

AÑO
2016



INFORME ANUAL DE ACTUACIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO



INFORME ANUAL
ACTUACIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO

AÑO 2016

DIRECCIÓN EJECUTIVA

Lic. Juan Rodríguez Nina, Director Ejecutivo

EQUIPO DE COORDINACIÓN TÉCNICA

Francisco Cruz, Director de Planificación y Desarrollo

Andrés de Peña, Coordinador de Estadísticas, Dirección de Planificación y Desarrollo

Flady Cordero, Analista de Planificación II, Dirección de Planificación y Desarrollo

Ángela González, Ex Analista de Planificación I, Dirección de Planificación y Desarrollo

EQUIPO DIRECTIVO

Hipólito Núñez, Asesor de la Dirección Ejecutiva

Larisa Jiménez, Directora Administrativa

Joan Genao, Ex Director de Electricidad

Francisco Mariano, Director de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía

Boris Blanco, Consultor Jurídico

Manuel Capriles, Director de Hidrocarburos

Andi Almánzar, Encargada Departamento de Incentivos Ley 57-07

Danilo Paulino, Coordinador de Relaciones Públicas Departamento de Comunicaciones

EQUIPO DE COLABORACIÓN TÉCNICA

Yderlisa Castillo, Encargada División de Fuente Alternas, Dirección de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía

Francisco Gómez, Encargado División de Biocombustibles, Dirección de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía

APOYO LOGÍSTICO Y ADMINISTRATIVO

Dinorah Valdéz, Encargada de la División de Compras y Contrataciones, Dirección Administrativa

Luz Suárez, Secretaria Ejecutiva, Dirección de Planificación y Desarrollo

Francisco Méndez, Asesor externo

PORTADA

Frenyi Guevara, Diseñador Gráfico/Webmaster, Departamento de Comunicaciones

CONTENIDO

1	Antecedentes	- 5 -
2	Análisis del Plan Energético Nacional	- 7 -
3	Panorama del Sector Energético	- 10 -
3.1	Oferta de Energía	- 10 -
3.2	Demanda de Energía.....	- 13 -
3.3	Relación economía - energía	- 16 -
4	Subsector Eléctrico	- 18 -
4.1	Capacidad Instalada y Generación de Electricidad	- 18 -
4.1.1	Capacidad Instalada y Generación del SENI	- 19 -
4.1.2	Capacidad Instalada y Generación de los Autoprodutores ...	- 26 -
4.1.3	Capacidad Instalada y Generación de los Sistemas Aislados ..	- 29 -
4.2	Transmisión de Electricidad	- 30 -
4.3	Distribución y Comercialización de Electricidad	- 32 -
4.4	Demanda de Electricidad	- 35 -
5	Subsector Hidrocarburos	- 37 -
5.1	Oferta de Hidrocarburos	- 38 -
5.1.1	Importaciones de Hidrocarburos	- 39 -
5.1.2	Refinación de Petróleo	- 43 -
	Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.	- 44 -
5.2	Demanda de Hidrocarburos.....	- 44 -
6	Subsector Energía Renovable	- 46 -
7	Marco Normativo	- 51 -
8	Eventos Relevantes	- 52 -
9	Concesiones	- 55 -
9.1	Concesiones Provisionales	- 55 -
9.2	Concesiones Definitivas	- 55 -
10	Licencias y Autorizaciones emitidas por la Dirección Nuclear - CNE	- 57 -
11	Anexos	- 58 -
11.1	Balance Nacional de Energía Neta.....	59
11.2	Concesiones Provisionales	- 65 -
11.3	Concesiones Definitivas	- 66 -

ESTA PÁGINA SE DEJÓ
INTENCIONALMENTE EN BLANCO

GLOSARIO

- **AVTUR o Combustibles para motores de avión a reacción:** los combustibles que reúnen las propiedades requeridas para usarse en motores de reacción y en motores de aviación de turbina, refinados principalmente del keroseno.
- **Balance de Energía:** es una representación sintética de la totalidad del sistema energético, contabilizando los flujos físicos de la energía en los procesos que van desde su estado en la naturaleza hasta su utilización final. El balance energético es el cuadro habitual de las estadísticas energéticas de un país y es un instrumento para el estudio de la estructura de su sistema energético. Al referirnos al Balance de Energía, solemos nombrarlo como Balance Nacional de Energía Neta (BNEN) o Balance Energía Neta (BEN), en todo caso hacemos referencia a lo mismo.
- **Bagazo de Caña de Azúcar (BZ):** residuo de la actividad agrícola de la industria azucarera.
- **Biodiésel:** Es un combustible compuesto de mezclas de ésteres monoalquílicos de ácidos grasos de cadenas de carbonos medias y largas derivados de aceites vegetales o grasas animales.
- **Carbón de Coque (CQ):** es el producido en los hornos de coque mediante la calcinación de carbones especiales.
- **Carbón Mineral (CM):** es el carbón tal cual sale de la Bocamina.
- **Carbón Vegetal (CV):** consiste del residuo sólido de la leña carbonizada en hornos con falta de aire.
- **Centro de Transformación o Tratamiento:** es la instalación real o ficticia donde la energía primaria o secundaria es sometida a procesos que modifican sus propiedades o su naturaleza original, mediante cambios físicos, químicos y/o bioquímicos.
- **Consumo propio:** es el que incluye los consumos energéticos utilizados en las actividades de extracción, producción, exploración, transformación, transporte, almacenamiento y distribución de las distintas formas de energía. Es el consumo de energía del Sector Energético. No se consideran aquí los consumos de una fuente energética que se transforma en otra fuente energética. (Ej. leña en carbón vegetal, Diésel en electricidad, azúcar en alcohol, etc.).
- **Consumo no energético (NE):** es aquel mediante el cual una fuente energética o potencialmente energética es utilizada como materia prima o como insumo sin que el objetivo del uso, sea generar frío, calor, trabajo o luz. Por ejemplo: los productos petroquímicos básicos (aromáticos, etileno, etc.) obtenidos por transformación de Naftas, Gas Distribuido, etc.; los lubricantes; asfaltos; solventes; aguarrás; etc. Los productos agrícolas (caña, sorgo, mandioca, remolacha) potencialmente energéticos, pero cultivados

con la finalidad de producir alimentos, bebidas o materias primas, no se consideran como fuentes energéticas.

- **Electricidad (EE):** es la producida por todo tipo de centrales térmicas fósiles, nucleares, hidráulicas, eólicas, solares y geotérmicas.
- **Energía Final:** es aquella energía primaria o secundaria, que es utilizada directamente por los sectores socioeconómicos. Es la energía tal cual entra al sector consumo y se diferencia de la anterior por el consumo propio del sector energía. La misma incluye al consumo energético y al consumo no energético.
- **Energía Hidráulica (HE):** es la proveniente de un curso de agua ya sea para generar electricidad en una central o para accionar bombas, molinos, ruedas, etc.
- **Energía Neta:** es aquella energía primaria o secundaria, cuyo destino es el consumo, y a la cual se le han deducido las pérdidas anteriormente mencionadas.
- **Energía Primaria:** es la energía tal cual es provista por la naturaleza. Dicha provisión puede ser hecha en forma directa como sucede con las energías hidráulica, solar; o después de un proceso minero como acontece con los hidrocarburos, el carbón mineral, los minerales fisionables y la geotermia; o mediante la fotosíntesis, como ocurre con la leña, los residuos de biomasa y los cultivos energéticos.
- **Energía Secundaria o Transformada:** es aquella obtenida a partir de una fuente primaria o secundaria, después de sufrir un proceso físico, químico o bioquímico que modifica sus características iniciales, a fin de adaptarla a los requerimientos del consumo.
- **Energía Eólica (EE):** es la energía disponible directamente en forma de corriente de viento, captada y transformada por un comportamiento (aerogenerador).
- **Energía Solar (SO):** es la energía disponible directamente en forma de radiación, o sea la captada y transformada por un equipamiento intermediario (colector, panel fotovoltaico, concentrador).
- **Fuel Oil (FO) - Fuel Oil N° 6:** mezclas de hidrocarburos con una viscosidad de por lo menos 40 centistokios a 20 grados centígrados y un contenido de asfalto de por los menos 1%. Se trata de residuos de petróleo crudo, como el residuo viscoso obtenido de las operaciones de refinación del petróleo crudo una vez que han sido separados la gasolina, el keroseno y a veces destilados más pesados (como el gasóleo o el Diésel oil). Se usa comúnmente en los buques y en las instalaciones industriales de calefacción en gran escala como combustible de hornos o calderas.

- **Gas de Refinería (GR):** es el gas que se produce en las Destilerías de Petróleo y en algunas petroquímicas, y que generalmente está formado por Hidrocarburos 1, 2 y 3 átomos de carbono, más algunos gases inertes (CO₂) y combustibles (SH₂).
- **Gas Licuado (GLP):** es el propano y/o butano que se consume envasado en envases y se inyecta a las redes de algunas localidades de los países.
- **Gas Natural (GN):** incluye tanto el no asociado (es decir el procedente de yacimientos que producen solamente hidrocarburos gaseosos), como el asociado (es decir el que procede de yacimientos que producen hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos) y también el metano extraído por arrastre de vapor en las cabezas de los pozos. Se incluye también el Gas Natural Licuado.
- **Gas Oil - Diésel Oil (GO) - Fuel Oil N° 2:** los gasóleos (con un punto de inflamación en recinto cerrado de por lo menos 55 grados centígrados y que destilan el 90% o más del volumen a 360 grados centígrados), los combustóleos (con un punto de inflamación en recinto cerrado entre 55 y 190 grados centígrados y una penetración de aguja de 400 o más a 25 grados centígrados). Se usa como combustible en los motores Diésel de combustión interna, como combustibles de los quemadores en instalaciones de calefacción tales como hornos. Los datos se refieren a los productos llamados comúnmente combustibles Diésel, Diésel oil (gasóleo), gas oil, solar oil, etc.
- **Gasolina Motor (GS):** son las gasolinas de bajo y de alto octanaje. Son una mezcla de hidrocarburos relativamente volátiles, con la posible adición de pequeñas cantidades de aditivos, que ha sido preparada para formar un combustible apropiado para usarse en los motores de combustión interna de encendido por chispa. Incluyen la gasolina natural. Gasolinas de Aviación (AVGAS): son los cortes de derivados de petróleo utilizados por los aviones con motores ciclo Otto.
- **Kerosene (KE):** comprende mezclas de hidrocarburos con un punto de inflamación superior a 38 grados centígrados, que destilan menos del 90% en volumen a 210 grados centígrados, se trata de un combustible refinado del petróleo crudo, con una volatilidad intermedia entre la de la gasolina para motores y la del gasóleo, libre de gasolinas y de hidrocarburos pesados como el gasóleo y los aceites lubricantes. Se usa para producir iluminación y también como combustible en ciertos tipos de motores de encendido por chispa, como los que se emplean en tractores agrícolas y motores estacionarios. Los datos incluyen los correspondientes a los productos que se conocen comúnmente como petróleo lampante, keroseno de gran volatilidad, keroseno industrial y aceite de alumbrado.
- **Leña (LE):** madera en bruto de los troncos y ramas de los árboles destinadas a ser quemadas para cocinar, calefacción o producción de energía. Las plantaciones pueden ser bosques naturales o implantados.

- **No Energéticos (NE):** son los productos petroquímicos básicos (aeromáticos, etileno, etc.), los lubricantes, asfaltos, solventes, aguarrás, grasas, etc. cuyo uso no genera frío, calor, trabajo o luz.
- **Petróleo Crudo (PE):** comprende el producto líquido obtenido de los pozos de petróleo y consiste predominantemente en hidrocarburos no aromáticos (parafínicos, cíclicos, etc.) siempre que no hayan sido objeto de otros procesos que los de decantación, deshidratación o estabilización (remoción de ciertos hidrocarburos gaseosos disueltos, para facilidad de transporte) o que se hayan añadido solamente hidrocarburos recuperados previamente por medio físicos en el curso de los procesos mencionados. Los datos sobre el petróleo crudo incluyen los condensados en el yacimiento.
- **Otras Primarias (OP):** dentro de las que tenemos a la Energía Eólica (EO): es la energía cinética del viento captada por un equipamiento eólico o un aerogenerador y los Residuos de Biomasa (RB): son los generados en las actividades agrícolas, agroindustriales, forestales y urbanas, juntamente con el estiércol del ganado, siempre que se los pueda utilizar energéticamente. Tales como la Jícara de Coco, Cascara de Arroz y Café.

1 ANTECEDENTES

La Comisión Nacional de Energía (CNE), es un organismo autónomo del Estado Dominicano, con personalidad jurídica de derecho público y patrimonio propio, creada mediante la Ley General de Electricidad (LGE) marcada con el No. 125-01 de fecha 26 de julio del 2001; modificada por la Ley No.186-07 de fecha 06 de agosto del 2007; y el Reglamento para su aplicación dictado mediante Decreto No.555-02 de fecha 19 de julio del 2002; modificado por el Decreto No. 749-02 de fecha 19 de septiembre del 2002; modificado a su vez por el Decreto No. 494-07 de fecha 30 de agosto del 2007; con su domicilio social y asiento principal ubicado en la Avenida Rómulo Betancourt No. 361, Sector Bella Vista, Distrito Nacional.

El acápite J del artículo 14 de la Ley General de Electricidad, Ley No. 125-01, ordena a la Comisión Nacional de Energía a *“Someter anualmente al Poder Ejecutivo, y al Congreso Nacional un informe pormenorizado sobre las actuaciones del sector energético, incluyendo la evaluación del plan de expansión, de conformidad con la presente ley y de sus reglamentos”* y, en cumplimiento de este mandato prepara el *“Informe Anual de Actuaciones del Sector Energético (IAASE)”*. El presente es el cuarto informe, siendo el primero publicado en el año 2013.

En el IAASE, la CNE analiza el cumplimiento de los lineamientos de políticas energéticas planteadas en el Plan Energético Nacional 2004-2015 y su impacto en la situación del sector. Además, se evalúa las acciones que se llevan a cabo para que el sector se adecue a lo planteado en la Ley de la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030 (Ley 1-12), sobre todo, en lo estipulado en el tercer eje (3.2) de alcanzar una *“Energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible”*.

En adición, el informe de actuaciones se apoya en los resultados del Balance Nacional de Energía Neta/2016 (BNEN) para presentar una aproximación a un diagnóstico del Sector Energético de República Dominicana, tanto del lado de la oferta, como del lado de la demanda y, con miras a completar la visión que a través del IAASE pretendemos dar, se incluye un capítulo en que se destaca los eventos más relevantes del 2016 y se hace énfasis en los proyectos ejecutados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y sus principales logros.

2 ANÁLISIS DEL PLAN ENERGÉTICO NACIONAL

Actualmente el PEN 2004-2015 ha dejado de estar vigente y se cuenta con su actualización para el período 2010-2025. En este sentido, para el año 2016 la CNE se encontraba realizando dos proyectos interesantes con miras a actualizar nuevamente este Plan sobre la base de la existencia de la Estrategia Nacional de Desarrollo al año 2030:

- Realización de la Encuesta Nacional a Sectores de Consumo Final de Energía: representando la segunda versión de la Encuesta Energética, sobre la base de información al año 2015.
- Aplicación del Manual de Planificación Energética de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE): siendo la CNE el punto focal para dicho proyecto, con vinculación de su personal desde el año 2013. La intención del mismo es homogeneizar los criterios de Planificación Energética entre los órganos planificadores en la región y a partir del cual se iniciaron los pasos para la actualización del PEN de cara al año 2035.

Sin embargo, todos estos resultados estarían disponibles para el año 2017. Por dicha razón es válido realizar una comparación de las dos versiones del PEN mencionadas anteriormente.

Ilustración 1

Ejes estratégicos de los Planes Energéticos realizados



En la ilustración anterior se pueden resaltar los principales ejes estratégicos de ambas versiones y, a continuación se evalúan las acciones ejecutadas así como las pendientes de lo que se definió en ambos planes.

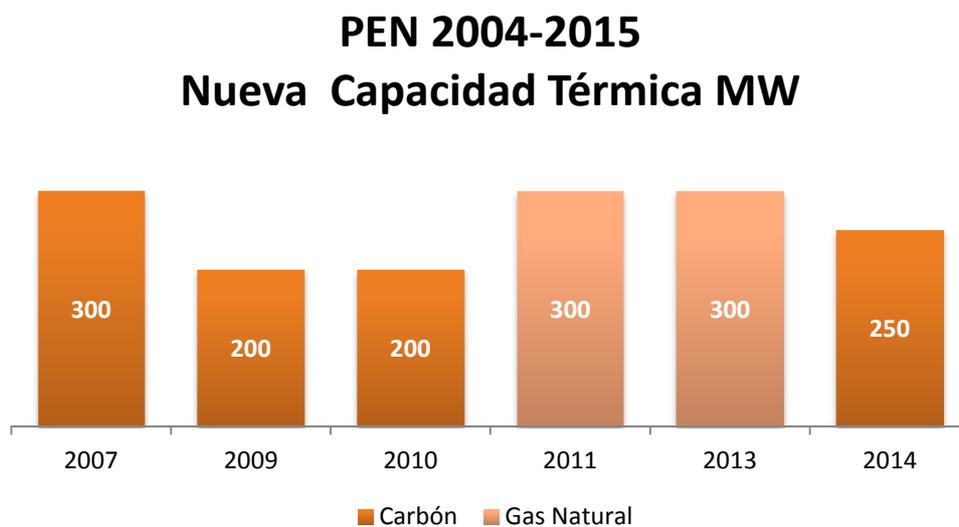
Ilustración 2

Acciones ejecutadas y pendientes de los Planes Energéticos realizados

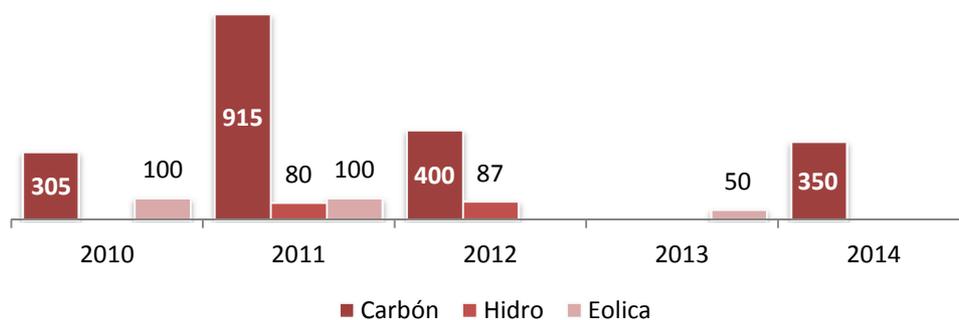


Ilustración 3

Programa de nueva generación propuesto en los Plan Energéticos realizados



PEN 2010-2025 Nueva Capacidad MW



Como se muestra en la ilustración 3, para el 2004-2015 se proponía la entrada de 600 MW de gas natural y 950 MW de carbón. En el caso del PEN 2010-2025 se mantienen los 950 MW de carbón definidos en el PEN anterior, en adición a 167 MW de hidroelectricidad y 250 MW eólicos.

3 PANORAMA DEL SECTOR ENERGÉTICO

3.1 OFERTA DE ENERGÍA

La oferta total de energía ascendió en 2016 a 9,406.13 kTep, es decir, 435.19 kTep adicionales respecto al 2015 y la oferta interna totalizó 8,879.60 kTep. Las importaciones de energéticos representaron el 87.92 % de la oferta energética bruta total y 93.39 % de la oferta interna disponible, frente al 12.08 % constituido por la producción nacional y 12.80 % de la oferta interna¹. Lo anterior evidencia claramente la dependencia de las importaciones de fuentes energéticas, todas de origen fósil.

En términos del análisis de la composición de las fuentes, las energías primarias representaron el 42.47 % de la oferta total. En comparación con el año anterior, la oferta primaria registró un ligero aumento en términos porcentuales de 1.91 %, debido al crecimiento de las importaciones y la producción de aproximadamente 4.46 % y 13.60 %, respectivamente. De las fuentes que componen las primarias, y que terminaron con tasas de variación positiva, gas natural es la que tiene mayor peso en el total.

Además, de las tres fuentes energéticas que componen las importaciones, el petróleo es la que presenta la más elevada tasa de crecimiento, 42.98 %. Mientras que el carbón mineral aumentó en apenas 0.76 % y el gas natural decreció en 8.18 %. En cuanto a la producción, su incremento se explica por el desempeño de la solar con 102.01 %, la hidroenergía 60.68 % y el bagazo 13.30 %, viento 11.30 %, otras primarias 3.91 % y leña 1.75 %.

En relación al aporte de las importaciones y la producción a la oferta bruta, la revisión de los datos del año analizado arroja que las primeras mantienen la supremacía, 87.92 %. Contrario a estas, las segundas no llegan al quince

¹ Según la metodología de Balances Energéticos, utilizada por la Comisión Nacional de Energía (y por organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía o la Organización Latinoamericana de Energía), el total de la oferta de energía, por flujos energéticos, se obtiene a partir la siguiente fórmula: *Oferta Energética = Producción + Importaciones - Exportaciones + Variaciones de Inventario + No Aprovechados - Bunkers*. Es por esta razón que las proporciones de producción e importación suman 106.1 %. Ver anexo 10.1 Balance de Energía, en el cual se pueden apreciar todos los flujos, tanto para oferta como para la transformación y la demanda de energía.

por ciento, 12.08 %. Aunque, cabe destacar que el primer renglón vio disminuir su participación en 0.93% y el segundo la aumentó en la misma proporción. Esto demuestra un avance relativo en la independencia energética nacional como promueve la END, sin embargo, sigue siendo muy reducida respecto a los valores deseados a futuro.

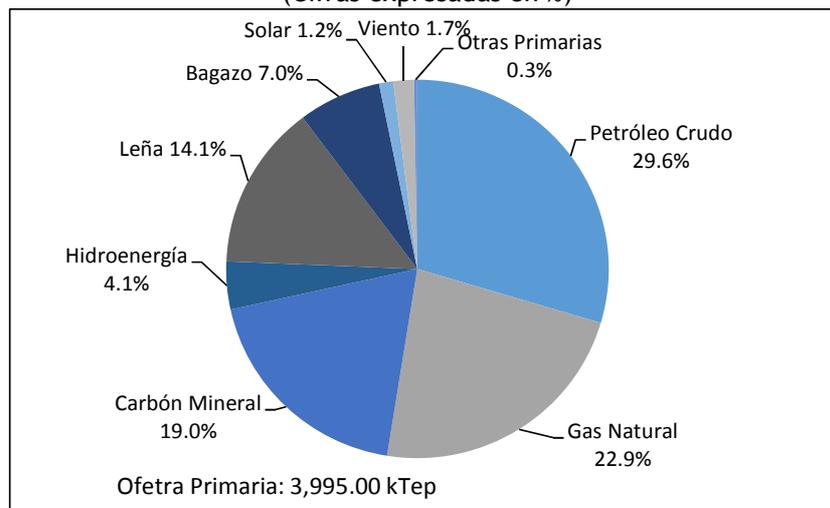
En cuanto al origen de los principales energéticos importados, para este año 2016, el 92.93 % del Gas Natural Licuado proviene de Trinidad y Tobago y el restante 7.07 % de Noruega. A modo ilustrativo de los valores acumulados, desde el 2003 este energético ha sido recibido en 95.35 % desde Trinidad y Tobago, el 3.11 % Qatar, 0.78 % Nigeria y 0.77 % Noruega; el Petróleo Crudo en 2016 ha provenido en un 96.49 % desde México y 3.51 % de Estados Unidos de América. Desde el 2000 el volumen acumulado de este energético ha provenido en un 47.67 % de México, 39.78 % de Venezuela, el 12.55 % de diversos países, entre los que encuentran Ecuador, Colombia, Bélgica, entre otros.

En 2016 el 96.78 % de Carbón Mineral importado ha provenido desde Colombia y 3.22 % de Venezuela. Desde 2011 al 2016, el 61.37 % de las importaciones acumuladas de este energético provienen de Colombia, el 20.65 % de los Estados Unidos de América, 15.69 % de Venezuela y el 2.30 % restante de otros destinos y que ha llegado a través de Panamá, Trinidad y Tobago y Reino Unido.

El Gas Licuado de Petróleo, en 2016, ha sido recibido en un 91.67 % desde Estados Unidos de América; el Avtur 89.28 desde Estados Unidos de América (Incluyendo las Islas Vírgenes), 9.01 % Venezuela, 1.22 % Aruba y 0.49 % desde Trinidad y Tobago.

En el gráfico que sigue se presenta la contribución de las fuentes primarias al total del renglón.

Gráfico 1
Oferta Energía Primaria por Fuente Energética, 2016
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2017

En lo relativo a la oferta de energía secundaria, la producción representó el 36.82 %², la cual consistió en la generación eléctrica, la refinación de derivados de petróleo (gas licuado de petróleo, gasolinas, kerosene, diésel, fuel oil y gases de refinería), así como la producción de carbón vegetal en los centros carboneros. Por otro lado, las importaciones representaron el 69.82 %, constituidas en su totalidad por derivados de petróleo.

La oferta de energía secundaria fue de 476.40 kTep superior a la ofertada en el 2015, lo equivale a una tasa de variación positiva de 6.58 %. Este resultado es el fruto del desempeño de las importaciones de derivados que crecieron en un 1.40 %. La imagen que sigue a continuación presenta la estructura de la oferta de energía secundaria.

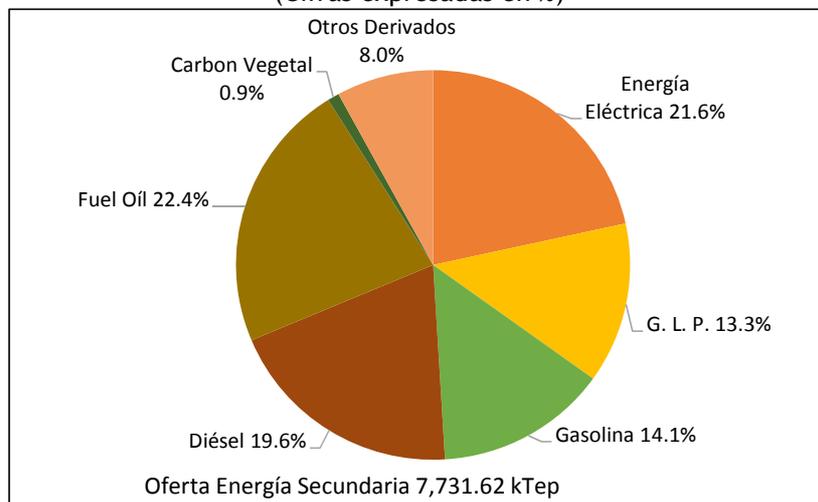
De 7,731.62 kTep a que ascendió la oferta de energía secundaria, las fuentes derivadas de petróleo representaron el 77.31 %³, representando una disminución del 6.35 % respecto al año 2000. De este grupo, las mayores participaciones las tienen el Fuel Oil, 22.41 %, Electricidad 21.59 % y Diésel, 19.64 %, ambos destinados a la generación eléctrica, mientras que

² Al incluir variación de inventarios, exportaciones y bunkers con signos negativo, el total no resulta 100 %.

³ No se incluyen los gases de refinería que son expulsados al medio ambiente, ya que al momento por cuestiones tecnológicas y económicas no son aprovechados.

adicionalmente el Diésel es utilizado en sectores como transporte, industrial, entre otros.

Gráfico 2
Oferta energía secundaria por fuente Energética, 2016
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2017.

3.2 DEMANDA DE ENERGÍA

Según las proyecciones del PEN 2004 - 2015, se esperaba que la demanda de energía al 2015 sería de 8,233.9 kTep, en el escenario I, y de 6,175.8 kTep, en el escenario II. De acuerdo con los datos del Balance Nacional de Energía Neta del 2016, la demanda de energía se estimó en 5,640.71 kTep, por debajo de lo proyectado en ambos escenarios prospectivos del PEN 2004 - 2015, incluso un año después del último año de proyección.

A nivel de fuentes, la demanda final de energía presentaba en 2016 la siguiente distribución: electricidad⁴, 24.94 %; gas licuado de petróleo, 18.51 %; gasolinas y alcoholes, 16.70 %; diésel, 13.70 %; leña, 7.55 %; coque, 5.72 %; bagazo, 4.57 %; fuel oil, 2.65 %, gas natural, 1.96 %; carbón mineral, 1.64 %; carbón vegetal, 1.34 %; Avtur, 0.26 %; solar (Calentamiento de Agua), 0.16

⁴ Es de resaltar que los valores referidos a aquellas fuentes que se utilizan para la generación de electricidad, no están contenidas aquí como Demanda final pues son parte de procesos productivos que son analizados en la Oferta.

%; Kerosene, 0.16 % y otras primarias (jícara de coco, cascarillas de café y arroz), 0.1 %.

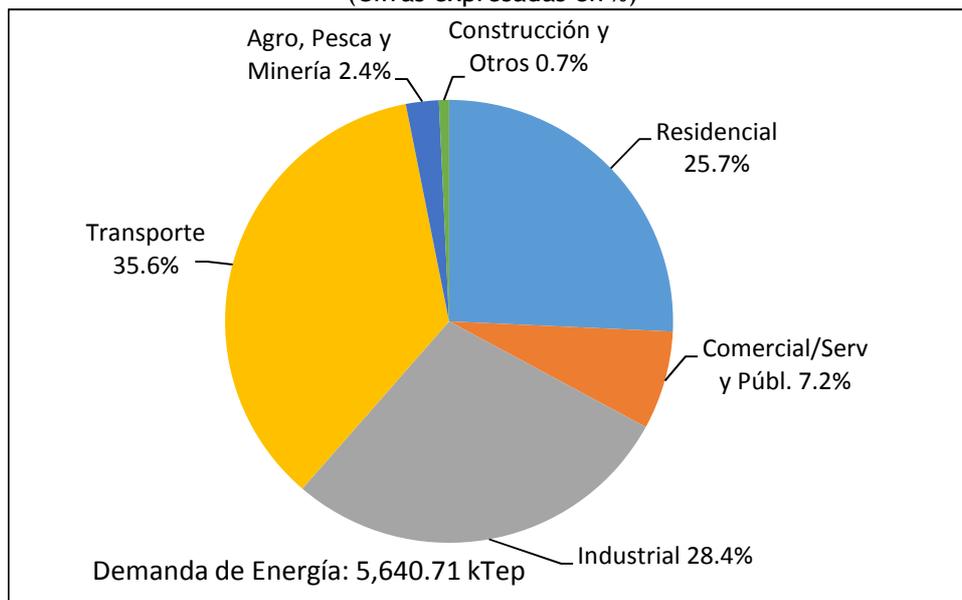
Cuando se compara los resultados del año analizado con los del 2015, la conclusión a la que se llega es que la demanda del 2016, medida a través de la tasa de variación, supera la del año anterior en 4.93 %⁵. Este crecimiento hay que atribuirlo al aumento de la demanda de fuel oíl, electricidad, gasolinas, GLP y bagazo de caña.

Al analizar los datos por sector de consumo se observa que transporte, industrial y residencial, son los que realizan los mayores requerimientos energéticos, con participaciones de 35.56 %, 28.44 % y 25.73 %, respectivamente. No obstante, el sector transporte ser el de mayor peso, los sectores “agropecuario, pesca y minería”, “industria” y “construcción y otros”, presentan las más altas tasas de crecimiento entre 2016 y 2015, registrando tasas de crecimiento anual de 10.79 %, 7.00 % y 4.79 %, respectivamente.

El sector transporte registró una demanda de 2,005.56 kTep, y, como viene ocurriendo desde hace unos años tres fuentes concentran casi el cien por ciento de uso de energéticos en este sector. Esto es, gasolina el 45.65 %, diésel el 29.88 % y gas licuado de petróleo el 22.54 %. La diferencia está representada por el gas natural el 0.98 %, avtur (aviación interna) 0.72 % y la energía eléctrica con un 0.23 %. El uso de la electricidad en este sector responde completamente a la energía utilizada en las instalaciones del Metro de Santo Domingo, aún no consideramos vehículos eléctricos por su despreciable participación en el parque vehicular dominicano.

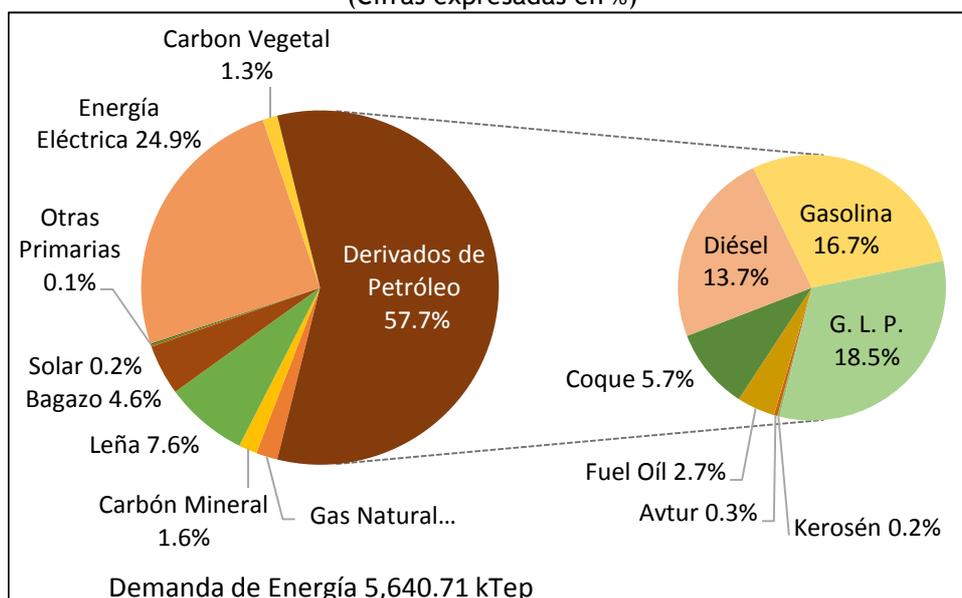
⁵Datos Balance Nacional de Energía Neta (BNEN) 1998 al 2016, actualizado 18 de septiembre del 2017, expresado en miles de toneladas equivalentes de petróleo (kTep).

Gráfico 3
Demanda de Energía por sectores de consumo final, 2016
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2017.

Gráfico 4
Demanda de Energía por fuentes energética, 2016
 (Cifras expresadas en %)

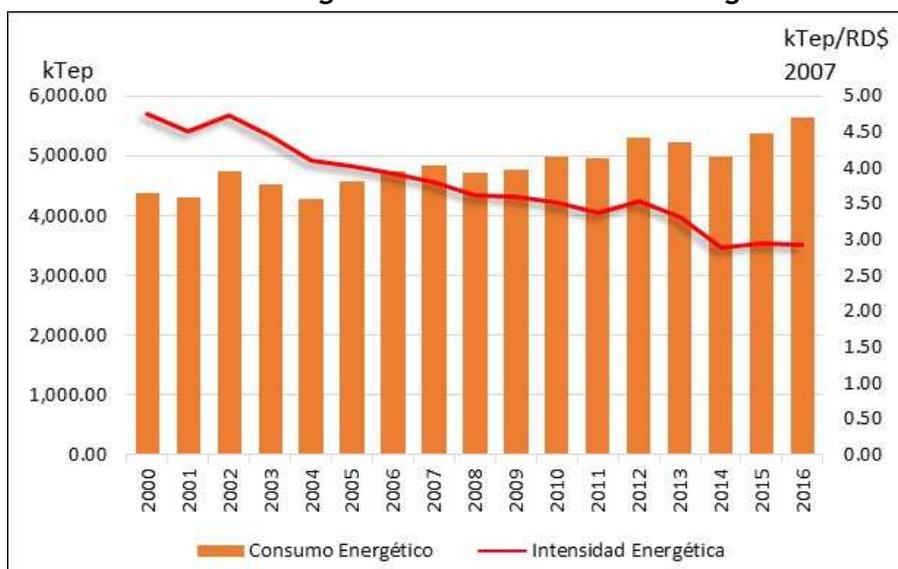


Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2017.

3.3 RELACIÓN ECONOMÍA – ENERGÍA

La intensidad energética es un indicador que mide la relación entre el Consumo Energético y el Valor Agregado de una economía, el cual en el caso de República Dominicana se encuentra a precios constantes de 2007. A nivel nacional se observa una reducción significativa de la intensidad energética a lo largo del periodo 2000 - 2016, tendencia que viene desde los años 70's por la transformación que ha sufrido la economía⁶, ya que al paso de los años se ha observado la relevancia del sector servicios en la misma. Esta rama de actividad es menos intensiva energéticamente que el sector industrial. En este sentido, el sector servicios representó el 61.97 % del PIB en 2016. Adicionalmente se consideran mejoras en las eficiencias de electrodomésticos y equipos industriales, cambios en los patrones de consumo, entre otras posibles razones.

Gráfico 5
Intensidad Energética Total vs Consumo Energético⁷



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2017.

⁶Para un análisis más a fondo, referirse al estudio realizado por la CNE sobre la Relación de Largo Plazo entre el Producto Interno Bruto y el Consumo de Energía Eléctrica para el período 1991 - 2011.

⁷Valores en miles de toneladas equivalentes de petróleo para el consumo energético y en miles de toneladas equivalentes de petróleo por unidad del valor agregado para la intensidad energética.

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, la intensidad ha variado de 4.75 en 2000 a 2.93 kTep/RD\$, lo cual estaría indicando que el valor agregado de la economía ha estado creciendo mucho más rápido que el consumo energético.

4 SUBSECTOR ELÉCTRICO

Las políticas propuestas en el PEN 2004 - 2015 para el subsector eléctrico perseguían corregir los problemas que por décadas afecta la prestación de este servicio, y que la reforma de los 90's no resolvió. Estos lineamientos hacen énfasis en la necesidad de mitigar los efectos financieros de la desconexión entre las tarifas y los costos, así como de las altas pérdidas técnicas y no técnicas. Además se perseguía el fortalecimiento institucional de los entes gubernamentales y el mantenimiento del esquema de desintegración horizontal que introdujo la reforma.

A continuación se evalúa el desarrollo de las políticas propuestas en el PEN 2004 - 2015, en contraposición de las medidas tomadas de acuerdo a la coyuntura del momento de análisis. Para los fines, se desagregan los diferentes niveles del subsector de la manera siguiente:

4.1 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

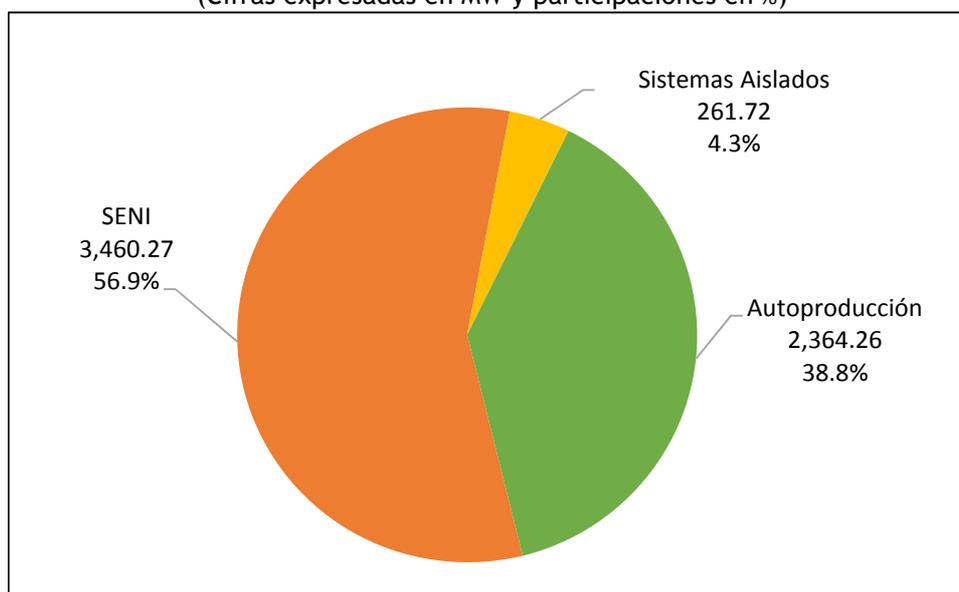
La capacidad instalada disponible en República Dominicana para generación al cierre del año 2016 es de aproximadamente 6,086.25 MW⁸ de acuerdo con las estimaciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía. Con esta infraestructura, el país pudo producir 19,414.39 GWh, esto es 908.90 GWh por encima del 2015, lo que en términos relativos equivale a un crecimiento de 4.9 %. Estos datos incluyen las centrales que operan en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), los Sistemas Aislados y una estimación de los autogeneradores.

⁸ Este valor incluye las centrales de generación del SENI, los sistemas aislados así como las estimaciones de autoproducción realizadas por la CNE sobre la base de las Encuestas Energéticas realizadas.

4.1.1 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DEL SENI

De acuerdo con los datos del Sistema de Información Energética Nacional, el SENI disponía de una capacidad instalada de 3,460.27 MW. El 30.1 % correspondía a motores de combustión interna, igual a 1,039.16 MW, en cambio los ciclos combinados⁹ representan el 23.3 %, unos 804.0 MW, lo que las convierte en las tecnologías más usadas. Mientras, las tecnologías renovables, representadas por las hidroeléctricas, las turbinas eólicas y las fotovoltaicas sumaban 810.10 MW, igual a 23.3 % del parque de generación del SENI.

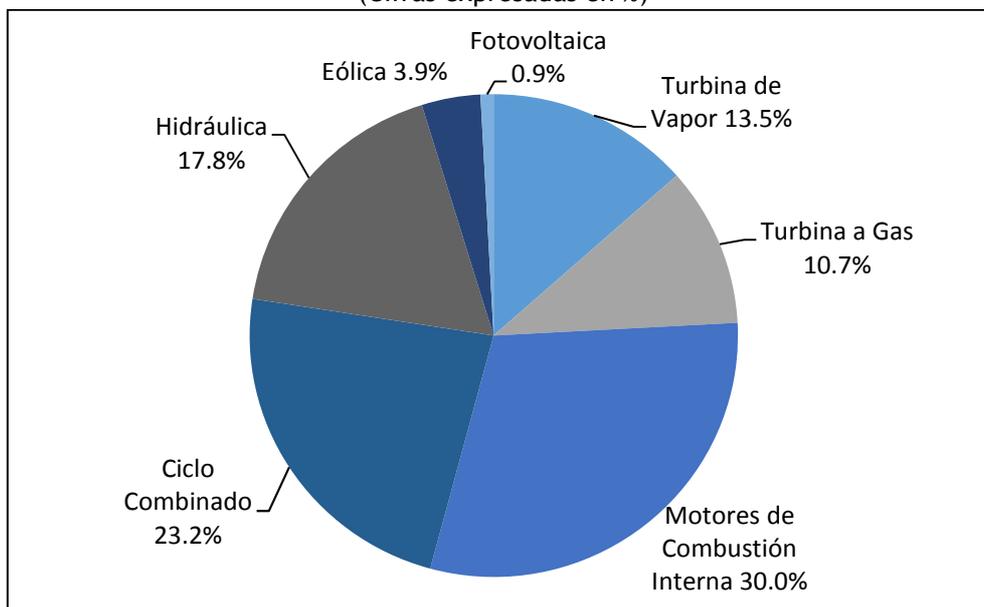
Gráfico 6
Capacidad Instalada Nacional, 2016
 (Cifras expresadas en MW y participaciones en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

⁹ Se considera como ciclo combinado al acoplamiento entre un ciclo Brayton (Turbina a Gas) y un ciclo de Rankine (Turbina a Vapor).

Gráfico 7
Capacidad Instalada del SENI por tipo de Tecnología, 2016
 (Cifras expresadas en %)



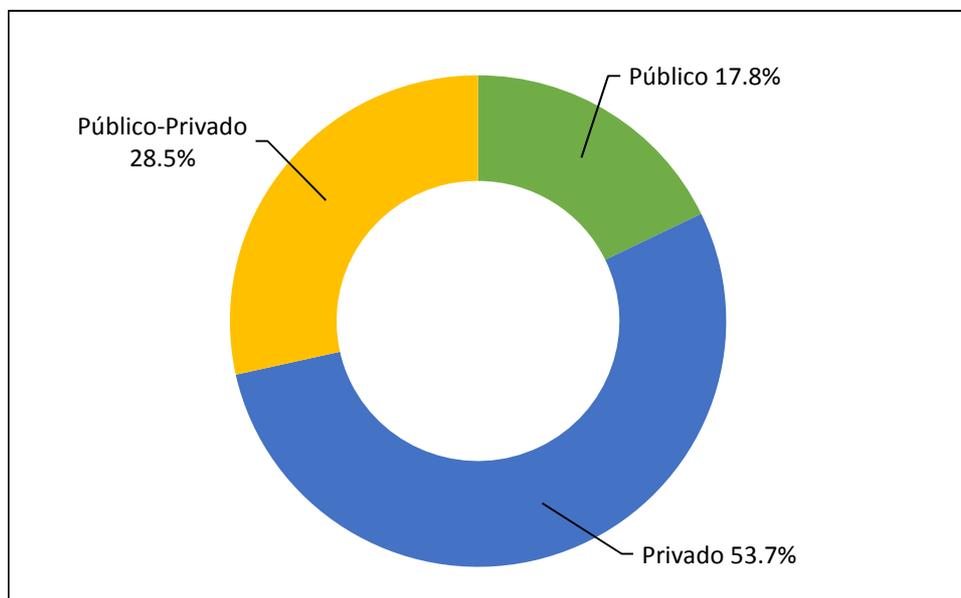
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

La participación de los agentes generadores del SENI sigue un esquema de desintegración horizontal, instaurado mediante la Ley 141 - 97 de reforma de las empresas públicas y los postulados del anteproyecto de Ley General de Electricidad que contemplaban la desagregación de la industria eléctrica. Dando lugar a una composición mixta de capitales de los sectores público y privado, así como alianzas entre el Estado y algunos agentes privados. Las cuales listamos a continuación:

- **Sector público**
 - ✓ Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID).
- **Sector privado**
- **Alianza público - privada**
 - ✓ Empresa Generadora de Electricidad Haina (EGE HAINA), donde el 62% de las acciones pertenecen al Estado, mientras que el 38% restante son de capital privado.

- ✓ Empresa Generadora de Electricidad Itabo (EGE ITABO), de la cual el Estado posee 49.7% de las acciones y el sector privado el 50.3%.

Gráfico 8
Participación por Tipo de Capitales en la Capacidad Instalada del SENI, 2016.
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

Por otra parte, el PEN 2004 - 2015 recomendaba la expansión de la capacidad instalada del SENI tomando en consideración 5 casos esenciales:

- Caso Base, el cual incluye la instalación de centrales térmicas utilizando como fuente Gas Natural y Carbón Mineral;
- Caso 1, penetración de centrales a Gas Natural;
- Caso 2, instalación de centrales a Carbón Mineral;
- Caso 3, sensibilidad a los costos de los combustibles;
- Caso 4, instalación de centrales hidroeléctricas.

Los casos base, 1 y 2, mostraban una diversificación de la matriz a partir de la penetración de carbón mineral y gas natural a diferentes niveles cada uno. Mientras que el caso 3 plantea adicionalmente 4 escenarios, los cuales variaban según el comportamiento de los costos de los energéticos, priorizando la entrada de carbón mineral o gas natural según las condiciones de los mercados internacionales. Por último, el caso 4, planteaba la entrada

de las centrales Palomino, Las Placetas y Manabao-Bejucal-Tavera, las cuales adicionarían 291.80 MW¹⁰ al caso base.

Tabla 1
Resumen de equipamiento 2004 - 2015¹¹
 (Cifras expresadas en MW)

Centrales por fuentes	Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 4
Hidroeléctricas	0.0	0.0	0.0	291.8
Fuel Oil	-111.0	-111.0	-111.0	-111.0
Carbón Mineral	1,173.0	148.0	2,073.0	1,173.0
Diésel	-310.0	-364.0	-364.0	-310.0
Gas Natural	900.0	2,200.0	300.0	900.0
Total	1,598.0	1,873.0	1,898.0	1,943.8

Fuente: Plan Energético Nacional 2004 - 2015, Comisión Nacional de Energía, 2004.

Como se estableció más arriba, la potencia instalada en el SENI se situó en el año 2016 en torno a 3,460.27 MW, 73.88 MW más que la registrada en diciembre de 2004. El aumento de la infraestructura de generación responde a que se agregaron 175.00 de Gas Natural/Fuel Oil N° 6, 143.45 MW de Agua, 134.95 MW de Viento, 34.70 de Bagazo, 34.0 MW Gas Natural/Fuel Oil N° 2 y 30.00 MW de Sol. Del sistema fueron retirados 248.10 MW de Fuel Oil N° 6 y 230.12 MW de Fuel Oil N° 2.

Al evaluar la situación en el 2016 respecto a los escenarios propuestos en el PEN 2004 - 2015 se puede concluir que el caso que mejor responde a lo acontecido en el periodo de estudio es el caso 4.

¹⁰ Esta capacidad instalada esta basada en el Plan de Expación de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana para los años 2006 - 2012. El mismo contemplan que las centrales propuestas en el caso 4 tendría las siguientes capacidades: Las Placetas 87.0 MW, Palomino 100.0 MW y Manabao-Bejucal 104.8 MW Al momento las Centrales Las Placetas y Manabao-Bejucal no han sido construidas, mientras que la hidroeléctrica Palomino resulto tener una capacidad menor, con unos 81.6 MW instalados.

¹¹ No se incluye el caso 3, ya que el mismo plantea la dependencia exógena a los costos de los combustibles, por lo cual no se presentan datos puntuales.

En efecto, entre los años comparados se aumentó la capacidad de las hidroeléctricas, se han retirados centrales que operan con fuel oíl N° 2 y fuel oíl N° 6. Además, se incrementó la diversificación de la matriz con la entrada de plantas que trabajan con el viento, el sol, bagazo de caña y otras que operan con más de una fuente.

El análisis espacial de los datos de la potencia instalada en el SENI permite observar que el 67.1 % está concentrada en las regiones Valdesia, Higüamo y Ozama, con 23.1 %, 22.6 % y 21.4 %, respectivamente.

Aunque, las regiones anteriores muestren un mayor nivel de aglutinamiento respecto al total interconectado, llevar la evaluación al ámbito provincial saca a flote el hecho de que en tres de ellas está el 53.2 % de la potencia instalada del sistema interconectado. Efectivamente, San Pedro de Macorís encabeza la lista con el 21.7 %, seguida por Santo Domingo con 18.2 % y San Cristóbal con 13.3 %.¹²

Tabla 2
Capacidad Instalada del SENI, 2004 vs. 2016
(Cifras expresadas en MW)

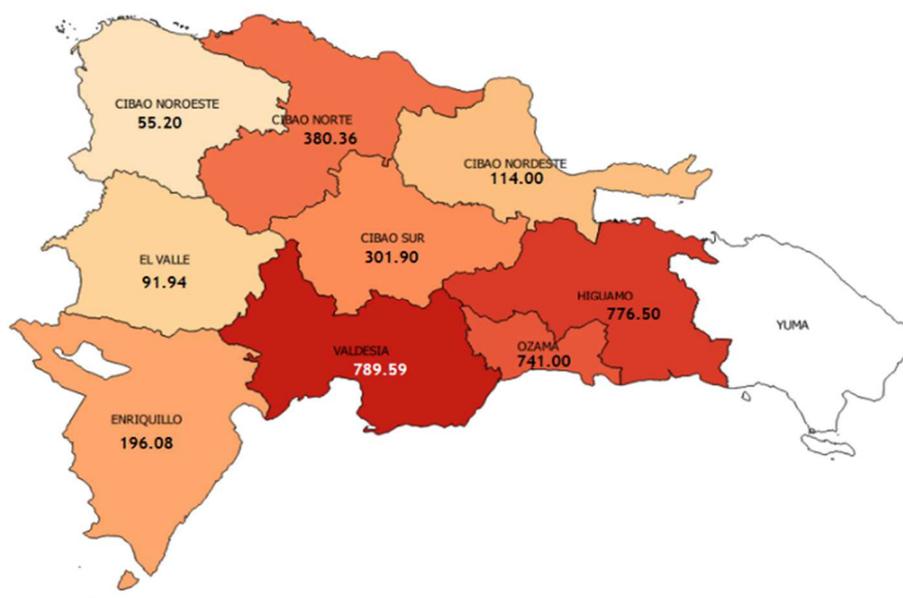
Centrales por fuentes	2004	2016	Δ 2004 - 2016
Carbón Mineral	313.63	313.63	0.0
Fuel Oíl N° 6	1,228.26	980.16	-248.10
Fuel Oíl N° 2/Fuel Oíl N° 6	185.00	185.00	0.00
Gas Natural	555.00	555.00	0.00
Gas Natural/ Fuel Oíl N° 6	0.00	175.00	175.00
Gas Natural/ Fuel Oíl N° 2	0.00	34.00	34.00
Fuel Oíl N° 2	632.02	401.90	230.12
Agua	472.48	615.93	143.45
Viento	0.00	134.95	134.95

¹² En el Sistema de Información Energética Georeferenciada de la Comisión Nacional de Energía se puede apreciar que la misma se encuentra en un área aproximada de 20 km².

Bagazo	0.00	34.70	34.70
Sol	0.00	30.00	30.00
Total	3,386.39	3,460.27	73.88

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

Ilustración 4
Capacidad Instalada del SENI por Región, 2016
 Valores expresados en MW



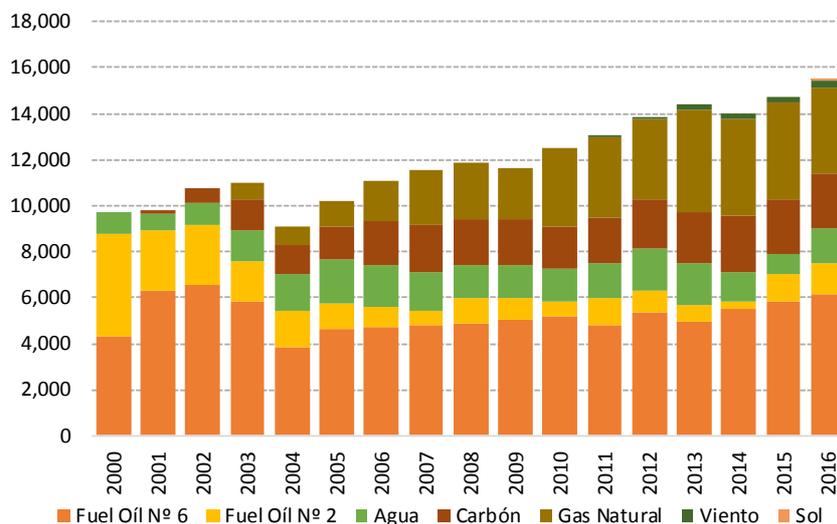
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

En otro orden de ideas, la generación de electricidad totalizó en el 2016 en 15,486.92 GWh, un aumento de 729.67 GWh respecto a la producción del 2015. Es notorio en el gráfico que antecede que los derivados de petróleo siguen dominando la matriz en el SENI, 48.4 %. Continúan, por orden ascendente, el gas natural con 24.3 %, carbón mineral con 15.2 % y, por último; las renovables con apenas 12.0 %.

En términos individuales, la fuente con mejor desempeño en lo que se refiere al aporte a la producción de electricidad es el agua, de 6.4 % en el 2015 subió a 9.8 %, un crecimiento de 53.4 %. Sin embargo, este incremento significativo es debido a los procesos de sequías que se registraron en los años precedentes

y lo que ha pasado es que dicha fuente ha vuelto a tener ponderaciones como las de años anteriores.

Gráfico 9
Producción de Electricidad por fuente, 2000 - 2016
 (Cifras expresadas en GWh)

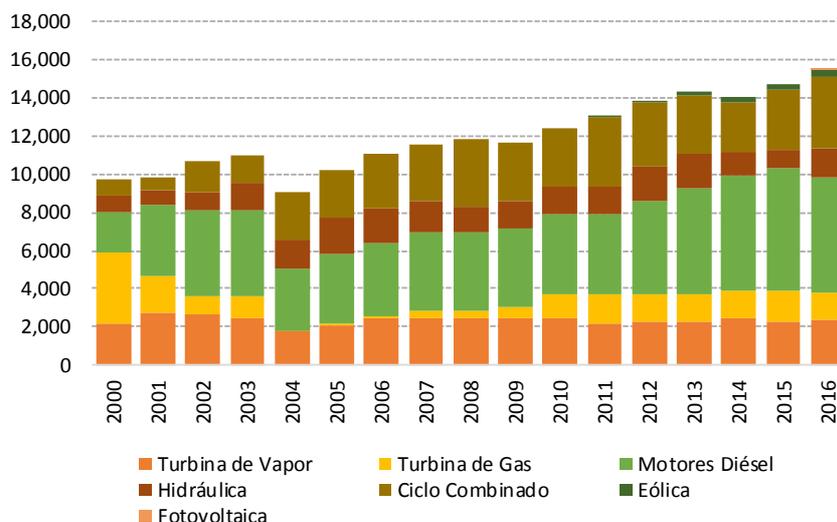


Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

Con porcentajes más reducidos están el fuel oil N° 2 con incremento de 7.3 %, el viento con 6.1 % y fuel oil N° 6 con apenas 1.2 %. Sin embargo; y pese a ocupar el segundo lugar, el gas natural y el carbón mineral exhiben una caída de 15.0 % y 2.8 % respecto a su contribución en el año objeto de comparación.

Es de resaltar que en el periodo que va desde el 2004, año base del PEN, hasta el año que analizamos, la contribución promedio que presentan los derivados de petróleo es de 48.3 %, lo que nos permite concluir que, pese a la incorporación de otras fuentes a la matriz eléctrica, el liderato de los derivados en el SENI se mantiene. Sin embargo; hay que reconocer que el uso del gas natural y carbón mineral en la generación del tramo evaluado es significativo, 20.8 % y 15.9 % promedio. En cuanto a las renovables, los resultados del periodo permiten concluir que su participación en esos años, aunque ha crecido, aun no alcanza el quince por ciento, 13.0 % promedio.

Gráfico 10
Producción de Electricidad por Tipo de Tecnología, 2000 - 2016
 (Cifras expresadas en GWh)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

Desde el punto de vista de las tecnologías utilizadas en la producción de electricidad, el uso de motores de combustión interna mantiene el dominio con el 39.1 %. En segundo lugar, se encuentran los ciclos combinados con 24.4 %, seguida por las turbinas de vapor con 15.2 %, las hidráulicas con 9.8 %, las turbinas de gas con 9.2 %, turbinas eólicas con 2.1 % y los paneles fotovoltaicos con 0.2 %. Sin embargo; aunque su participación no llega al diez por ciento, la tecnología hidráulica cerró el 2016 con la más elevada tasa de crecimiento respecto al 2015, 61.0 %. Con tasas más bajas pero no todas despreciables están las de ciclo combinado, las eólicas y turbinas de vapor, 19.0 %, 11.3 % y 1.9 %, respectivamente. En cambio, las turbinas de gas y los motores de combustión interna experimentaron decrecimiento.

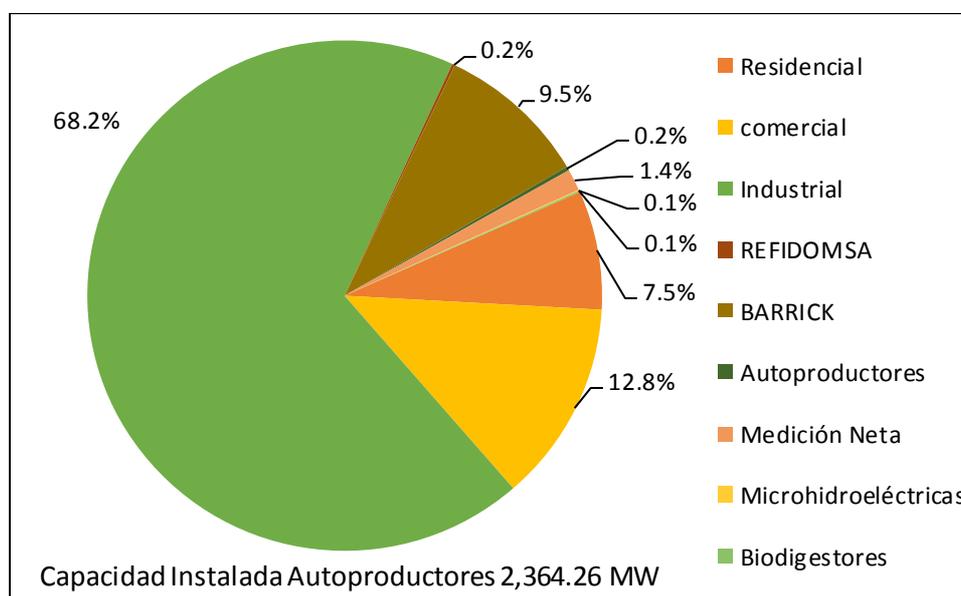
4.1.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE LOS AUTOPRODUCTORES

Los problemas que por décadas afectan el servicio de electricidad, reflejados en la falta de confiabilidad, estabilidad, frecuentes interrupciones y sin la calidad apropiada, llevaron a la instalación de un parque paralelo que, de acuerdo con las estimaciones de la Comisión Nacional de Energía, equivale al 68.4 % de la capacidad instalada existente en el SENI. El cálculo de la potencia

instalada para autogeneración la colocaba en 2,364.26 MW y la producción en 2,853.56 GWh. Esto último, representa una tasa de crecimiento similar a la del sistema interconectado, 4.8 % respecto al 2015.

Las investigaciones realizadas arrojaron que la tecnología de combustión interna es la más frecuente en este renglón. En cambio, las turbinas de vapor y de gas tienen una participación muy reducida. Además, después del industrial, el sector comercial es el que cuenta con la más alta participación.

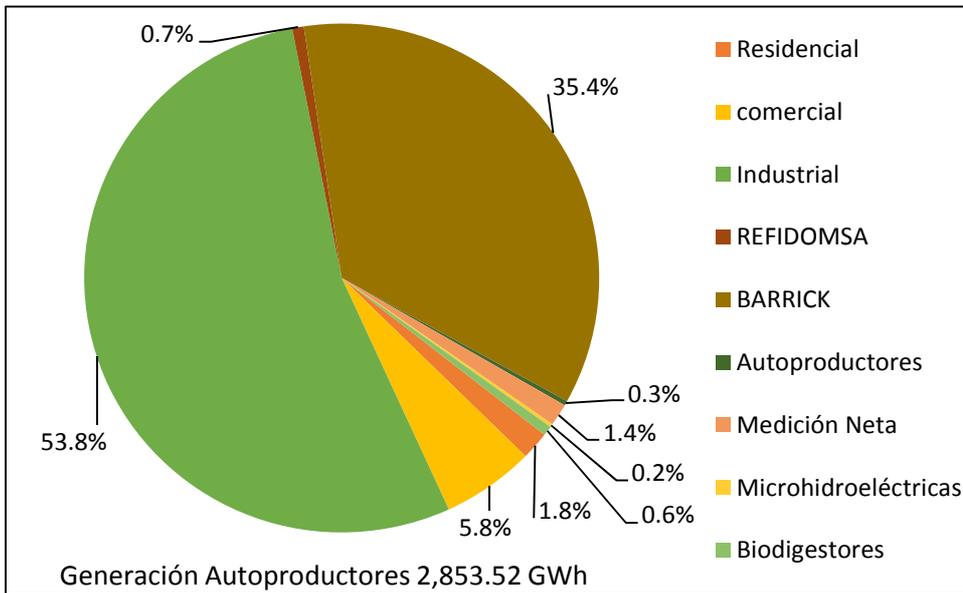
Gráfico 11
Capacidad Instalada por tipo de autoprodutor, 2016
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

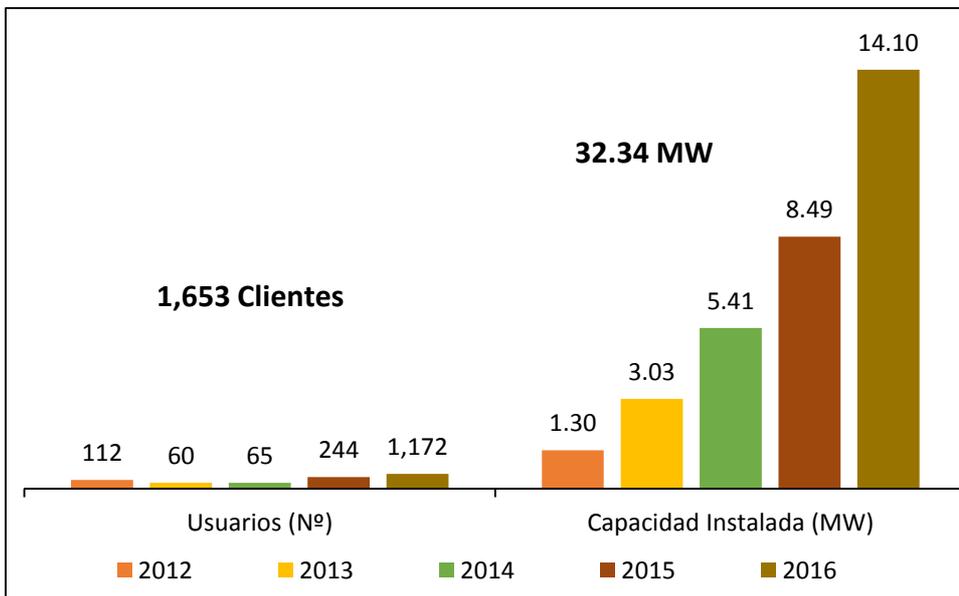
El análisis de los datos de potencia instalada y producción, evidencian que la alternativa de soluciones propias o autoproducción es utilizado en gran medida por el sector industrial, 78.0 % del total de la capacidad instalada y 89.9 % de la generación de electricidad. A este le siguen, el sector comercial con el 12.8 % y el 5.8 % respectivamente, así como; el sector residencial con el 7.5 % de la capacidad nominal y el 1.8 % de la producción.

Gráfico 12
Generación por tipo de autoprodutor, 2016
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

Gráfico 13
Evolución Programa de Medición Neta, 2012 - 2016
 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

4.1.3 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE LOS SISTEMAS AISLADOS

Bajo el marco de la Ley 14-90 sobre Incentivo al Desarrollo Eléctrico Nacional, de fecha del 24 de enero de 1990, se permitió la instalación de sistemas eléctricos aislados de la red nacional los cuales desarrollan toda la cadena de valor desde la generación hasta la distribución y comercialización de la energía. Para el 2016, existían 8 Sistemas Aislados con una capacidad instalada total de 261.72 MW¹³, esta capacidad responde en su mayoría a Motores de Combustión Interna.

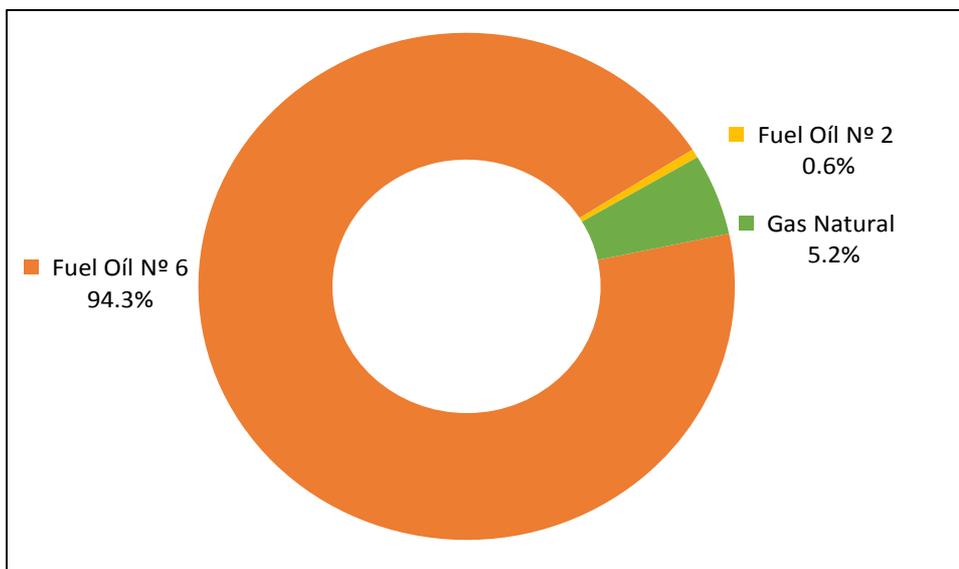
Respecto a la generación en los sistemas aislados y, de acuerdo a los datos reportados por las empresas concesionarias, la producción de electricidad ascendió a 1,073.73 GWh, 94.3 % de este total es a partir de fuel oíl N° 6.

En otro orden de ideas, la demanda de electricidad de los usuarios del servicio se situó en alrededor de los 968.82 GWh, 60.88 GWh adicionales a los reportados en 2015.

En el gráfico que sigue a continuación se puede observar que la generación en estos sistemas, como se mencionó más arriba, predomina el fuel oíl N° 6. Le siguen, el gas natural y el fuel oíl N° 2.

¹³ 1) Solo se incluyen 6 de los 8 Sistemas Aislados ya que no se tienen registros estadísticos de los sistemas el Progreso - Limón ni de Puerto Plata Electricidad (Costambar); 2) La central Sultana del Este dispone 85 MW de su capacidad instalada para producir energía eléctrica para el Sistema Aislado Consorcio Energético Punta Cana - Macao.

Gráfico 14
Generación de los Sistemas Aislados por fuente, 2015
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

4.2 TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD

La actividad de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado es realizada por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), empresa descentralizada propiedad del Estado Dominicano. El Sistema de Transmisión alimenta cuatro centros de consumo: Centro, Este, Norte y Sur. Esta red integrada cuenta con unos 5,351 km de líneas de transmisión en voltajes de diseño de 69 kV, 138 kV, 230 kV y 345 kV.

Tabla 3
Longitud y capacidad del sistema de transmisión en 2016

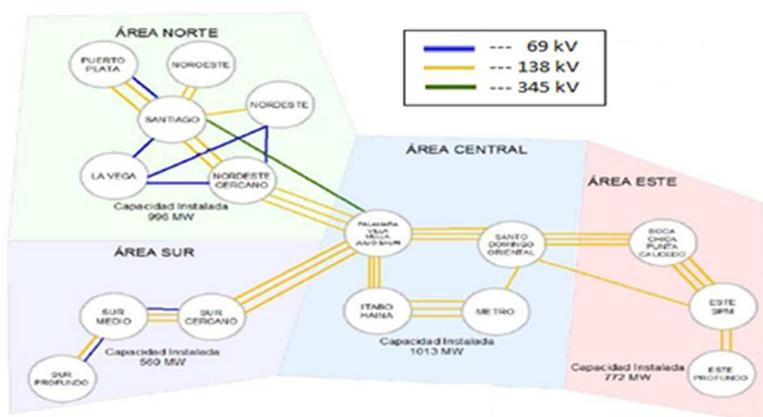
Nivel de Voltaje (kV)	Longitud Líneas de Transmisión (km)	Capacidad Instalada Transformadores / Autotransformadores (MVA)
69	1,852	
138	2,874	2,008
230	275	250
345	350	2,100
Total	5,351	4,358

Fuente: Memoria Anual 2016, Organismo Coordinador (OC-SENI), 2017.

De acuerdo con lo planteado en el Plan Indicativo de Transmisión establecido como parte del PEN 2004 - 2015, la expansión de las líneas de transmisión se dividía en las obras en ejecución en el momento, o que ya habían alcanzado el nivel de contratación al momento de la realización del Plan, y en los proyectos futuros que requieran del sistema de transmisión, de acuerdo al Plan de Expansión de Generación.

En torno a la remuneración de la transmisión, conforme la Ley General de Electricidad 125-01, la misma se realiza a través de un peaje de transmisión determinado sobre la base del valor nuevo de reemplazo de una red eficientemente dimensionada, y gestionada con costos eficientes de una empresa modelo, con reconocimiento del costo de capital del orden del 12.38 %¹⁴. Este valor debe ser determinado para cuatrienios tarifarios.

Ilustración 5
Áreas y zonas del SENI



Fuente: Informe Restricciones Transmisión - OC-SENI.

La práctica actual ha establecido un Ingreso Tope (*Revenue Cap*, en inglés) anual reconocido a la Empresa de Transmisión, utilizando como base de capital la resultante del Estudio de Peaje realizado en el 2009 por la Superintendencia de Electricidad y revisado en el 2010, donde se agregan las inversiones realizadas y programadas para cada año. En este sentido, aún el reconocimiento de ingresos anuales sea correcto, no está acorde a lo

¹⁴ La Ley 125-01, ordena al Banco Central establecer el costo de capital. El último valor publicado es de 12.38%, establecido a través de la Resolución 15-2010 de la Junta Monetaria.

establecido por la Ley; dado que el principio utilizado en la ley contempla una regulación de "Tasa de Retorno".

Durante el 2016, el peaje ascendió a US\$104.32 millones de dólares estadounidenses, correspondiéndole US\$ 20.62 millones de dólares a derecho de uso y US\$83.91 millones de dólares a derecho de conexión.

4.3 DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD

Las actividades de distribución y comercialización de electricidad en el SENI fueron adjudicadas a tres empresas de patrimonio público, EDEESTE, EDENORTE y EDESUR. En la actualidad están bajo la coordinación empresarial de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales y cuentan con contratos de concesión con el derecho exclusivo de comercializar energía dentro de su zona de concesión de forma exclusiva a los usuarios regulados.

Durante el 2016, las compras de electricidad por parte de las empresas distribuidoras ascendieron a 13,547.83 GWh, 467.75 GWh adicionales a lo comprado en el 2015. El importe de las compras ascendió a MMRD\$1,406.19, de lo cual se obtiene un precio medio de compra de 10.38 US\$/kWh. En cuanto a la composición de la compra de electricidad, se observa que EDESUR adquirió 36.7 %, EDEESTE 33.2 % y EDENORTE 30.0 %.

Tabla 4
Compra, importe y precio medio por distribuidora, 2016
 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Empresa	Compras (GWh)	Compras (MMUS\$)	Precio Medio (US\$ ctv/kWh)
EDENORTE	4,069.95	447.17	10.99
EDESUR	4,977.06	539.47	10.84
EDEESTE	4,500.82	419.55	9.32
Total	13,547.83	1,406.19	10.38

Fuente: Preparado con datos del Informe de Desempeño, CDEEE; diciembre 2016.

Respecto a las pérdidas que tienen las distribuidoras, la evaluación de los datos permite apreciar un incremento de 4.8 % en comparación con el 2015, al terminar el año con 4,269.37 GWh. De este último valor, 604.41 GWh corresponden al transporte y distribución de electricidad y 3,628.97 GWh a las provocadas por conexiones ilegales.

En lo que tiene que ver con la comercialización de electricidad, las Empresas de Distribución de Electricidad reportan que a 2016 contaban con una cartera de 2, 207,909 clientes regulados, a los cuales les facturaron unos 8,911.40 GWh, equivalentes a un importe de MMRD\$68,009.17. Esta facturación equivale al 59.8 % de las inyecciones a la red de distribución.

Las Distribuidoras tienen clasificados los usuarios del servicio en cinco categorías: ayuntamiento, comercio, gobierno, industria y residencial. De estos, el sector de mayor participación en 2016 fue el residencial, el cual representa el 90.9 % de los clientes. Este sector es el de mayor facturación, representando el 46.0 % de la electricidad entregada a los clientes. En términos monetarios el importe facturado al sector residencial ascendió a unos MMRD\$27,808.05, de los cuales fueron cobrados unos MMRD\$27,566.25.

Por otra parte, el sector comercial representó la segunda posición en cuanto al número de clientes con el 7.9 %, mientras que el sector industrial representa el tercer lugar con una ponderación del 0.6 %. No obstante, en términos de facturación, el sector industrial representa el segundo lugar en importancia, representado el 28.3 % en términos energéticos y 30.0 % en términos monetarios.

El resto de clientes corresponden a las instituciones gubernamentales y a los ayuntamientos, las cuales poseen una participación de 0.5 % y 0.2 % de la cartera de clientes. A estos sectores en conjunto les fueron facturados unos 1,216.28 GWh, equivalentes a unos MMRD\$10.866.13.

Tabla 5
Comercialización de electricidad, 2016
 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)

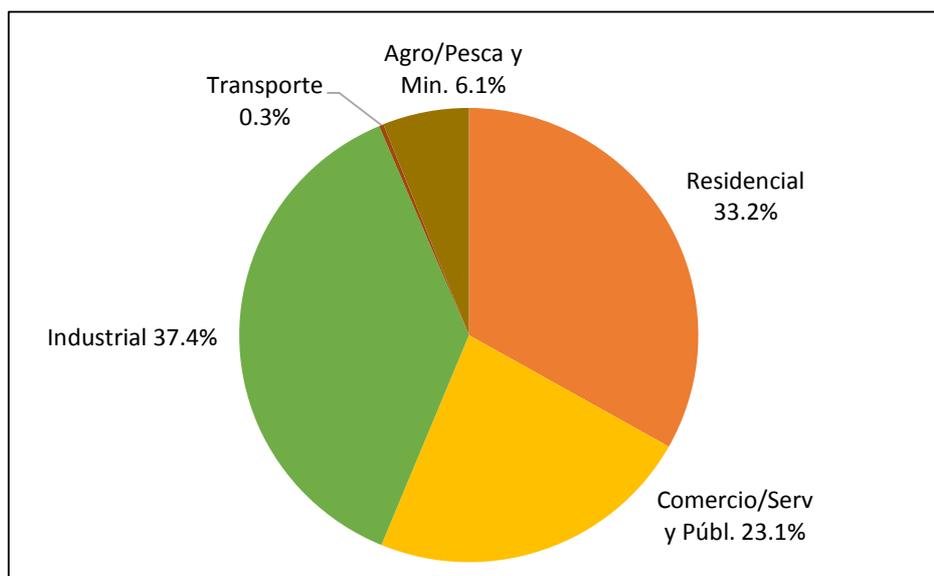
	No. de Clientes	Facturación		Cobros (MMRD\$)	Precio Medio de Venta (RD\$/kWh)
		(GWh)	(MMRD\$)		
Ayuntamientos	3,995	225.50	2,116.23	1,758.89	9.38
Comercios	173,574	1,078.76	11,009.29	10,619.90	10.21
Gobierno	11,300	990.78	8,749.90	7,694.22	8.83
Industrias	12,997	2,520.78	21,243.15	20,369.91	8.43
Residencias	2,006,043	4,095.59	27,808.05	27,566.25	6.79
Total	2,207,909	8,911.40	70,926.74	68,009.17	7.96

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

4.4 DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Era de esperar que el aumento de las inyecciones a la red en 5.1 % trajera consigo un aumento del consumo de energía eléctrica, como se observa en los resultados del Balance Nacional de Energía Neta del 2016¹⁵. Según las cifras del BNEN, el país contó con 16,360.23 GWh para satisfacer sus necesidades de electricidad, lo que en términos absolutos significa 782.34 GWh más de lo necesitado en el año anterior, equivalente a crecimiento de 5.0 %. Desde el punto de vista sectorial, industrias y hogares son los de mayor peso en el consumo final, 37.4 % y 33.2 %, respectivamente. En cambio, comercial/servicio y público tiene el 23.1 %, agro/pesca y minería un 6.1 % y transporte el restante 0.3 %. Es importante anotar que industria explica el 51.2 % del aumento total del consumo eléctrico, Comercio/servicio y público el 22.0 %, los hogares el 14.5 % y los demás sectores el restante 12.3 %.

Gráfico 15
Demanda de Electricidad por sectores de uso final, 2015.
 Valores expresados en %



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

¹⁵ En las estimaciones de la demanda eléctrica nacional se incluyen las facturaciones de las EDE's, la demanda de los Usuarios No regulados, la facturación de los Sistemas Aislados, la demanda de los Autoprodutores, así como las pérdidas no técnicas de las EDE's. Estas últimas para los fines del balance de energía se consideran como consumos de los sectores de uso final, aun cuando no sean facturada y/o cobrada por las empresas de distribución por un problema de gestión.

En lo que tiene que ver con la demanda de electricidad de las distribuidoras, en el año del estudio ascendió a 15,807.95 GWh y, como habría que esperar, el 46.6 % corresponde a la Macro-región Metropolitana, seguida por el 30.9 % de la Norte, el 12.8 % de la Sur y el restante 9.7 % de la ubicada en la parte Este. La proporción en que dicha demanda fue satisfecha se mantuvo dentro de los márgenes en que se ha movido en los últimos años, 85.6 %; en cambio, las EDE's no abastecieron en promedio el 14.4%.

Desde el punto de vista geográfico, el Este del país registró el más elevado porcentaje de satisfacción, 90.8 %. Le siguen, la Metropolitana con 88.6 %, el Norte con 83.3 % y el Sur con el más bajo de las proporciones, 76.3 % y, en términos de desabastecimiento, los casos más notorios lo constituyen las macro-regiones Sur y Norte, 23.7 % y 16.7 %. Con menores proporciones aparecen el Este con 9.2 % y Metropolitana con 11.4 %.

5 SUBSECTOR HIDROCARBUROS

Las políticas planteadas en el PEN 2004 - 2015 para el subsector hidrocarburos se referían al reordenamiento de las actividades de exploración de hidrocarburos, distribución, comercialización, transporte y manejo de las facilidades de combustibles, así como la reingeniería para la incorporación de una institución gubernamental que regule el sector, que instrumente y fortalezca la política Estatal.

Analizando las proyecciones del Plan Energético Nacional 2004-2015 y la situación actual del Subsector Hidrocarburos, se verifica que estas medidas están pendientes o se encuentran con un mínimo de ejecución.

El PEN estableció la necesidad de incrementar la capacidad de almacenamiento y establecer una reserva estratégica para los combustibles y el crudo, en principio porque la demanda de los combustibles importados continúa en aumento, y porque las capacidades actuales de almacenamiento indican que el país no cuenta con una reserva estratégica para enfrentar cualquier desabastecimiento prolongado que pueda acaecer, considerando la posición geográfica de República Dominicana, situada en ruta de huracanes y fallas geológicas.

En algunos momentos la capacidad de la reserva estratégica del país ha oscilado entre siete (7) días para el GLP y veintiún (21) días para el Fuel Oil. Las nuevas instalaciones de almacenamiento corresponden estrictamente a nuevos proyectos de generación, y a la respuesta del mercado en la migración vía sustitución de un combustible a otro, como es el caso de la gasolina regular al gas licuado de petróleo.

A nivel legislativo el PEN 2004-2015 identificó que la normativa vigente en materia de hidrocarburos necesitaba ser modernizada y acotada, con el objeto de eliminar la dispersión existente. La Ley No. 4532-56 sobre Exploración y Explotación de Petróleo, modificada con la Ley 4833 del 1958 no incentiva la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos, además de que no está acorde con el modelo de negocio actual en materia petrolera, por lo que se

propone su sustitución por una nueva ley que llene el vacío normativo y organizativo en el Subsector Hidrocarburos de República Dominicana.

La ley de hidrocarburos vigente es de carácter estrictamente impositivo (Ley No. 112-00), es por esta razón que la misma debe ser reformulada en una Ley General de Hidrocarburos, con el propósito de unificar, ordenar y actualizar el régimen legal de la cadena de hidrocarburos, así como establecer consideraciones de los elementos ambientales.

En cuanto a la regulación del mercado de gas natural en el país, el PEN estableció la necesidad de promulgar una Ley Marco de Gas Natural, cuyo objeto sea regular el régimen jurídico de las actividades relativas al gas natural en todas sus dimensiones, incluidas todas las actividades, desde la importación, producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización. Como también la repartición por tuberías, y acceso a instalaciones del energético, en lo relativo a la distribución de este hidrocarburo (monopolio existente).

5.1 OFERTA DE HIDROCARBUROS

En el año 2016, el país contó con 8,269.66 kTep para atender los requerimientos de hidrocarburos. Comparado con el año anterior, es igual a un incremento de 299.13 kTep, lo que en términos relativos equivale a una tasa de crecimiento de 3.8 % respecto al 2015. Además, esta oferta valida la condición de país importador neto de energía, 87.9 % de la oferta total.

Por otra parte, la descomposición de la oferta de hidrocarburos muestra la dependencia de las importaciones de petróleo crudo y derivados, 79.7 %, mientras que el 11.1 % corresponde a gas natural y 9.2 % a carbón mineral.

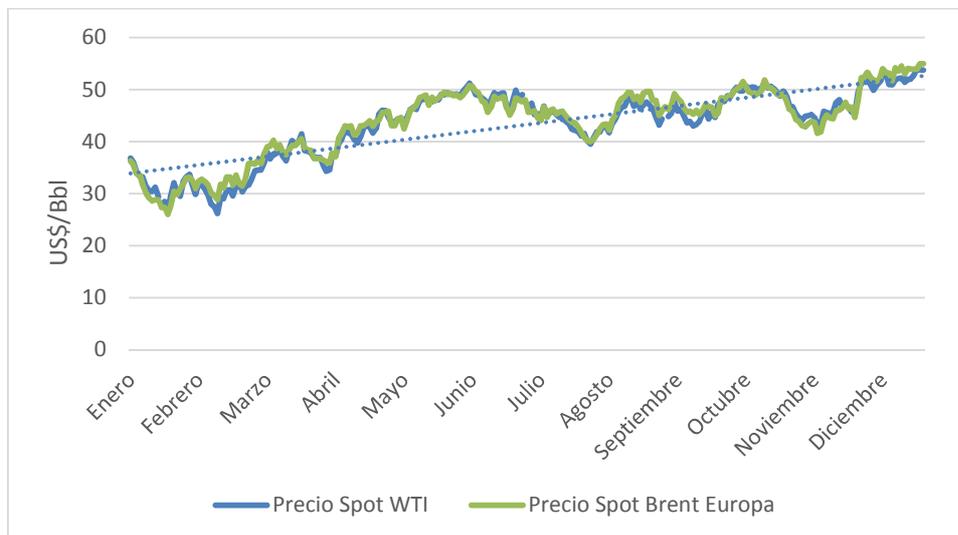
Es importante destacar, que el 73.2 % de las importaciones de petróleo y derivados corresponden a combustibles líquidos, el 17.9 % a petróleo crudo, el 4.9 % a coque, el 3.3 % a cemento asfáltico y no energéticos y, el 0.6 % a lubricantes.

5.1.1 IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

El importe de la factura energética ascendió en el 2016 a unos MMUS\$2,362.8, representando un 16.9% del total de importaciones nacionales para el referido período. En relación al 2015, este importe registra una disminución de 9.4%, debido a la estabilización a finales de año de los precios del petróleo en los mercados internacionales alrededor de los US\$50.0 por barril.

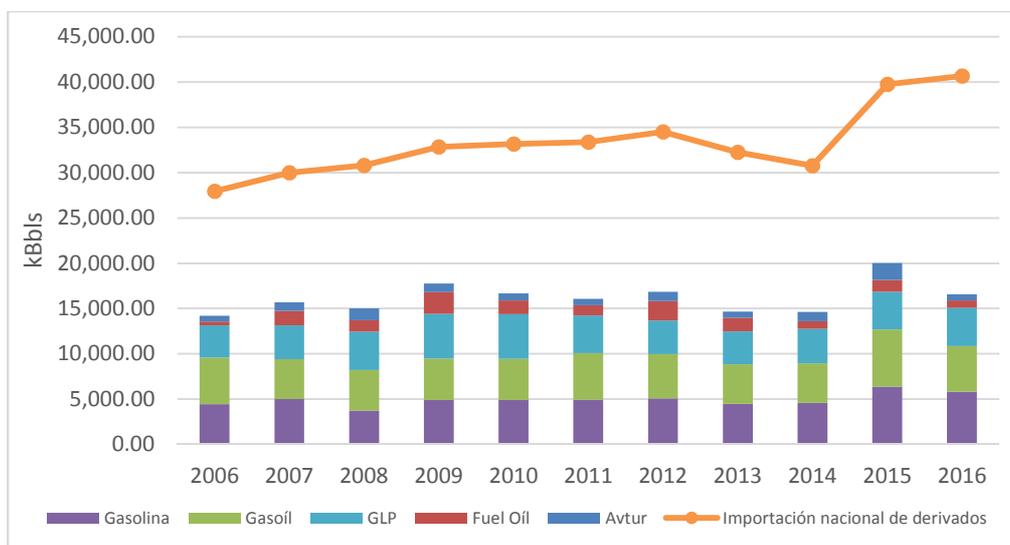
En 2016, se registra un ascenso de un 43.0% (unos 2,562.3 kbbls) en las importaciones de petróleo crudo con respecto al 2015. Lo anterior está relacionado a la normalización de las operaciones de la Refinería Dominicana de Petróleo, S. A. (en lo adelante REFIDOMSA), luego de la parada de planta en el primer semestre de 2015, para mantenimiento y recuperación de capacidad de refinación perdida por antigüedad. Por tanto, para mantener su proporción de mercado, REFIDOMSA se vio en la obligación de incrementar sus importaciones de derivados de petróleo, lo que justifica el crecimiento de las mismas en el 2016 en un 17.2% con relación al periodo anterior.

Gráfico 16
Precios diarios de referencia en los mercados del petróleo, 2016.
 (Unidades expresadas en dólares americanos por barril, US\$)



Fuente: Energy Information Administration, EEUU, 2017.

Gráfico 17
Productos derivados de petróleo importados por REFIDOMSA vs.
Importación nacional de derivados, 2016.
 (Unidades expresadas en miles de barriles, kbbl)

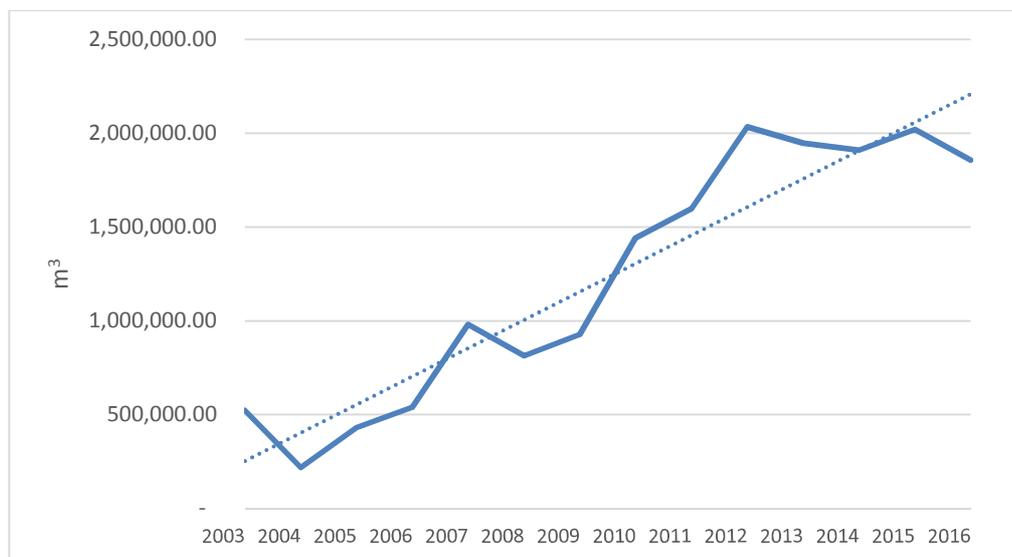


Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2017.

Del gráfico anterior se puede apreciar que las importaciones de derivados de petróleo de REFIDOMSA han representado en promedio el 48.9% del total nacional a lo largo de la última década. No obstante, en el 2016 las importaciones de REFIDOMSA de estas fuentes energéticas apenas alcanzaron el 40.7%, su valor más bajo en todo el período 2006-2016, lo que consecuentemente evidencia la relevancia que han adquirido otras empresas con permisos de importación y comercialización de combustibles líquidos a nivel nacional.

En cuanto a las importaciones de gas natural se observa una tendencia de crecimiento desde su penetración en 2003, esto debido a la relevancia que ha ido adquiriendo como combustible para generación, así como su uso final en industrias y en el sector transporte. No obstante, en 2016 las importaciones de gas natural alcanzaron 1, 856,361.10 m³, disminuyendo un 8.1% con respecto al 2015. Como se mencionó más arriba, la caída de las importaciones se debió a que el requerimiento de esta fuente bajó en 5.2 % respecto al 2015. El sector en que más decreció el uso de gas natural fue transporte, 11.3 %. Siguen, en orden de magnitud, generación con 5.6 % e industrias con 0.1 %.

Gráfico 18
Importaciones de gas natural, 2003 - 2016
 (Unidades expresadas en metros cúbicos, m³)



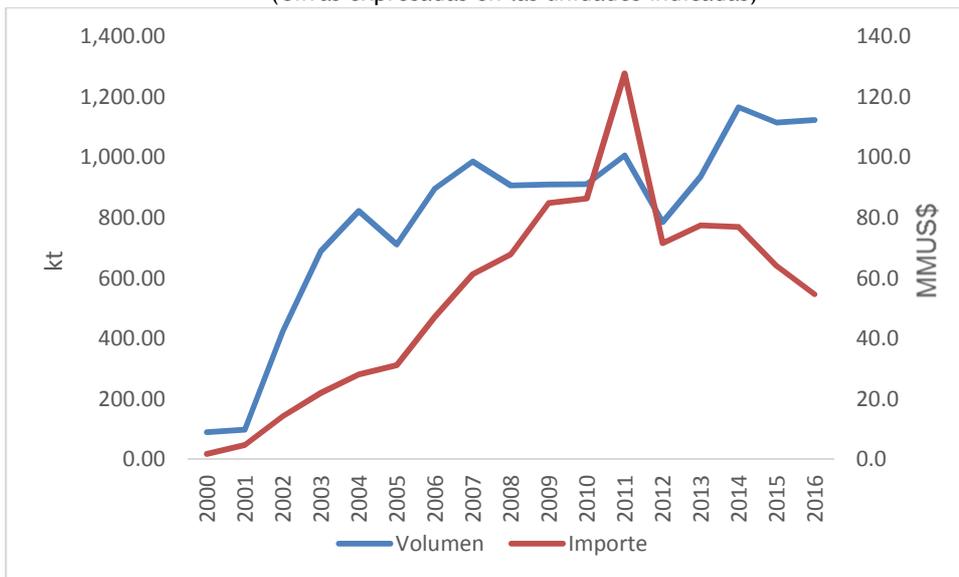
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

La importación de carbón mineral observa una tendencia de crecimiento constante, aun cuando se aprecian cierto grado de fluctuación entre el volumen importado año a año. Esto está explicado por las actividades de generación de electricidad, así como su empleo en la producción de calor en la industria cementera y alimenticia. Adicionalmente, se espera que esta tendencia se mantenga con la entrada en operaciones de la central termoeléctrica “Punta Catalina”.

El pico más alto en las importaciones de carbón mineral se observa en el 2014, alcanzando 1,165.6 kt, mientras que el valle con mayor notoriedad fue marcado en el 2012 cuando las importaciones disminuyeron un 21.9% con respecto al 2011, alcanzando un volumen de importación de 785.6 kt.

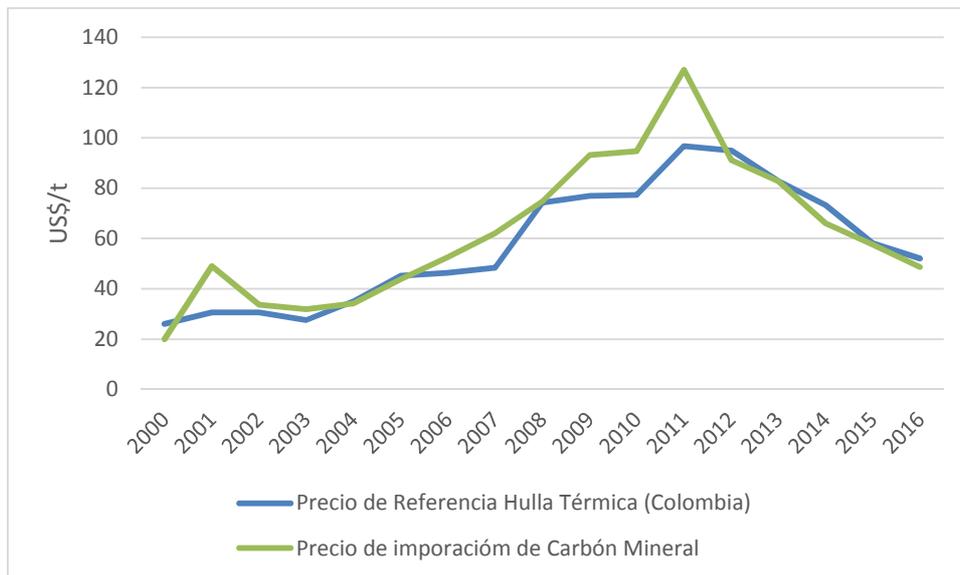
En todo caso, en el año de análisis, se observa un ligero aumento en el volumen de importación de carbón mineral de un 0.8% en relación al 2015, al pasar de 1,114.7 kt a 1,123.2 kt. No obstante, en el gráfico siguiente se observa una disminución considerable en el importe de 2016, disminuyendo 14.7% respecto al año anterior.

Gráfico 19
Importaciones nacionales de carbón mineral, 2000 - 2016.
 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

Gráfico 20
Precio de referencia de exportación de Hulla Térmica de Colombia vs. Precios de adquisición del Carbón Mineral, 2000-2016.
 (Unidades expresadas en dólares americanos por tonelada, US\$/t)



Fuentes: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

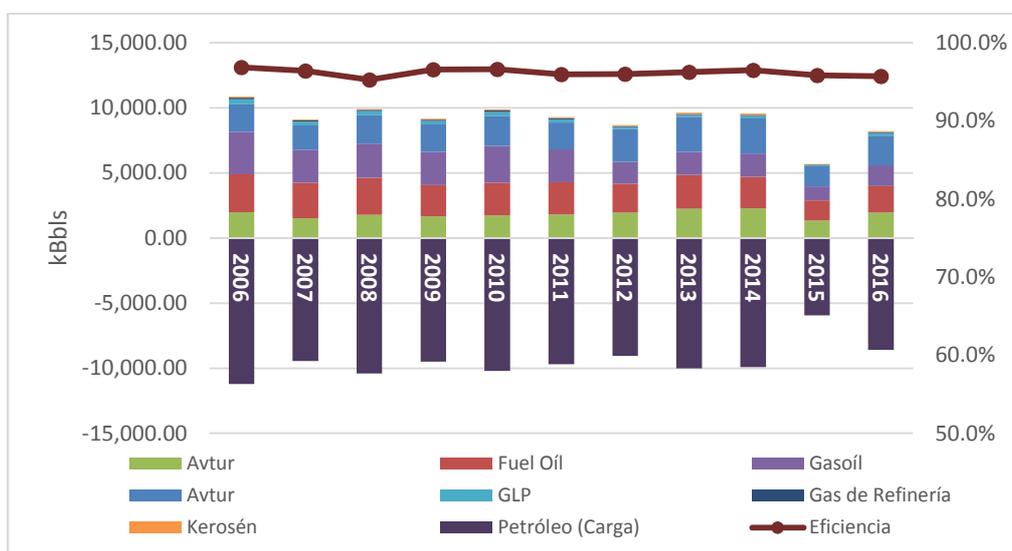
Unidad de Planificación de Minero Energético, Colombia, 2017.

5.1.2 REFINACIÓN DE PETRÓLEO

Como mencionamos anteriormente, las actividades de refinación se vieron mermadas en 2015 por la parada de planta de REFIDOMSA para mantenimiento y recuperación de capacidad de procesamiento de crudo. Es por esta razón que la carga de crudo para refinación aumentó en 2016 un 44.6% respecto del año anterior, alcanzado los 8,581.8 kbbls anuales. No obstante, esta carga sigue siendo menor de lo que en promedio REFIDOMSA ha procesado en los últimos años (alrededor de los 10,000.0 kbbls anuales).

Anteriormente, la empresa Falconbridge Dominicana (corporación de extracción minera de níquel) poseía su propia planta de refinación de crudo, con una capacidad de procesar 3,791.4 kbbls anuales en promedio. La producción de esta refinería se destinaba a satisfacer los requerimientos internos de Falconbridge Dominicana, obteniéndose del proceso: fuel oil (~58.0%), gasolinas (~40.0%) y gasoil (~2.0%). Esta refinería abrió sus puertas en la década de los setentas, cerrando sus operaciones en 2008 debido a los altos costos del petróleo.

Gráfico 21
Carga de Petróleo Crudo y Producción de Derivados de REFIDOMSA, 2006 - 2016.
 (Unidades expresadas en miles de barriles, kbbls)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

En concreto, la producción de derivados ha mantenido una distribución similar a lo largo de los años. Para el 2016, con una eficiencia de 95.7% (en unidades físicas), los productos de refinación de petróleo mostraron la siguiente participación: gasolinas 27.9%, fuel oíl 25.3%, avtur 23.7%, gasoíl 19.3%, gas licuado de petróleo 2.3%, kerosén 1.1% y gases de refinería 0.8%.

En cuanto al mercado de derivados de petróleo local, las importaciones y la producción que realiza REFIDOMSA constituyeron el 50.7% de la oferta local en 2016.

Tabla 6
Producción de derivados de Petróleo de REFIDOMSA, 2015-2016.
 Valores expresados en kBbls

Derivados	2015		2016	
	Producción	%	Producción	%
Gasolina	1,547.6	27.2	2,288.0	27.9
Fuel Oíl	1,546.4	27.2	2,052.8	25.3
Avtur	1,339.6	23.5	1,946.4	23.7
Gasoíl	1,069.9	18.8	1,582.6	19.3
GLP	81.5	1.4	191.8	2.3
Kerosén	59.8	1.1	86.5	1.1
Gases de Refinería	44.6	0.8	65.9	0.8
Total	5,689.3		8,214.1	

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2016.

5.2 DEMANDA DE HIDROCARBUROS

En 2016, la demanda de hidrocarburos ascendió a 3,457.96 kTep, igual a una tasa de crecimiento de 4.8 % respecto al 2015. Desde el punto de vista sectorial, el transporte presenta el mayor nivel de demanda, 57.9 %. Siguen, el industrial con el 23.6 % y el residencial con el 13.7 %. El restante 4.8 % se distribuye entre el resto de los sectores.

La demanda del sector transporte se compone de gasolina (915.53 kTep), diésel (599.22 kTep), gas licuado de petróleo (452.09 kTep) y gas natural (19.67 kTep). Las tres primeras son fuentes que tradicionalmente han estado presentes en la demanda de este sector, no obstante el gas natural he venido penetrando a desde el año 2010.

La demanda de hidrocarburos del sector industrial se ubicó en 815.30 kTep, de estos, el 60.5 % fue demandado por la industria de Cemento y Cerámica, el 15.2 % correspondió a la industria alimenticia, el 8.7 % a los parques industriales de zona franca, el 4.9 % a la industria de químicos y plásticos, el 4.4 % a ingenios azucareros, mientras que el resto de industrias, 6.4 %. A nivel de fuentes, predomina el coque (39.6 %), fuel oil (18.4 %), diésel (13.0 %), carbón mineral (11.4 %), gas natural (11.1 %), gas licuado de petróleo (6.4 %) y gasolina (0.2 %).

Por otra parte, en el sector residencial, la demanda de hidrocarburos ascendió a 387.85 kTep en la zona urbana y 86.42 kTep en la zona rural, para un total de 474.27 kTep. Las fuentes requeridas en este sector son gas licuado de petróleo para cocción y calentamiento de agua, así como kerosene para iluminación.

6 SUBSECTOR ENERGÍA RENOVABLE

La importancia del desarrollo de las energías renovables radica en que contribuyen al aprovechamiento de los recursos naturales con los que cuenta la nación, al tiempo que benefician al medio ambiente y, en muchos casos, representan una solución factible, en términos tecnológicos y económicos, para la población en sentido general y en mayor medida para comunidades que se encuentran aisladas de la red nacional de energía eléctrica.

Reconociendo los altos costos de inversión de las energías alternas frente a las fuentes tradicionales, el PEN 2010-2025 basaba sus medidas de políticas en tres aspectos importantes del subsector:

- 1) Creación del marco normativo del subsector;
- 2) Políticas económico-empresariales y financieras, que incluyan un régimen de incentivos especiales;
- 3) Otorgamiento de financiamiento permanente.

En cuanto al aprovechamiento del potencial de energía renovable se propusieron metas en cinco áreas del subsector.

La primera de estas energías es la eólica, para la cual se propuso lograr unos 500 MW de capacidad instalada al año 2015. Para ese año se habían otorgado 15 concesiones para proyectos eólicos, equivalentes a 849.5 MW, no obstante solo se llevaron a cabo 3 de estos proyectos (Quilvio Cabrera y los Cocos I y II) con una capacidad instalada de 85.45 MW.

La segunda área de atención son los biocombustibles, tanto el Etanol y el Biodiésel. En el caso particular del Etanol, se proponía la mezcla de este con gasolinas. Esperándose que para el 2012 el Etanol represente el 10% de la composición, alcanzando el 25% al final del periodo. Mientras que para el caso del biodiésel se esperaba que en la mezcla se logre el 5% para el 2015. Al contrarrestar lo planificado con lo acontecido se observa que se han creado los instrumentos normativos para llevar a cabo esta política (a través de la Ley 57-07, sobre Incentivos a las Energías Renovables), además se han

registrado importaciones de biocombustibles durante el periodo 2010 - 2014, como consecuencia de los permisos otorgados en cuanto al biodiesel.

En lo referente al etanol, tenemos que no existe en nuestro país ningún tipo de producción de dicho biocombustible para fines carburantes.

El aprovechamiento de la biomasa representa la tercera área de orientación del PEN en este subsector. En este caso se planteó la posibilidad de uso de los residuos agrícolas y animales para la producción de biogás, para generación de electricidad en pequeñas plantas autoproductoras o en plantas interconectadas al SENI. Para el 2015 se esperaba que la capacidad instalada en esta tecnología alcanzara los 50 MW. En la actualidad se cuentan con unos 1.4 MW instalados para autoproducción en granjas agrícolas. Adicionalmente se han otorgado 2 concesiones definitivas para generación interconectada a base de biomasa, aportando en caso de construirse 31 MW adicionales. Una de estas inició su construcción en 2014, la Central San Pedro BioEnergy, la cual estaría interconectada al SENI en el 2016, y contaría con una capacidad instalada de 30 MW a bagazo de caña de azúcar.

Tabla 7
Propuestas energía renovable en el PEN 2004 - 2015 vs realidad a 2016.

Área	Meta	Realidad a 2016
Eólica	Instalación 500 MW a 2015 ¹⁶ .	<ul style="list-style-type: none"> • 85. MW Instalados • 49.5 MW en construcción • 849.5 MW concesionados
Biocombustible	<p>Etanol Mezcla del 10% al 2012. Mezcla del 25% al 2015.</p> <p>Biodiésel Mezcla del 5% al 2015.</p>	Se ha establecido esta política en la Ley 57-07. En el período 2010 - 2014 la penetración en el sector transporte ha sido en promedio de 0.3 %.

Biomasa	<p>Generación de electricidad a partir del biogás generado de residuos agrícolas y animales, para auto consumo y/o interconexión:</p> <p>Instalación de 50 MW al 2015.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 1.4 MW instalados en granjas agrícolas autoproductoras a 2015. • 30 MW interconectados al SENI en el 2016. • 1 MW concesionado a espera de desarrollo del proyecto por los inversionistas.
Residuos Sólidos Urbanos	<p>Instalación del 60 MW al 2015.</p> <p>Instalación de 120+ MW al 2020.</p>	<p>20 MW concesionados provisionalmente.</p>
Innovación e investigación	<p>Promover la Investigación e innovaciones energéticas plausibles de ser introducidas al mercado local, especialmente las energías oceánicas, los combustibles artificiales, el hidrogeno y las pilas de combustibles, nuevos métodos de almacenamiento de energía (pilas cinéticas, aire comprimido o energía neumática) y sus aplicaciones combinadas con métodos tradicionales.</p>	<p>A la fecha no se han desarrollados programadas de investigación en materia de energía renovable.</p>

Fuentes: Comisión Nacional de Energía, Plan Nacional de Energía 2004 - 2015.

Otra de las líneas de política en temas de energía renovable del PEN fue el aprovechamiento de Residuos Sólidos Urbanos (RSU). A partir de esta fuente se proponía la instalación de centrales con tecnología de recolección de metano (regasificación) y/o por incineración. Para el año 2015 se esperaba contar con 60 MW de capacidad instalada, duplicándose para el 2020.

Este subsector cuenta con la Ley 57-07, sobre Incentivo a las Energías Renovables y sus regímenes especiales, y su reglamento, emitido por decreto 202-08. Ambos instrumentos responden a la necesidad del subsector de un marco normativo de fomento a las energías renovables, la cual fue identificada en el PEN 2004 - 2015. En este se establecen regímenes de incentivos fiscales, procedimientos para solicitud de concesiones provisionales y definitivas, regímenes económicos por fuentes, entre otras.

Bajo el amparo de esta Ley se cuentan con 19 concesiones definitivas de proyectos de energía renovable, las cuales incluyen las concesiones descritas

en la tabla 9 y otras 6 concesiones para proyectos solares fotovoltaicos y mini centrales hidroeléctricas, que en conjunto adicionarían 929.5 MW al sistema una vez sean completados y puestos en operación. No obstante, para el 2015 se habían desarrollado dos proyectos eólicos interconectados con capacidad de 85.45 MW. Adicionalmente se encontraban en construcción tres proyectos de generación de electricidad, uno a biomasa de 30 MW, uno solar de 30 MW y otro eólico a 49.5 MW.

Adicionalmente, el objetivo general No. 5 del Plan Nacional de Energía 2004 - 2015 iba orientado a “ampliar la cobertura y mejorar la calidad de servicio de energía de las comunidades rurales y semi-urbanas”. En este sentido diversas organizaciones como el Programa de Pequeños Subsidios, la Fundación Sur Futuro y la Comisión Nacional de Energía han desarrollado proyectos en busca de lograr la consecución de este objetivo plasmado en el PEN 2004 - 2015.

El Programa de Pequeños Subsidios, se ha dedicado a la construcción de mini centrales hidroeléctricas en 38 comunidades, las cuales en conjunto tienen una capacidad instalada de 1.1 MW. Mientras que la Fundación Sur Futuro ha desarrollado proyectos tanto de instalación de paneles solares como de mini centrales hidroeléctricas. Ambos de la Mano de la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS).

Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía, ha desarrollado el Plan de Desarrollo Fotovoltaico, el cual hasta el 2016 había ejecutado 5 etapas en diferentes comunidades de Elías Piña, La Vega, Azua, Hato Mayor y Puerto Plata. El mismo se basa en la instalación de un panel fotovoltaico, principalmente en hogares no conectados a la red. En total se han instalado al cierre del año 483 kW y han sido beneficiadas 477 familias, 3 escuelas, 1 centro forestal y 1 Club.

Otro proyecto llevado a cabo por la CNE es el Programa de Bombillas de Sol, el cual consiste en la instalación de una bombilla de sol en hogares de escasos recursos, así como la sustitución de bombillas incandescentes por bombillas fluorescentes. Durante el 2016 fueron instaladas 496 bombillas de sol y se

sustituyeron 1,392 bombillas incandescentes por fluorescentes, con una inversión ascendente a RD\$ 500,000.00. Desde el 2014 a la fecha se han instalado un total de 4,046 bombillas de sol, sustituidas un total de 9,321 bombillas con una inversión acumulada de poco más de RD\$ 4,000,000.00.

Tabla 8
Incentivos de la Ley No.57-07, 2016.

Tipo de Impuesto Exonerado	Cantidad de Autorizaciones	Importe Exonerado por Tipo de Impuesto
Exención de Impuestos en la Importación (Autoproductores)	198	MMRD\$81.8
Exención de Impuestos en la Importación (Concesiones)	266	MMRD\$79.9
Exención de ITBIS	544	MMRD\$607.3
Crédito Fiscal	182	MMRD\$259.2
Total	1,190	MMRD\$1,028.2

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Departamentos de Incentivos Ley 57-07, 2016.

En cumplimiento con las funciones y atribuciones conferidas por la Ley No. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales, en sus artículos 9 y 12, la CNE ha otorgado aproximadamente un total 4,053 autorizaciones de exoneración de impuestos y de crédito fiscal, en el periodo comprendido desde el año 2008 al 2016, lo cual representa un importe de RD\$5,640.5 14 millones. Para el año 2016 se emitieron un total de 1,171 Resoluciones de autorizaciones de incentivos, lo que se traduce en un total aproximado de RD\$1,214.65 millones de pesos dominicanos por concepto de exenciones al pago de impuestos.

7 MARCO NORMATIVO

En cuanto al marco normativo, se tiene registros de que en fecha 13/10/2016 el Gobierno, a través del Ministerio de Industria y Comercio, eliminó mediante la Resolución 233, el subsidio al gasoil regular que desde el año 2011 otorgaba a los sindicalistas del transporte. Al momento de la implementación de esta medida los precios internacionales justificaban los subsidios, que a ese momento costaban un 50% menos. Los subsidios a los transportistas entre 2011 y 2016 han representado al Estado entre 2,000 y 4,000 millones de pesos anuales.

8 EVENTOS RELEVANTES

En esta sección se presentan los eventos que durante el 2016 tuvieron mayor relevancia para el sector energético dominicano, los cuales abarcan cambios en infraestructura, relaciones comerciales, entre otras.

Construcción de la Planta Termoeléctrica Punta Catalina

Al cierre del 2016, la Planta Termoeléctrica Punta Catalina alcanzó un 70% de avance en la ejecución de su plan de construcción, y contaba con el 95% de todos los equipos necesarios para su terminación.

En cuanto al financiamiento de la Punta Catalina, en 2015 el Gobierno Dominicano suscribió un préstamo por seiscientos millones de dólares (MMUS\$600.0) con el Banco Nacional de Desenvolvimiento Económico y Social (BNDES) de Brasil. El mismo quedó sin efecto al iniciar las investigaciones relacionadas a Odebrecht (firma a cargo de la construcción de la obra), por lo que el Poder Ejecutivo sometió ante el Congreso Nacional la autorización de emisión de valores de deuda por el monto antes mencionado dentro de la ejecución del Presupuesto General de la Nación de 2017. Estos bonos, por USD 600 millones, fueron colocados exitosamente en los mercados de capitales a una tasa de interés anual de 5.3%.

De igual manera, el gobierno había negociado un financiamiento de alrededor de unos USD632 millones con un pool de bancos europeos, liderado por el Grupo Sace. Al cierre de 2016 habían desembolsado unos trescientos sesenta y un millón de dólares (MMUS\$361) para el desarrollo del proyecto y para el 2018 se esperan desembolsos de unos doscientos setenta y un millones quinientos mil dólares (MMUS\$271.5) adicionales, hasta completar el financiamiento total aprobado para este proyecto de unos seiscientos treinta y dos millones quinientos mil (MMUS\$632.5), a un plazo de 15 años a una tasa libor de 2.4 %.

Construcción del Teleférico de Santo Domingo

A octubre de 2016, la Unidad Ejecutora para la Readecuación de la Barquita y Entorno (URBE) y la Presidencia de la República Dominicana comunicaron el avance de los trabajos en la construcción del Teleférico de Santo Domingo. El

mismo tiene por alcance brindar movilización a la población de más de 30 barrios y urbanizaciones de tres municipios de la provincia Santo Domingo. Se prevé que este medio de transporte movilice unas tres mil personas por hora en una sola dirección.

El proyecto beneficiará a 300,000 personas. Cuenta con 200 cabinas de fabricación francesa con capacidad para 10 personas sentadas. En el país hay 70 listas para ser usadas.

Hasta el momento se encuentran en la fase I del proyecto, correspondiente a la Línea I Gualey - Charles de Gaulle, la cual cuenta con dos (2) estaciones construidas el 100% (4) de las cuatro que contempla.

Ampliación de Parque Fotovoltaico CEMEX

En diciembre de 2016, la empresa CEMEX República Dominicana anunció la apertura del proceso de licitación para expandir su planta de generación fotovoltaica, ubicada en la planta de producción de cemento en San Pedro de Macorís. La empresa busca expandir su planta fotovoltaica unos 13 MW adicionales.

Suspensión de despacho de crudo desde Venezuela

La Refinería Dominicana de Petróleo, S. A., informó que la empresa Petróleos de Venezuela, S. A., había presentado irregularidades en el despacho de crudo a la República Dominicana en los primeros 9 meses del 2016, suspendiéndose completamente en el último trimestre de ese año. Lo anterior debido a compromisos asumidos con la República Popular de China. Debido a esta situación se ha tenido que importar crudo desde Estados Unidos, México y Nigeria.

Adicionalmente REFIDOMSA ha expresado su interés en adquirir 49% de las acciones de la planta que posee PVDSA, sin embargo esta última no ha manifestado su interés de revender al Estado Dominicano sus acciones.

Por último, REFIDOMSA comunicó su plan de lanzar una licitación de financiamiento para aumentar su capacidad de almacenamiento en un 80% en los

próximos 5 años. Se espera que estas obras tendrán un costo de inversión de unos ciento cincuenta millones de dólares (MMUS\$150.0).

CDEEE acuerda rehabilitación de redes con empresa coreana

El pasado 7 de agosto de 2016 la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) firmó acuerdo un acuerdo con la empresa coreana Kepco. Los documentos de endoso de los contratos para la ejecución de los trabajos de rehabilitación de las redes y modernización en circuitos correspondientes a EDESUR Y EDEESTE.

El contrato se firmó para la rehabilitación 207.13 km de red y normalización de las acometidas de suministro eléctrico para 55,203.

Los trabajos corresponden a la segunda fase del Programa de Rehabilitación de Redes Eléctricas, y serán financiados por el fondo OPEP para el Desarrollo Internacional (OFID), así como también apoyo del Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Europeo de Inversiones.

9 CONCESIONES

En ejercicio de las atribuciones conferidas por la Ley General de Electricidad, Ley No. 125-01, modificada por la Ley 186-07, la Comisión Nacional de Energía es la encargada de otorgar las Concesiones Provisionales para el estudio y prospección de obras de eléctricas, así como recomendar al Poder Ejecutivo que otorgue Concesiones Definitivas para actividades de generación.

9.1 CONCESIONES PROVISIONALES

Según lo definido en el artículo 62 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, aprobado mediante el decreto 555-02, corresponde a la Comisión Nacional de Energía el otorgamiento, mediante resolución, de Concesión Provisional a peticionarios a los fines de que los mismos efectúen prospecciones, análisis y estudios de obras eléctricas en terrenos de terceros, ya sean de particulares, estatales o municipales por un plazo no mayor a 18 meses, según lo definido en el artículo 65.

Durante el 2016, la CNE se aprobó 13 solicitudes de concesiones provisionales para explotar recursos hídricos, biocombustible, solar, residuos sólidos urbanos y eólicos. De instalarse estas obras adicionarían unos 523.63 MW adicionales al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, todos de fuentes renovables contribuyendo a la modificación de la matriz energética nacional. Para mayor detalle ver Anexo 11.2.

9.2 CONCESIONES DEFINITIVAS

En el artículo 70 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se establece que la autoridad otorgante de las Concesiones Definitivas para explotación de obras de generación eléctrica es Poder Ejecutivo, previa recomendación favorable de la Superintendencia de Electricidad y, posteriormente, de la Comisión Nacional de Energía. Las Concesiones Definitivas en ningún caso se otorgarán en plazos superiores a cuarenta (40) años, no obstante el concesionario tiene la opción de renovar su contrato de concesión con una anticipación no menor a un año (1) ni mayor a cinco (5) a su vencimiento.

En este sentido en el periodo enero - diciembre de 2016, la CNE recomendó favorables cuatro (4) solicitudes de Concesión Definitiva al Poder Ejecutivo, las cuales obtuvieron posteriormente su contrato para fines de explotación de obras de generación eléctrica. Estas resoluciones permitirán la entrada de 215 MW a partir de recursos renovables (biomasa, solar, residuos sólidos urbanos y eólicos). Para mayor detalle ver Anexo 11.3.

10 LICENCIAS Y AUTORIZACIONES EMITIDAS POR LA DIRECCIÓN NUCLEAR - CNE

A través de la Dirección Nuclear, de la Comisión Nacional de Energía son emitidas las licencias y autorizaciones para el manejo y operación de equipos que emiten radiación ionizante, las cuales son otorgadas luego de visitas de inspección a los centros que los operan. En el 2016, fueron emitidas un total de 213 autorizaciones y licencias, las cuales se distinguen por tipos a continuación:

Tabla 9
Licencias y Autorizaciones emitidas por la Dirección Nuclear, 2016.

Tipo de Servicio Brindado	Cantidad
Autorización nueva LIO Tipo I	1
Autorización nueva LIO Tipo II	54
Autorización nueva IR Tipo III	3
Autorización nueva LIC Tipo I	4
Autorización nueva LIC Tipo II	3
Renovación LIO Tipo I	1
Renovación LIO Tipo II	41
Renovación IR Tipo III	4
Permisos	51
Autorización nueva LPO Tipo I	10
Autorización nueva LPO Tipo II	25
Autorización nueva LPO Tipo III	4
Renovación LPO Tipo I	8
Renovación LPO Tipo II	2
Renovación LPO Tipo III	2

Fuente: Sistema de Información Energético Nacional, CNE, 2017.

11 ANEXOS

11.1 BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA NETA

En Unidades Energéticas (Miles de Toneladas Equivalentes de Petróleo, kTep).

BALANCE ENERGETICO 2016 (kTep)	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA												TOTAL				
	PETROLEO CRUDO	GAS NATURAL	CARBON MINERAL	HIDRO	LEÑA	BAGAZO	SOLAR	VIENTO	OTRAS PRIMARIAS	TOTAL ENERGIA PRIMARIA	ENERGIA ELECTRICA	GLP	GASOLINAS + ALCOHOL	KEROSENE	AVTUR	DIESEL	FUEL OIL	COQUE	CARBON VEGETAL	GASES	BIODIESEL	LUBRICANTES		CEMENTO ASFALTICO	OTROS NO ENERGETICOS	TOTAL ENERGIA SECUNDARIA	
PRODUCCION				163.25	563.87	280.80	48.11	69.40	11.03	1,136.47	1,669.40	17.84	241.33	8.77	210.48	318.00	293.56		75.41	12.23						2,847.03	1,136.47
IMPORTACION	1,184.63	923.75	786.24							2,894.61		1,010.14	856.78		327.30	1,178.05	1,444.61	322.78					42.69	165.06	50.71	5,398.13	8,292.75
EXPORTACION		0.04								0.04									2.47							2.47	2.51
VARIACION DE INVENTARIO	-1.67	-8.11	-26.26							-36.04		2.59	-7.42		0.70	22.34	-5.21									12.99	-23.05
NO APROVECHADO																											
BUNKERS															524.06											524.06	524.06
OFERTA TOTAL	1,182.96	915.60	759.97	163.25	563.87	280.80	48.11	69.40	11.03	3,995.00	1,669.40	1,030.56	1,090.69	8.77	14.42	1,518.39	1,732.96	322.78	72.94	12.23		42.69	165.06	50.71	7,731.62	8,879.60	
REFINERIA	-1,192.77									-1,192.77		17.84	241.33	8.77	210.48	318.00	293.56			12.23						1,102.21	-90.56
SENI		-809.70	-678.99	-162.63			-12.82	-69.40		-1,733.53	1,331.69					-268.59	-1,116.65									-53.54	-1,787.08
SISTEMAS AISLADOS		-11.71								-11.71	92.35					-5.66	-200.32									-113.64	-125.35
AUTOPRODUCTORES				-0.62		-22.80	-26.50		-3.28	-53.20	245.37		-15.93			-470.86	-234.13									-475.55	-528.75
CENTRO DE GAS																											
CARBONERA					-137.87					-137.87									75.41							75.41	-62.45
COQUERIA/A. HORNO																											
DESTILERIA																											
OTROS CENTROS																											
TRANSFORMACION TOTAL	-1,192.77	-821.41	-678.99	-163.25	-137.87	-22.80	-39.32	-69.40	-3.28	-3,129.08			-15.93			-745.11	-1,551.10								-2,312.14	-2,594.19	
CONSUMO PROPIO											57.01		1.89			0.23	32.13			12.23						103.50	103.50
PERDIDAS			19.89							19.89	205.61															205.61	225.49
AJUSTE	-9.81	-16.22	-31.62		0.00		0.00			-57.65	0.00	-13.37	0.00		0.00	0.00		-2.47							-15.84	-73.49	
TRANSPORTE		19.67								19.67	4.61	452.09	915.53		14.42	599.22										1,985.89	2,005.56
INDUSTRIA		90.74	92.72			258.00			4.91	446.38	526.00	52.26	1.32			105.76	149.73	322.78								1,157.85	1,604.22
RESIDENCIAL					425.95		8.34		2.84	437.13	466.50	465.50		8.77					73.60							1,014.37	1,451.50
COMERCIAL,SER,PUB					0.05		0.46			0.51	324.34	59.13	0.02		19.37			1.82								404.68	405.19
AGRO,PESCA,MINER.											85.32				48.71											134.03	134.03
CONSTRUCCION,OTR.											14.95	25.26														40.21	40.21
CONSUMO ENERGETICO		110.41	92.72		426.01	258.00	8.80		7.75	903.69	1,406.78	1,043.93	942.14	8.77	14.42	773.05	149.73	322.78	75.41							4,737.03	5,640.71
NO ENERGETICO													130.72								42.69	165.06		50.71		389.19	389.19
CONSUMO FINAL		110.41	92.72		426.01	258.00	8.80		7.75	903.69	1,406.78	1,043.93	1,072.86	8.77	14.42	773.05	149.73	322.78	75.41		42.69	165.06		50.71	5,126.22	6,029.90	
% Ajuste/Oferita Total	-0.8%	-1.8%	-4.2%		0.0%		0.0%			-1.4%	0.0%	-1.3%	0.0%		0.0%	0.0%		-3.4%							-0.2%	-0.8%	

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), Actualizado al 18 de septiembre 2017, 2:48 p.m. Clasificación de las fuentes energética de acuerdo a "International Recomendaciones for Energy Statistics (IRES), ST/STAT/SER.M/93, United Nations, New York, 2016."

BALANCE ENERGÉTICO 2016 (kTep)	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA											TOTAL				
	PETROLEO CRUDO	GAS NATURAL	CARBON MINERAL	HIDRO	LEÑA	BAGAZO	SOLAR	VIENTO	OTRAS PRIMARIAS	TOTAL ENERGIA PRIMARIA	ENERGIA ELECTRICA	GLP	GASOLINAS + ALCOHOL	KEROSENE	AVTUR	DIESEL	FUEL OIL	COQUE	CARBON VEGETAL	GASES	BIODIESEL		LUBRICANTE S	CEMENTO ASFALTICO	OTROS NO ENERGETICOS	TOTAL ENERGIA SECUNDARIA
CONSUMO DE ENERGÍA NETA																										
RESIDENCIAL URBANO					64.82		8.34		2.63	75.79	429.58	384.22		3.64					41.78						859.20	935.00
RESIDENCIAL RURAL					361.13				0.21	361.33	36.92	81.29		5.13					31.82						155.17	516.50
RESIDENCIAL TOTAL					425.95		8.34		2.84	437.13	466.50	465.50		8.77				73.60							1,014.37	1,451.50
RESTAURANTES											30.36	23.56	0.02						1.82						55.77	55.77
HOTELES					0.05		0.46			0.51	123.54	22.00			19.37										164.91	165.42
RESTO SERVICIOS											170.43	13.57													184.00	184.00
COMERCIAL, SERV. Y PÚBL.					0.05		0.46			0.51	324.34	59.13	0.02		19.37				1.82						404.68	405.19
INGENIOS AZUCAREROS		16.38				258.00				274.38	10.97				19.09										30.06	304.44
RESTO IND. ALIMENTICIA		14.96	16.97						4.91	36.84	137.37	26.13	1.22		17.43	47.11									229.26	266.10
TABACO		0.14								0.14	2.17	0.14			0.16	0.44									2.90	3.04
TEXTILES Y CUEROS		1.00								1.00	17.61	0.01			1.17	12.93									31.72	32.72
PAPEL E IMPRENTA											21.60	1.82				20.03									43.46	43.46
QUIMICOS Y PLASTICOS		17.48								17.48	63.62	0.15			20.37	1.78									85.91	103.39
CEMENTO Y CERAMICA		10.25	75.75							86.01	150.10	7.33	0.03		11.95	64.97	322.78								557.15	643.16
RESTO INDUSTRIA		3.32								3.32	28.32	7.41	0.07		3.87										39.66	42.98
ZONA FRANCA		27.22								27.22	94.25	9.28			31.72	2.47									137.72	164.94
INDUSTRIA		90.74	92.72			258.00			4.91	446.38	526.00	52.26	1.32		105.76	149.73	322.78								1,157.85	1,604.22
TRANSPORTE		19.67								19.67	4.61	452.09	915.53		14.42	599.22									1,985.89	2,005.56
AGRO,PESCA,MINER.											85.32				48.71										134.03	134.03
CONSTRUCCION,OTR.												14.95	25.26												40.21	40.21
TOTAL CONSUMO NETO		110.41	92.72		426.01	258.00	8.80		7.75	903.69	1,406.78	1,043.93	942.14	8.77	14.42	773.05	149.73	322.78	75.41						4,737.03	5,640.71

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), Actualizado al 18 de septiembre 2017, 2:48 p.m.

Clasificación de las fuentes energética de acuerdo a "International Recomendaciones for Energy Statistics (IRES), ST/STAT/SER.M/93, United Nations, New York, 2016."

BALANCE ENERGÉTICO 2016 (kTep)	ENERGÍA PRIMARIA									ENERGÍA SECUNDARIA											TOTAL	RENDI- MIENTO						
	PETROLEO CRUDO	GAS NATURAL	CARBON MINERAL	HIDRO	LEÑA	BAGAZO	SOLAR	VIENTO	OTRAS PRIMARIAS	TOTAL ENERGIA PRIMARIA	ENERGIA ELECTRICA	GLP	GASOLINAS + ALCOHOL	KEROSENE	AVTUR	DIESEL	FUEL OIL	COQUE	CARBON VEGETAL	GASES			BIODIESEL	LUBRICANTE S	CEMENTO ASFALTICO	OTROS NO ENERGETICOS	TOTAL ENERGIA SECUNDARIA	
CONSUMO DE ENERGIA ÚTIL																												
RESIDENCIAL URBANO					6.80		1.80		0.26	9.19	227.84	172.70		0.06					8.31							407.76	418.48	44.76%
RESIDENCIAL RURAL					40.78				0.02	40.80	18.47	36.41		0.07					6.36							62.26	106.68	20.65%
RESIDENCIAL TOTAL					47.57		1.80		0.28	49.99	246.32	209.11		0.12				14.67							470.01	525.16	36.18%	
RESTAURANTES											18.35	10.60	0.00					0.18							28.44	28.44	51.00%	
HOTELES					0.01		0.18			0.20	73.41	9.92				13.80									99.30	99.42	60.10%	
RESTO SERVICIOS											76.86	6.79													83.87	83.87	45.58%	
COMERCIAL, SERV. Y PUBL.					0.01		0.18			0.20	168.62	27.31	0.00			13.80		0.18							211.61	211.74	52.26%	
INGENIOS AZUCAREROS		11.47				167.70				178.54	9.12					4.58									13.37	193.82	63.66%	
RESTO IND. ALIMENTICIA		10.47							1.72	18.98	109.23	11.11	0.22		11.48	29.68									162.54	186.13	69.95%	
TABACO		0.10								0.10	1.64	0.04			0.11	0.28									2.07	2.16	71.13%	
TEXTILES Y CUEROS		0.70								0.70	14.28	0.00			0.77	8.15									23.08	23.80	72.72%	
PAPEL E IMPRENTA											16.37	1.15				12.62									30.05	30.05	69.16%	
QUIMICOS Y PLASTICOS		12.23								12.23	51.49	0.03			13.33	1.12									65.73	78.62	76.04%	
CEMENTO Y CERAMICA		7.18								60.20	124.08	4.62	0.01		7.36	40.93	209.80								391.65	452.10	70.29%	
RESTO INDUSTRIA		2.32								2.32	22.27	4.46	0.01		2.52										29.54	31.95	74.34%	
ZONA FRANCA		19.05								19.05	69.46	5.53			20.94	1.55									97.77	116.98	70.92%	
INDUSTRIA		63.52				167.70			1.72	292.13	417.96	26.93	0.24		61.08	94.33	209.80								815.80	1,115.61	69.54%	
TRANSPORTE		3.54								3.54	3.69	81.38	164.80		2.60	143.81									398.80	402.74	20.08%	
AGRO,PESCA,MINER.											69.69					11.69									76.15	76.15	56.81%	
CONSTRUCCION,OTR.												8.22	4.55												12.15	12.15	30.21%	
TOTAL CONSUMO ÚTIL		67.06			47.58	167.70	1.99		2.00	345.86	906.28	352.94	169.58	0.12	2.60	230.39	94.33	209.80	14.85						1,984.52	2,343.54	41.55%	
RENDIMIENTO		0.61			0.11	0.65	0.23		0.26	0.38	0.64	0.34	0.18	0.01	0.18	0.30	0.63	0.65	0.20						0.42	0.42		

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), Actualizado al 18 de Septiembre 2017, 2:48 p.m.

Clasificación de las fuentes energética de acuerdo a "International Recomendaciones for Energy Statistics (IRES), ST/STAT/SER.M/93, United Nations, New York, 2016."

En Unidades Propias

BALANCE ENERGÉTICO 2016 (Unidades Propias)	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA												TOTAL			
	PETROLEO CRUDO (kbbl)	GAS NATURAL (Mm3)	CARBON MINERAL (kt)	HIDRO (GWh)	LEÑA (kt)	BAGAZO (kBep)	SOLAR (GWh)	VIENTO (GWh)	OTRAS PRIMARIAS (kBep)	TOTAL ENERGIA PRIMARIA	ENERGIA ELECTRICA (GWh)	GLP (kbbl)	GASOLINAS + ALCOHOL (kbbl)	KEROSENE (kbbl)	AVTUR (kbbl)	DIESEL (kbbl)	FUEL OIL (kbbl)	COQUE (kt)	CARBON VEGETAL (kt)	GASES (kBep)	BIODIESEL (kBep)	LUBRICANTES (kBep)		CEMENTO ASFALTICO (kBep)	OTROS NO ENERGETICOS (kBep)	TOTAL ENERGIA SECUNDARIA
PRODUCCION				1,898.48	1,566.35	2,023.33	559.53	807.13	79.47		19,414.39	191.84	1,946.41	65.94	1,582.62	2,288.00	2,052.84		109.28	88.13						
IMPORTACION	8,523.25	1,112.97	1,123.20									10,862.88	6,910.30		2,460.98	8,476.02	10,102.16	474.67				307.63	1,189.36	365.42		
EXPORTACION		0.05																	3.58							
VARIACION DE INVENTARIO	-12.01	-9.77	-37.52									27.80	-59.81		5.27	160.70	-36.47									
NO APROVECHADO																										
BUNKERS															3,940.41											
OFERTA TOTAL	8,511.23	1,103.15	1,085.68	1,898.48	1,566.35	2,023.33	559.53	807.13	79.47		19,414.39	11,082.52	8,796.90	65.94	108.45	10,924.72	12,118.53	474.67	105.71	88.13		307.63	1,189.36	365.42		
REFINERIA	-8,581.80											191.84	1,946.41	65.94	1,582.62	2,288.00	2,052.84			88.13						
SENI		-975.56	-969.99	-1,891.27			-149.03	-807.13								-1,932.45	-7,808.70									
SISTEMAS AISLADOS		-14.11										1,073.95				-40.76	-1,400.83									
AUTOPRODUCTORES				-7.21		-164.29	-308.19		-23.62		2,853.52		-128.52			-3,387.79	-1,637.25									
CENTRO DE GAS																										
CARBONERA					-382.97														109.28							
COQUERIA/A. HORNO																										
DESTILERIA																										
OTROS CENTROS																										
TRANSFORMACION TOTAL	-8,581.80	-989.67	-969.99	-1,898.48	-382.97	-164.29	-457.23	-807.13	-23.62				-128.52			-5,360.99	-10,846.78									
CONSUMO PROPIO											663.04		15.28			1.65	224.71			88.13						
PERDIDAS			28.41								2,391.12															
AJUSTE	(70.57)	(19.54)	(45.18)	-	-	0.00	-	-	-		0.00	(143.78)	(0.00)	-	0.00	(0.00)	0.00	-	(3.58)	-	-	-	-	-	-	
TRANSPORTE		23.70									53.64	4,861.76	7,384.16		108.45	4,311.38										
INDUSTRIA		109.33	132.46			1,859.04			35.41		6,117.16	562.01	10.68		760.90	1,047.03	474.67									
RESIDENCIAL					1,183.22		96.96		20.45		5,425.19	5,005.93		65.94					106.65							
COMERCIAL,SER,PUB					0.15		5.34				3,771.96	635.86	0.19			139.35			2.63							
AGRO,PESCA,MINER.											992.28					350.44										
CONSTRUCCION,OTR.												160.74	203.76													
CONSUMO ENERGETICO		133.03	132.46		1,183.37	1,859.04	102.30		55.86		16,360.23	11,226.30	7,598.79	65.94	108.45	5,562.08	1,047.03	474.67	109.28							
NO ENERGETICO													1,054.31							307.63	1,189.36		365.42			
CONSUMO FINAL		133.03	132.46		1,183.37	1,859.04	102.30		55.86		16,360.23	11,226.30	8,653.10	65.94	108.45	5,562.08	1,047.03	474.67	109.28		307.63	1,189.36	365.42			
% Ajuste/Oferta Total	-0.8%	-1.8%	-4.2%			0.0%					0.0%	-1.3%	0.0%		0.0%	0.0%	0.0%									

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), Actualizado al 18 de Septiembre 2017, 2:48 p.m.

Clasificación de las fuentes energética de acuerdo a "International Recomendaciones for Energy Statistics (IRES), ST/STAT/SER.M/93, United Nations, New York, 2016."

BALANCE ENERGÉTICO 2016 (Unidades Propias)	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA													TOTAL			
	PETROLEO CRUDO (kbbbl)	GAS NATURAL (Mm3)	CARBON MINERAL (kt)	HIDRO (GWh)	LEÑA (kt)	BAGAZO (kBep)	SOLAR (GWh)	VIENTO (GWh)	OTRAS PRIMARIAS (kBep)	TOTAL ENERGIA PRIMARIA	ENERGIA ELECTRICA (GWh)	GLP (kbbbl)	GASOLINAS + ALCOHOL (kbbbl)	KEROSENE (kbbbl)	AVTUR (kbbbl)	DIESEL (kbbbl)	FUEL OIL (kbbbl)	COQUE (kt)	CARBON VEGETAL (kt)	GASES (kBep)	BIODIESEL (kBep)	LUBRICANTES (kBep)	CEMENTO ASFALTICO (kBep)		OTROS NO ENERGETICOS (kBep)	TOTAL ENERGIA SECUNDARIA	
CONSUMO DE ENERGÍA NETA																											
RESIDENCIAL URBANO					180.07		96.96		18.96		4,995.78	4,131.79		27.34					60.54								
RESIDENCIAL RURAL					1,003.15				1.48		429.41	874.14		38.60					46.11								
RESIDENCIAL TOTAL					1,183.22		96.96		20.45		5,425.19	5,005.93		65.94					106.65								
RESTAURANTES											353.13	253.40	0.19						2.63								
HOTELES					0.15		5.34				1,436.76	236.53				139.35											
RESTO SERVICIOS											1,982.08	145.93															
COMERCIAL, SERV. Y PÚBL.					0.15		5.34				3,771.96	635.86	0.19			139.35			2.63								
INGENIOS AZUCAREROS		19.74									127.53					137.35											
RESTO IND. ALIMENTICIA		18.02	24.24						35.41		1,597.53	280.95	9.88			125.43	329.42										
TABACO		0.16									25.20	1.49				1.15	3.07										
TEXTILES Y CUEROS		1.21									204.85	0.06				8.41	90.43										
PAPEL E IMPRENTA											251.23	19.59					140.08										
QUIMICOS Y PLASTICOS		21.06									739.87	1.62				146.55	12.42										
CEMENTO Y CERAMICA		12.35	108.22								1,745.54	78.84	0.23			85.96	454.36	474.67									
RESTO INDUSTRIA		4.00									329.32	79.66	0.57			27.81											
ZONA FRANCA		32.79									1,096.09	99.81				228.24	17.26										
INDUSTRIA		109.33	132.46				1,859.04		35.41		6,117.16	562.01	10.68			760.90	1,047.03	474.67									
TRANSPORTE		23.70									53.64	4,861.76	7,384.16		108.45		4,311.38										
AGRO,PESCA,MINER.											992.28					350.44											
CONSTRUCCION,OTR.											160.74		203.76														
TOTAL CONSUMO NETO		133.03	132.46		1,183.37	1,859.04	102.30		55.86		16,360.23	11,226.30	7,598.79	65.94	108.45	5,562.08	1,047.03	474.67	109.28								

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), Actualizado al 18 de Septiembre 2017, 2:48 p.m.

Clasificación de las fuentes energética de acuerdo a "International Recomendaciones for Energy Statistics (IRES), ST/STAT/SER.M/93, United Nations, New York, 2016."

BALANCE ENERGÉTICO 2016 (Unidades Propias)	ENERGÍA PRIMARIA									ENERGÍA SECUNDARIA													TOTAL			
	PETROLEO CRUDO (kbbL)	GAS NATURAL (Mm3)	CARBON MINERAL (kt)	HIDRO (GWh)	LEÑA (kt)	BAGAZO (kBep)	SOLAR (GWh)	VIENTO (GWh)	OTRAS PRIMARIAS (kBep)	TOTAL ENERGIA PRIMARIA	ENERGIA ELECTRICA (GWh)	GLP (kbbL)	GASOLINAS + ALCOHOL (kbbL)	KEROSENE (kbbL)	AVTUR (kbbL)	DIESEL (kbbL)	FUEL OIL (kbbL)	COQUE (kt)	CARBON VEGETAL (kt)	GASES (kBep)	BIODIESEL (kBep)	LUBRICANTES (kBep)		CEMENTO ASFALTICO (kBep)	OTROS NO ENERGETICOS (kBep)	TOTAL ENERGIA SECUNDARIA
CONSUMO DE ENERGÍA ÚTIL																										
RESIDENCIAL URBANO					18.88		20.98		1.90		2,649.71	1,857.19		0.43					12.04							
RESIDENCIAL RURAL					113.27				0.15		214.82	391.55		0.49					9.22							
RESIDENCIAL TOTAL					132.15		20.98		2.04		2,864.53	2,248.73		0.92					21.26							
RESTAURANTES											213.46	114.03	0.03						0.26							
HOTELES					0.02		2.14				853.69	106.68				99.28										
RESTO SERVICIOS											893.88	72.96														
COMERCIAL, SERV. Y PÚBL.					0.02		2.14				1,961.03	293.67	0.03			99.28			0.26							
INGENIOS AZUCAREROS		13.81				1,208.37					106.11					32.97										
RESTO IND. ALIMENTICIA		12.62							12.39		1,270.35	119.48	1.78			82.61	207.53									
TABACO		0.12									19.10	0.42				0.76	1.93									
TEXTILES Y CUEROS		0.85									166.11	0.04				5.55	56.97									
PAPEL E IMPRENTA											190.36	12.32					88.25									
QUIMICOS Y PLASTICOS		14.74									598.79	0.29				95.92	7.83									
CEMENTO Y CERAMICA		8.65									1,443.01	49.67	0.04			52.94	286.24	308.53								
RESTO INDUSTRIA		2.80									259.04	47.94	0.10			18.11										
ZONA FRANCA		22.96									807.79	59.45				150.64	10.87									
INDUSTRIA		76.53				1,208.37			12.39		4,860.65	289.59	1.92			439.50	659.63	308.53								
TRANSPORTE		4.27									42.92	875.12	1,329.15		19.52	1,034.73										
AGRO,PESCA,MINER.											810.49					84.11										
CONSTRUCCION,OTR.												88.41	36.68													
TOTAL CONSUMO UTIL		80.79			132.18	1,208.37	23.11		14.44		10,539.62	3,795.51	1,367.78	0.92	19.52	1,657.61	659.63	308.53	21.52							
RENDIMIENTO		0.61			0.11	0.65	0.23		0.26		0.64	0.34	0.18	0.01	0.18	0.30	0.63	0.65	0.20							

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), Actualizado al 18 de Septiembre 2017, 2:48 p.m.

Clasificación de las fuentes energética de acuerdo a "International Recomendaciones for Energy Statistics (IRES), ST/STAT/SER.M/93, United Nations, New York, 2016."

11.2 CONCESIONES PROVISIONALES

No. de Concesión	Peticionaria	Fuente	Capacidad Instalada	Fecha de Otorgamiento	Plazo de Concesión	Ubicación
CNE-CP-0005-16	Clear Hidro Energy Yaque, S.R.L.	Mini-hidro	3.83 MW	26-feb-2016	18 meses	Río Yaque del Sur, entre las provincias San Juan y Azua.
CNE-CP-0006-16	A2A Energía y Medioambiente, S.R.L.	Biomasa	1.5 MW	26-feb-2016	18 meses	Bejucal, Juma, Monseñor Nouel.
CNE-CP-0007-16	A2A Energía y Medioambiente, S.R.L.	Biomasa	1.5 MW	26-feb-2016	18 meses	Licey al Medio, Santiago.
CNE-CP-0008-16	Wall Green Solar Dominicana, S.R.L.	Fotovoltaica	50 MW	26-feb-2016	18 meses	Hato Viejo, Guerra, Santo Domingo.
CNE-CP-0009-16	Eterra Grupo Ecoenergético del Caribe, S.R.L.	Fotovoltaica	10.3 MW	26-feb-2016	18 meses	Nizao, Peravia.
CNE-CP-0010-16	GCS Dominicana (SDE), B.V.	Residuos Sólidos Urbanos	150 MW	26-feb-2016	18 meses	Santo Domingo Este, Santo Domingo.
CNE-CP-0011-16	AIN Active Dominicana, S.R.L.	Mini-hidro	5 MW	08-mar-2016	18 meses	Río Baiguate, Jarabacoa, La Vega.
CNE-CP-0012-16	Natural World Energy Corporation, NWECC, S.R.L.	Fotovoltaica	100 MW	24/06/2016	18 meses	Villarmando, Azua.
CNE-CP-0013-16	Green Power Zwolf UG	Fotovoltaica	40 MW	24/06/2016	18 meses	Montecristi.
CNE-CP-0014-16	A2A Energía y Medioambiente, S.R.L.	Biomasa	1.5 MW	24/06/2016	18 meses	Pedro Brand, Santo Domingo.
CNE-CP-0015-16	Ritmex Consultora, S.R.L.	Residuos Sólidos Urbanos	30 MW	24/06/2016	12 meses	Duquesa, Santo Domingo Norte, Santo Domingo.
CNE-CP-0016-16	Ecoplasma Energy, S.R.L.	Residuos Sólidos Urbanos	80 MW	24/06/2016	18 meses	Soto, La Vega.
CNE-CP-0017-16	Empresa Generadora de Electricidad Haina, S.A. (EGE HAINA)	Eólico	50 MW	24/06/2016	18 meses	Esperanza, Valverde.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Consultoría Jurídica, 2017.

11.3 CONCESIONES DEFINITIVAS

No. de Concesión	Peticionaria	Fuente	Capacidad Instalada	Fecha de Recomendación Favorable	Fecha de Firma Contrato	Plazo de Concesión	Ubicación
CNE-CD-0001-2016	Empresa Generadora de Electricidad HAINA, S.A. (EGE HAINA)	Eólica	50 MW	05-abr-2016	27-abr-2016	20 años	Enriquillo, Barahona.
CNE-CD-0002-2016	San Pedro Bioenergy, S.R.L.	Biomasa	35 MW	07-abr-2016	11-oct-2016	30 años	San Pedro de Macorís.
CNE-CD-0004-2016	Green Wheels Dominicana, S.R.L.	Residuos Sólidos	80 MW	26-abr-2016	23-feb-2017	30 años	Rafey, Santiago.
CNE-CD-0005-2016	Empresa Koror Business, S.R.L.	Fotovoltaica	50 MW	18-may-2016	06-ene-2017	25 años	Uveral, Licy al Medio, Santiago.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Consultoría Jurídica, 2017.



Av. Rómulo Betancourt No. 361, Bella Vista
Santo Domingo, República Dominicana
Tel.: (809) 540-9002 / Fax.: (809) 566-0841
Código Postal: 10112



CNERD



@CNE_RD



CNE_ENERGIA



CNEENERGIA

www.mapas.cne.gob.do

www.cne.gob.do

sien@cne.gob.do