorrido diario de 30 km, representaría ventas de energía por \$36.000 diarios, equivalentes a unos 13 millones de dólares anuales (ICE, 2016b)

De acuerdo con las conclusiones del estudio, antes del 2030, el incremento de demanda eléctrica por concepto de vehículos eléctricos resulta ser poco significativo. Los valores obtenidos para el largo plazo, deben ser vistos como un llamado de atención para el ICE, de modo que, en el momento oportuno, se vayan tomando

algunas previsiones y consideraciones en la planificación de mediano y largo plazo, que permitan satisfacer los eventuales requerimientos electro-vehiculares futuros. Las proyecciones de demanda eléctrica por electro-movilidad señalan, necesidades de hasta 5,65 TWh (5 650 GWh) en el 2040 y de más de 25 TWh (25 000 GWh) para el 2080.

Los incrementos de demanda energética que reflejan los resultados obtenidos en el estudio, evidencian que aunque se estabilizarán los índices de motorización (personas/vehículo) alrededor del año 2030, los niveles de demanda energética proyectada para el 2040 y 2080, resultan significativas.

VII Plan Nacional de Energía 2015-2030

El VII Plan Nacional de Energía fue oficializado y puesto en ejecución en septiembre del 2015, y desde entonces se han concretado avances relevantes, buscando dar el salto cualitativo hacia un sistema predominantemente caracterizado por un bajo nivel de emisiones a nivel nacional, con un desarrollo de procesos de generación y uso de energía capaz de sostener la competitividad de las industrias nacionales y de contribuir a mejorar la calidad de vida de la población, en miras de la carbono neutralidad por la que apuesta el país para el año 2021 (Ministerio de Ambiente y Energía y Gobierno de la República, 2016).

El VII Plan Nacional de Energía cuenta con siete ejes temáticos con 175 metas de corto plazo, según la lista siguiente: en senda de la eficiencia energética (52 metas), en procura de una generación distribuida óptima (8), en ruta de la sostenibilidad de la matriz eléctrica (32), en torno a la sostenibilidad del desarrollo eléctrico (11), hacia una flota vehicular más amigable con el ambiente (27), con miras a un transporte público sostenible (10), en ruta hacia combustibles más limpios (35). Estas metas se evalúan en los seis estados siguientes, según su avance: finalizada, avance satisfactorio, necesidad de mejorar, atraso crítico, programada no iniciada y pendiente.

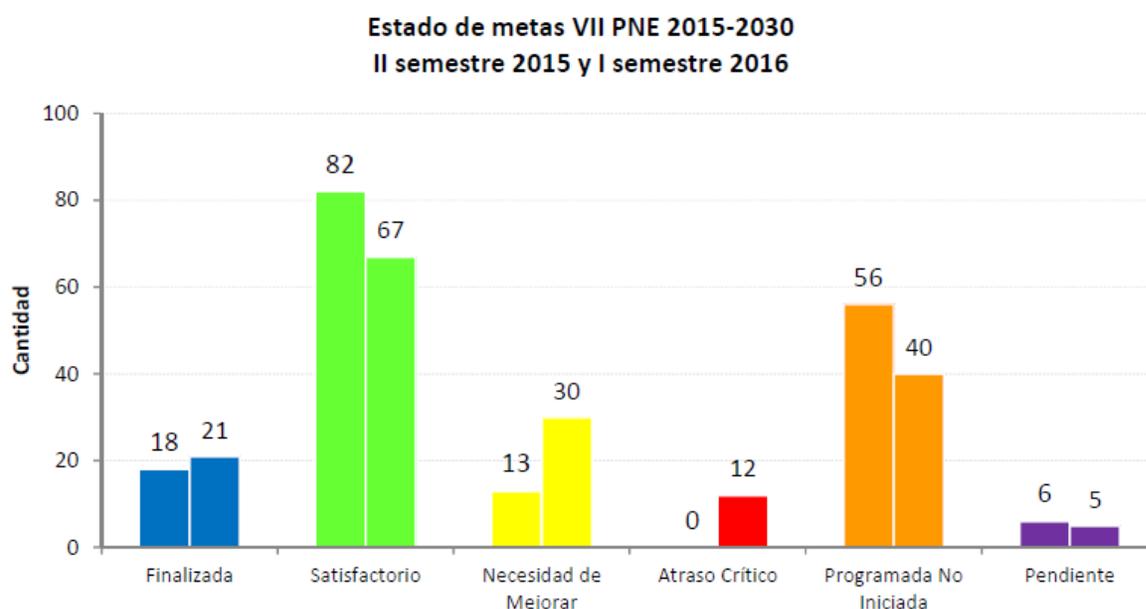
De este modo, para el I semestre del 2016 se tuvo 21 metas finalizadas, 67 de avance satisfactorio, 30 en necesidad de mejorar, 12 en atraso crítico, 40 en programada no iniciada y 5 en pendiente. Sin embargo, si se compara estos datos con los del II semestre del 2015, donde ya se tenían 18 metas finalizadas, 82 en avance satisfactorio, 13 en necesidad de mejorar, 0 en atraso crítico, 56 en programada no iniciada y 6 en pendiente se puede ver que el avance durante el I semestre del 2016 no fue significativo, y esto se puede verificar en el gráfico 13.

Esto quiere decir que durante seis meses de trabajo únicamente se consiguió finalizar 3 metas y comenzar 1 que se encontraba pendiente. Además, se pasó de 0 a 12 metas en avance crítico, es decir, que se retrasó el avance en algunas que llevaban avance satisfactorio o en necesidad por mejorar, o algunas que se iniciaron avanzaron muy lento e igual quedaron en condición crítica; inclusive en el I semestre del 2015 se contaba con 82 metas en avance satisfactorio y en el I semestre del 2016 solamente se contó 67: es decir, que si se descuentan las 3 metas que se finalizaron durante el I

semestre del 2016, quiere decir que hubo 12 metas que retrasaron su avance hasta caer en la condición de necesidad de mejorar, o inclusive hasta la condición de atraso crítico. Es rescatable que se iniciaron 16 metas que se encontraban en la posición de programada no iniciada, aunque se atascaron en alguna zona de avance crítico o de necesidad de mejorar. Las metas en estado crítico y en necesidad de mejorar aumentaron considerablemente, pasando las primeras de 0 a 12 y estas últimas de 13 a 30 en solamente 6 meses, lo que refuerza la necesidad que las metas avancen progresivamente desde el momento en que se inician hasta que se finalicen.

Gráfico 13

Comparación del estado de las metas entre el II semestre del 2015 y el I semestre de 2016



Fuente: Ministerio de Ambiente y Energía y Gobierno de la República, 2016.

El cuadro 1 resume el análisis del estado de las metas por ejes temáticos. Se utilizó la simbología siguiente para mayor conveniencia con la discusión de los ejes: (A): En senda de la eficiencia energética. (B): En procura de una generación distribuida óptima. (C): En ruta de la sostenibilidad de la matriz energética. (D): En torno a la sostenibilidad del desarrollo eléctrico. (E): Hacia una flota vehicular más amigable con el ambiente. (F): Con miras a un transporte público sostenible. (G): En ruta hacia combustibles más limpios.

Cuadro 1

Estado de las metas de cada uno de los ejes temáticos del VII Plan Nacional de Energía

Eje temático	A	B	C	D	E	F	G	Total
Finalizada	2	5	5	0	3	0	6	21
Avance satisfactorio	14	1	13	4	10	6	19	67
Necesidad de mejorar	11	2	6	3	3	0	5	30
Atraso crítico	2	0	4	0	6	0	0	12

Programada no iniciada	23	0	4	4	5	0	4	40
Pendiente	0	0	0	0	0	4	1	5
Total	52	8	32	11	27	10	35	175

Como se observa, al I semestre del 2016 el eje con más metas programadas pero no iniciadas fue el A con 23 de las 52 que engloba (44 %), además, los ejes D y F no habían finalizado ninguna meta, mientras que los ejes F y G aún tuvieron metas pendientes por programar. Los ejes A, C, E y G contaron más de 10 metas con un avance satisfactorio cada uno, por lo que se debe aumentar los esfuerzos por finalizar estas metas que tienen un avance alto, sin descuidar las otras que tienen un avance menor o ni siquiera han sido iniciadas o programadas.

Las metas con atrasos críticos y aún no programadas en su mayoría dependen de financiamiento y cooperación de entidades internacionales o de los Ministerios de Hacienda y de Obras Públicas y Transportes, en el caso de las primeras han rechazado las primeras propuestas por distintos motivos, y ahora se está analizando alternativas para asegurar el cumplimiento del objetivo; y respecto los ministerios no se ha garantizado la cooperación con la información que es necesaria para la progresión del proceso.

El Observatorio del Desarrollo de la Universidad de Costa Rica desarrolló para el MINAE una propuesta de mecanismos para la medición de impactos en el ahorro y la eficiencia energética asociados a los objetivos, acciones y metas del VII Plan Nacional de Energía, según lo solicitó el mismo plan en uno de sus objetivos específicos.

La elaboración de indicadores incluyó 9 actividades (Observatorio del Desarrollo, 2016):

- 1) Selección de objetivos, metas y acciones a monitorear
- 2) Definición de indicadores
- 3) Aprobación de la propuesta de indicadores
- 4) Construcción de las hojas metodológicas de los indicadores
- 5) Identificación de las fuentes de información
- 6) Análisis de la información nacional e internacional disponible
- 7) Determinación de los faltantes de información y las mejoras necesarias
- 8) Identificación de los instrumentos necesarios
- 9) Identificación de las instituciones y/o actores con los que se requieren convenios

Los tipos de indicadores a utilizar fueron definidos como los siguientes:

- ✓ Indicadores de proceso: Se concentran en verificar el avance en la consecución de las metas.
- ✓ Indicadores de resultado: Reportan el cumplimiento o no de las metas definidas para el plan.
- ✓ Indicadores de impacto: Se diseñan para dar seguimiento a los cambios en el entorno atribuibles a la ejecución del plan.

De esta manera, se elaboraron y aprobaron 26 indicadores de impacto para las acciones del primer eje del plan, que es relacionado con la eficiencia energética. Estos indicadores fueron generados como derivados de tres indicadores generales del plan, que fueron el consumo de electricidad por institución en el sector público por valor

agregado o por empleado, el consumo de electricidad en el sector residencial por persona u hogar, y el consumo de electricidad por unidad de valor agregado en los sectores industrial, comercial y de servicios (Observatorio del Desarrollo, 2016).

Consecuentemente, se desarrolló una hoja metodológica para cada uno de los indicadores propuestos, de modo que se tenga el material necesario para hacer la evaluación. Cada hoja metodológica fue construida con base en la estructura propuesta por el Sistema Estadístico Nacional que es impulsado por el Instituto de Estadística y Censos. También, para cada indicador, se elaboró una ficha que resume los siguientes aspectos: fuente más apropiada de información, persona responsable de la evaluación del indicador, periodos de información disponible que se tomará en consideración, faltantes de información, limitaciones y mejoras necesarias para el análisis y la obtención del indicador, tipo de fuente documental necesaria, instrumentos de recolección de la información y la necesidad de convenios con instituciones de modo que sea posible evaluar el indicador (Observatorio del Desarrollo, 2016).

Calidad del Aire y Cambio Climático

Según datos del Inventario de Emisiones de Gases Efecto Invernadero del año 2012, el sector energía es responsable de la generación de 6.773,6 Gg de dióxido de carbono al año, donde un 68,70% de las mismas se asocia al impacto del sector transporte mientras que tan sólo un 8,25% es responsabilidad de los procesos de producción de energía. La participación del sector transporte en la generación de emisiones se refuerza por indicadores que señalan como la relación entre el número de habitantes del país con respecto a la cantidad de vehículos paso de 15,25 en 1980 a 4,18 en 2015, acercándose cada vez a los valores de naciones industrializadas como Estados Unidos, Alemania o Japón donde los valores oscilan entre 1,3 a 2 personas por vehículo (ICE, 2016).

Durante el año 2016, el consumo total de energía destinada al sector transporte representó un total de 87.538 TJ, siendo la actividad de mayor consumo de combustible el transporte privado con un 50,20% (incluye vehículos, microbús familiar y motos), que se abastece en su mayoría de gasolina. El transporte de carga ocupa el segundo lugar en consumo, con un 36,55% y se abastece casi en su totalidad de diesel. El transporte público utiliza el 10,13% del consumo energético (incluye buses, microbuses y taxis) (MINAE, 2016).

La Dirección de Cambio Climático del Ministerio de Ambiente y Energía trabajó en conjunto con consultores del Banco Mundial en el análisis de opciones para mitigar y remover los gases de efecto invernadero en Costa Rica. Al respecto, se hizo una estimación de las emisiones de GEI generadas en el año 2015 (12,7 millones de toneladas) y una predicción de 29,6 millones en el 2050, lo que indica una tasa de crecimiento anual cercana al 2,4%. Para el simbólico 2021, que es cuando Costa Rica planteó su meta de carbono neutralidad, las emisiones se estiman en unas 14,5 millones de toneladas, 14% por encima de los niveles del 2015 (Sancho, Rivera, & Obando, 2015).

Siguiendo con esta proyección, el sector de los hidrocarburos sigue mostrando la mayor proporción de emisiones durante todo el periodo, representando un 54% en el 2015 y un 50% en el 2050. En el sector transporte se prevé una disminución en el uso del diésel y gasolina por tipo de vehículo, gracias a los avances tecnológicos para generar más rendimiento con menos combustible, pero aun así se previó muy similar por el alto crecimiento que se seguirá dando en la flota vehicular del país (Sancho, Rivera, & Obando, 2015).

Los escenarios en el sector eléctrico se elaboraron en un escenario de referencia de la ruta de expansión eléctrica renovable, como ha sido históricamente el desarrollo de proyectos en el país. La política ambiental en la expansión eléctrica evita el impulso de un parque con alto contenido de uso de derivados del petróleo o carbón mineral, los cuales hubiesen sido fuentes de costo-beneficio más factibles para el país (Sancho, Rivera, & Obando, 2015).

En el sector energía las emisiones de GEI provienen de la industria de la energía (9 %), la industria manufacturera y de construcción (16 %), el transporte (67 %), y otros sectores (7 %), para un total de 7 081,2 Gg. El 37 % de las emisiones de la industria manufacturera y de construcción provienen de la industria de alimentos. El 41 % de las emisiones del sector transporte provienen de autos privados, sumado a un 16 % de motocicletas, lo que indica que hay mucho que hacer aun en cuanto a transporte público, que apenas representa un 14 % de las emisiones y un 2 % de la flota vehicular.

Las medidas de mitigación propuestas se ordenaron según sus barreras políticas, tecnológicas, financieras, económicas e institucionales para determinar su implementación por parte del país sin requerir de condiciones de apoyo más allá de las que se obtienen generalmente de la comunidad internacional. Las condiciones de estas medidas se detallan a continuación:

- ✓ Las medidas A se refieren a aquellas que el país puede impulsar sin requerir apoyo internacional más allá del esfuerzo que se viene obteniendo en las condiciones vigentes. Permitirían al país una disminución del 20% de las emisiones del 2030. Estas medidas permiten que Costa Rica alcance la C-neutralidad en el 2021, pero ya para el 2030 se necesitaría implementar medidas B y C para mantenerla. Si bien estas medidas tendrían un costo-beneficio muy alto para el país, conllevan la necesidad para el país de una inversión cercana a los USD 3 mil millones, lo que no deja de ser una inversión muy alta aunque permitan beneficios muy marcados.
- ✓ Las medidas B enfrentan barreras mayores a las A, pero con ayuda internacional en términos de los que se tiene en la cooperación internacional vigente, es posible que el país pueda llevarlas a cabo si se encuentran acuerdos previos de ayuda internacional.
- ✓ Las medidas C tienen condiciones de implementación con mayores dificultades y deben ser apoyadas por la comunidad internacional con un convencimiento internacional que Costa Rica puede convertirse en un país piloto para experimentar cambios fundamentales en sus patrones de producción u consumo.

Con el impulso de las medidas B y C se podría disminuir un 55% las emisiones del 2030 respecto a su línea base, e incluso posicionarían a Costa Rica un 25% por debajo de la meta de C-neutralidad, que permitirían mantenerla inclusive hasta el año 2045, donde ya se necesitaría de decisiones adicionales para prorrogarla en el tiempo. El problema con estas medidas es que necesitan de una gran disponibilidad de apoyo internacional, condicionadas a programas de investigación y desarrollo, transferencia de tecnología, creación de capacidades y ayuda financiera. Las inversiones asociadas a la implementación de estas medidas rondan los USD 14 mil millones.

Algunas mediciones realizadas en el país en el año 2016 de PM₁₀ (material particulado con diámetro menor a 10 µm) en Costa Rica en sitios comerciales, industriales y residenciales ubicados en el Gran Área Metropolitana (GAM) de Costa Rica, arrojaron que en las áreas industriales y comerciales de alto flujo vehicular se presentan concentraciones significativamente superiores de PM₁₀ (49 – 31 µg/m³) a las registradas en zonas residenciales y comerciales de bajo flujo vehicular (23-26 µg/m³) (Herrera, Rojas, Beita & Solórzano, 2016).

Además, también se hizo mediciones de dióxido de nitrógeno en los cantones de San José y Belén, resultando que al menos 13 sitios en San José y 5 en Belén presentaron valores mayores que 40 µg/m³, que corresponde al valor anual recomendado por la Organización Mundial de la Salud para este gas, y tratándose de lugares con alto flujo vehicular los sitios con concentraciones mayores, con excedentes de hasta un 55% del límite (Herrera, Rojas, Beita, Anchía & Solórzano, 2016).

Un estudio de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe de la Unidad de Cambio Climático (Alpizar, Piaggio & Pacay, 2016) sobre la variante económica en la reducción de la contaminación del aire en la salud de la GAM costarricense, concluyó que casi la totalidad de los distritos del área urbana de San José cumple con los estándares de calidad del aire establecidos por el Ministerio de Salud de Costa Rica y por la Unión Europea (50 µg/m³ y 40 µg/m³ de PM₁₀ anual, respectivamente), pero no con los de la OMS (20 µg/m³ de PM₁₀ anual). Debido a esto, un plan de mejora de calidad del aire en la GAM para que cumpla con la normativa de la OMS evitaría un total de 229 muertes anuales, el 3,5% del total para los mayores de 30 años. Además, esto representa en promedio una mejora en el bienestar equivalente de USD 185,5 millones, anualmente, en promedio.

También, se podría evitar hasta 563 casos de bronquitis crónica en adultos al año, lo que representa un 8,5% del total anual de casos, y un beneficio económico promedio anual de USD 17,3 millones. Inclusive, se evitarían 4.508 crisis asmáticas en adultos por año y 2571 en niños, un 3,3% y 3,5%, respectivamente del total anual y con un beneficio económico promedio anual conjunto de USD 55 mil.

El 9 de agosto del 2016 se firmó el Decreto Ejecutivo 39951 llamado Reglamento de Calidad del Aire para Contaminantes Criterio. El mismo tiene por objeto establecer la organización y funcionamiento de la Red Nacional de Monitoreo de la Calidad del Aire; así como los valores máximos de concentración de contaminantes criterio existentes en el aire, buscando asegurar el derecho de los habitantes del país de gozar una calidad

del aire que garantice la protección de la salud y el bienestar humano (Decreto n. °39951, 2016).

En ella, se define que la aplicación del Reglamento le corresponderá a la Dirección de Protección al Ambiente Humano del Ministerio de Salud, y se ordena crear la Comisión de la Calidad del Aire, integrada por personal de instituciones competentes e importantes en materia de mediciones y de aseguramiento de la calidad del aire a la población. También se definen las concentraciones máximas para contaminantes, así como los mecanismos para determinar el cumplimiento de las mediciones en cualquier sitio.

Además, se presenta el método para la demostración de equivalencia de otros mecanismos de medición distintos a los de referencia, así como el diseño de sistemas de monitoreo de calidad del aire para la Red Nacional de Monitoreo del Aire y los requisitos para su ubicación.

Se define también el Índice Costarricense de Calidad del Aire (ICCA), la manera de calcularlo, los rangos y valores nominales por categoría por contaminante, así como el modo de reportarlo a la población. Dependiendo de los valores del ICCA se podría necesitar tomar algunas acciones preventivas, también definidas en el Reglamento para cada uno de los rangos y contaminantes.

La publicación de este Reglamento fue un paso muy importante en la normativa nacional en materia de calidad de aire, debido a que el mismo no se actualizaba desde el año 2002. La nueva modificación ahora define límites primarios, referentes a la salud poblacional, así como límites secundarios, que tienen que ver con la protección medioambiental.

También, fue definida respecto las condiciones estudiadas del país en los últimos 12 años, debido a que los límites fueron definidos a partir de la evaluación de las mediciones de calidad de aire generadas desde el 2004 en Costa Rica.

Referencias bibliográficas

- Alpizar, F., Piaggio, M. & Pacay, E. (2016). Valoración Económica de la Reducción de la Contaminación del aire en la salud. El caso del Gran Área Metropolitana de Costa Rica. División de Desarrollo Sostenible y Asentamientos Humanos, Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- Bolinaga, M. (6 de Abril de 2017). Gas natural para Costa Rica: una realidad. Recuperado el 2 de Mayo de 2017, de <http://www.cicr.com/wp-content/uploads/2017/04/C12-Miguel-Bolinaga-AES.pdf>
- Capón, S. (6 de Abril de 2017). Situación del sector eléctrico costarricense del 2017 al 2025. Recuperado el 2 de Mayo de 2017, de <http://www.cicr.com/wp-content/uploads/2017/04/MR1-Sergio-Capon-CICR.pdf>
- Centro Nacional de Control de Energía. (2017). Informe Anual 2016 de Generación y Demanda. Instituto Costarricense de Electricidad, San José. Recuperado el 12 de Mayo de 2017
- Costa Rica. Decreto n.º 39951, La Gaceta n.º 239 (1 noviembre de 2016).
- Dirección Sectorial de Energía [DSE]. (2017). Balance Energético Nacional de Costa Rica, periodo 2005-2016. San José. Recuperado el 12 de Mayo de 2017
- Guerrero, M. (6 de Abril de 2017). Ley de Autogeneración Eléctrica con Fuentes Renovables, Expediente 20 194. Recuperado el 2 de Mayo de 2017, de <http://www.cicr.com/wp-content/uploads/2017/04/C11-Marcela-Guerrero-DIPUTADA.pdf>
- Heller, C. (6 de Abril de 2017). Sistemas híbridos para aumentar la generación de energía renovable y bajar costos. Recuperado el 2 de Mayo de 2017, de <http://www.cicr.com/wp-content/uploads/2017/04/C11-Cassandra-Heller-Wartsila.pdf>
- Herrera, J., Rojas, J., Beita, V. Anchía, D. & Solórzano, D. (2016). Promedio anual de Dióxido de Nitrógeno en los cantones de San José y Belén. Observatorio Ambiental, Universidad Nacional.
- Herrera, J., Rojas, J., Beita, V. & Solórzano, D. (2016). Promedio anual de partículas PM₁₀ en el Área Metropolitana de Costa Rica. Observatorio Ambiental, Universidad Nacional.
- Instituto Costarricense de Electricidad [ICE] (2016). Informe Ambiental – Negocio Electricidad. I Semestre 2016.

- Instituto Costarricense de Electricidad [ICE] (2016). Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes de energía renovables no convencionales 2016-2035. Gerencia de Electricidad.
- Instituto Costarricense de Electricidad [ICE] (2016). El transporte electro-vehicular en Costa Rica y su incidencia en los escenarios de demanda eléctrica futura. Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico.
- Lambot, P. (6 de Abril de 2017). ¿Cómo generar energía y reducir la factura eléctrica por medio de la Generación Distribuida para autoconsumo? Recuperado el 2 de Mayo de 2017, de <http://www.cicr.com/wp-content/uploads/2017/04/C11-Pierre-Lambot-y-Karen-Tat-ACESOLAR.pdf>
- Lara, J. D., Quirós-Tortós, J., & Valverde, G. (2016). Diseño de una propuesta para una base de indicadores de eficiencia operativa para la generación y distribución de energía eléctrica en Costa Rica. Universidad de Costa Rica, San José. Recuperado el 27 de Abril de 2017
- Ministerio de Ambiente y Energía y Gobierno de la República. (2016). VII Plan Nacional de Energía 2015-2030: Informe de avance, I semestre 2016. San José.
- Obregón, C. (6 de Abril de 2017). Situación del sector eléctrico costarricense: marzo 2017. Recuperado el 2 de Mayo de 2017, de <http://www.cicr.com/wp-content/uploads/2017/04/MR1-Carlos-Obregon-ICE.pdf>
- Observatorio del Desarrollo. (2016). Informe final de la Consultoría sobre la definición de mecanismos para la medición de impactos en el ahorro y la eficiencia energética asociados al VII Plan Nacional de Energía. San José: Universidad de Costa Rica.
- National Geographic. (2016) ¿Qué es el calentamiento global? Recuperado el 7 de Mayo de 2017, de <http://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/que-es-el-calentamiento-global>
- Pasquevich, D. (2017). La creciente demanda mundial de energía frente a los riesgos ambientales. Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias.
- Sancho, F., Rivera, L., & Obando, G. (2015). Opciones de Mitigación y Remoción de Gases de Efecto Invernadero en Costa Rica: Resultados del Análisis Sectorial y Costos de Abatimiento. Banco Mundial, San José. Recuperado el 4 de Mayo de 2017