

AÑO
2017



INFORME ANUAL DE ACTUACIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO

INFORME ANUAL
ACTUACIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO

AÑO 2017

DIRECCIÓN EJECUTIVA

Lic. Ángel Canó Sención, *Director Ejecutivo*

EQUIPO DE REDACCIÓN Y COORDINACIÓN TÉCNICA

Dirección de Planificación y Desarrollo

Francisco Cruz, *Director de Planificación y Desarrollo*

Andrés de Peña, *Coordinador de Estadísticas*

Flady Cordero, *Analista de Planificación II*

Rosemarie Contin, *Secretaria Ejecutiva*

EQUIPO DE COLABORACIÓN TÉCNICA

Dirección de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía

Yeulis Rivas, *Director de DFAURE*

Eriafna Gerardo, *Encargada División de Eficiencia Energética,*

Francisco Gómez, *Encargado de la División de Biocombustibles*

Genris Reyes, *Coordinador de Gestión de Energía,*

Yderlisa Castillo, *Encargada División de Energía Renovable*

Dirección Eléctrica

Mercedes Arias, *Directora Eléctrica*

Dirección de Hidrocarburos

Manuel Capriles, *Director de Hidrocarburos*

Consultoría Jurídica

Maribel Sosa, *Encargada Departamento de Concesiones*

Hipólito Núñez, *Asesor de la Dirección Ejecutiva*

APOYO LOGÍSTICO Y ADMINISTRATIVO

Dirección Administrativa y Financiera

Luis Olivero, *Director Administrativo y Financiero*

Yuly Procter, *Encargada de la División de Compras y Contrataciones*

Francisco Méndez, *Asesor externo*

PORTADA

Frenyi Guevara, *Diseñador Gráfico/Webmaster, Departamento de Comunicaciones*

Este documento fue impreso en septiembre de 2018

CONTENIDO

1	Antecedentes	7
2	Análisis del Plan Energético Nacional	9
2.1	Principales Conclusiones del PEN 2010-2025.....	9
2.1.1	Objetivo: Incrementar la oferta de energía doméstica.....	11
2.1.2	Objetivos: Disminuir el costo de la energía y Desarrollar una oferta energética segura y confiable	14
2.1.3	Objetivo: Incrementar la eficiencia energética y el uso racional de la energía	16
2.1.4	Objetivo: Protección al medio ambiente	17
2.2	Acciones ejecutadas del PEN 2010-2025.....	18
3	Panorama del Sector Energético	20
3.1	Oferta de Energía.....	20
3.2	Demanda de Energía.....	23
3.3	Relación economía - energía	27
4	Subsector Eléctrico	29
4.1	Capacidad Instalada y Generación de Electricidad	29
4.1.1	Capacidad Instalada y Generación del SENI	30
4.1.2	Capacidad Instalada y Generación de los Autoproductores	37
4.1.3	Capacidad Instalada y Generación de los Sistemas Aislados	40
4.2	Transmisión de Electricidad.....	41
4.3	Distribución y Comercialización de Electricidad	43
4.4	Demanda de Electricidad	45
5	Subsector Hidrocarburos y Carbón Mineral	47
5.1	Oferta de Hidrocarburos y Carbón Mineral.....	47
5.1.1	Importaciones de Hidrocarburos y Carbón Mineral	47
5.1.2	Refinación de Petróleo	53
	Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.	54
5.2	Demanda de Hidrocarburos.....	54
5.3	Precios internos de los combustibles.	55
6	Subsector Energía Renovable	57
6.1	Aprovechamiento de la Energía Eólica.....	60

6.2	Introducción de mezclas de biocarburantes	61
6.3	Aprovechamiento de la Biomasa.....	62
6.4	Aprovechamiento de RSU	62
6.5	Aprovechamiento de Microhidroeléctricas	63
6.6	Aprovechamiento de Energía Solar Fotovoltaica	63
7	Eficiencia Energética y Uso Racional de la Energía	64
7.1	Anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética y Uso Racional de Energía	64
7.2	Etiquetado de equipos Eléctricos.....	64
7.3	Auditorías Energéticas en instituciones públicas.....	65
7.4	Programa de Difusión de Eficiencia Energética	65
7.5	Propuesta de Marco Institucional de Eficiencia Energética y Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eficiencia Energética en el Sector Turismo en República Dominicana.....	- 67 -
7.6	Desarrollo de una NAMA para la Transición Sustentable a la Iluminación Eficiente en República Dominicana - Estudio del Mercado de Iluminación en República Dominicana	- 68 -
7.7	Estudio Hoja de ruta tecnológica de eficiencia energética para envolventes de edificaciones comerciales, residenciales y públicas..	- 70 -
8	Marco Normativo	- 72 -
9	Eventos Relevantes	- 73 -
10	Concesiones	- 81 -
10.1	Concesiones Provisionales	- 81 -
10.2	Concesiones Definitivas	- 81 -
11	Licencias y Autorizaciones emitidas por la Dirección Nuclear - CNE -	83 -
12	Anexos	- 84 -
12.1	Balance Nacional de Energía Neta.....	85
12.2	Concesiones Provisionales	89
12.3	Concesiones Definitivas	90

GLOSARIO¹

- **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 esteres monoalquílicos de ácidos grasos de cadenas de carbonos medias y largas derivados de aceites vegetales o grasas animales.
- **Bunkers:** Refiere a combustibles adquiridos en puertos para consumo de aviación internacional, excluido de la oferta interna disponible del país.
- **Bunkers (Avtur) -** Asume como parte del consumo de la Aviación Internacional y por recomendación del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático o Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC por sus siglas en inglés) para cálculo de las emisiones de las comunicaciones nacionales, las cuales no son consideradas como parte de las emisiones nacionales.

¹ La mayoría de los conceptos expresados aquí corresponde a conceptos internacionalmente aceptados en materia de estadística energética y balances energéticos, razón por la cual puede que no sean coincidentes con los habitualmente utilizados en otras literaturas.

- **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 el conjunto de fenómenos físicos relacionados con la presencia y flujo de cargas eléctricas. En este documento se refiere a la producida por todo tipo de centrales térmicas fósiles, nucleares, hidráulicas, eólicas, solares y geotérmicas, entre otras.

- **Energía Final:** es aquella energía primaria o secundaria, que es utilizada directamente por los sectores socioeconómicos. Es la energía tal cual es aprovechada para el sector de consumo. La misma incluye al consumo energético y al consumo no energético.
- **Energía Hidráulica (EH):** es aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas, 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 y los consumos propios.
- **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 (en caso de que sea derivada de otra), 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 (EEo):** es la energía obtenida a partir del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es convertida en otras formas útiles de energía para las actividades humanas como la electricidad y el bombeo, entre otras.
- **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).
- **Factura Energética:** Valor de las importaciones de fuentes energéticas como petróleo, derivados, carbón mineral, gas natural, entre otros.

- **Factura Petrolera:** Valor de las importaciones de petróleo y derivados.
- **Fuel Oil (FO) - Fuel Oil N° 6:** mezclas de hidrocarburos con una viscosidad de por lo menos 40 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 de 1, 2 y 3 átomos de carbono, más algunos gases inertes (CO_2) y combustibles (SH_2).
- **Gas Licuado (GLP):** es la mezcla de los gases licuados Propano y Butano presentes en el gas natural o disueltos en el petróleo.
- **Gas Natural (GN):** es un hidrocarburo mezcla de gases ligeros de origen natural. Principalmente contiene metano, y normalmente incluye cantidades variables de otros alcanos, y a veces un pequeño porcentaje de dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico o helio. En este documento 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.
- **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 oíl (gasóleo), gas oíl, 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.
- **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 tales como 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. Los cuales han sido desagregado en tres categorías: Lubricantes, Bitumen y Otros.

- **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 medios físicos en el curso de los procesos mencionados. Los datos sobre el petróleo crudo incluyen los condensados en el yacimiento.
- **Otras Primarias (OP): 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, Cáscara de Arroz y Café.

1 ANTECEDENTES

La Comisión Nacional de Energía (CNE), es un organismo autónomo y descentralizado 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 referida 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, la CNE prepara el *“Informe Anual de Actuaciones del Sector Energético (IAASE)”*. El presente es el quinto informe, habiendo sido publicado el primero en el año 2013.

En el IAASE, la CNE analiza el cumplimiento de los lineamientos de políticas energéticas planteadas en el Plan Energético Nacional 2010-2025 y su impacto en la situación del sector. Además, se evalúan las acciones llevadas a cabo para que el sector se adecue a lo planteado en la Ley No. 1-12 de Estrategia Nacional de Desarrollo 2030, sobre todo, en lo estipulado en el Tercer Eje (3.2) de alcanzar la meta de *“Energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible”*.



En adición, el Informe de Actuaciones se apoya en los resultados del Balance Nacional de Energía Neta 2017 (BNEN)² para presentar un diagnóstico aproximado 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 destacan los eventos más relevantes del 2017, así como de los proyectos ejecutados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y las instituciones vinculadas con el sector, incluyendo los proyectos del sector privado.

De este modo, el presente informe se constituye en un documento de consulta del sector energético, abarcando no sólo la energía eléctrica, sino que se incluyen los hidrocarburos y demás combustibles asociados a consumos directos del sector transporte, industrias, comercio y residencial, así como las fuentes renovables de energía y los programas de uso eficiente de la energía que contribuyen a la mitigación del cambio climático, la diversificación de la matriz energética, eficiencia energética, seguridad energética, pobreza energética, entre otros.

² Sobre la base de los resultados del BNEN en su versión del 07 de agosto de 2018.

2 ANÁLISIS DEL PLAN ENERGÉTICO NACIONAL

El presente análisis se centrará en la segunda versión del Plan Energético Nacional el cual fue elaborado por la CNE para cubrir el período 2010-2025.

Esta sección se concentrará en analizar dos enfoques:

- Las principales conclusiones y/o recomendaciones del PEN 2010-2025, y
- La revisión de cuáles conclusiones y/o recomendaciones se habrían implementado hasta el año 2017.

2.1 PRINCIPALES CONCLUSIONES DEL PEN 2010-2025

Previo a este detalle, es preciso hacer mención a que como se indica en el Plan Energético Nacional (PEN) 2010-2025: seis elementos son los comunes en todos los diagnósticos que se utilizaron como base y que contribuyeron a definir los objetivos estratégicos del PEN:

1. Altos precios del petróleo en el mercado internacional.
2. Alta participación del petróleo en el balance energético.
3. Baja producción doméstica y dependencia de la importación de energía.
4. Altos costos de la energía.
5. Uso ineficiente de la energía
6. Responsabilidad con el medio ambiente y compromisos ambientales en la producción, transmisión, distribución y uso de la energía

“Estos puntos fundamentales no obedecen a coyunturas particulares sino que tienen continuidad y permanencia y por lo tanto configuran el marco de los retos que tiene el sector para superar”. En este sentido los principios fundamentales que guían el diseño del PEN son:

Incremento de la competitividad de la economía dominicana

Mejorar la calidad de vida de la población

Compromiso con la protección del medio ambiente

Todos estos principios están recogidos a grandes rasgos en la Ley No. 1-12 de Estrategia Nacional de Desarrollo al 2030 la cual fue publicada posterior a la publicación de este PEN. En el documento se resalta que “la perspectiva de altos precios del petróleo es y será un elemento determinante en la economía dominicana y en la definición de la política energética. El PEN 2010-2025 considera esta perspectiva como el factor de más peso en el diseño de sus líneas estratégicas. Las expectativas del sostenimiento de altos precios del petróleo, en una economía basada en combustibles fósiles, presentan un reto a la competitividad y a la posibilidad de mejorar la calidad de vida de la población. Los principios rectores conllevan la necesidad de superar las restricciones que estos factores imponen para lograr una economía más competitiva, con una oferta de energía menos costosa, más diversificada, más confiable y más limpia y la mejoría sostenible de la calidad de vida de la población”. De este modo, se identifica que para el logro de los objetivos estratégicos, señalados anteriormente son necesarias algunas estrategias dentro del sector energético de carácter indicativo:

Ilustración 1

Objetivos Estratégicos del PEN 2010-2025



Fuente: elaborado en base al PEN 2010-2025

2.1.1 OBJETIVO: INCREMENTAR LA OFERTA DE ENERGÍA DOMÉSTICA

Para lograr este objetivo se han identificado varias acciones como las que se detallan a continuación:

Implementar nuevas políticas orientadas explícitamente a reducir la dependencia de fuentes externas, diversificar las fuentes y sustituir importaciones.

- Desarrollar un programa de exploración de hidrocarburos
- Desarrollar las Fuentes de Energía Renovables (FER)
 - Nuevas políticas orientadas explícitamente a reducir la dependencia de fuentes externas, diversificar las fuentes y sustituir importaciones.
 - Identificar potencial de producción y exportación de Energía.
 - Desarrollar la actividad agroindustrial y generar empleo.
 - Identificar tecnologías más eficientes y limpias, existentes o en proceso de entrar al mercado.

Diseñar incentivos económicos y tributarios para la introducción de nuevas tecnologías y nuevos combustibles, en especial las fuentes de energía renovables.

Establecer normas y estándares para el equipamiento en aparatos de uso final y construcción de edificaciones.

Caracterización, análisis y valoración de impactos ambientales asociados al desarrollo del subsector, de los planes de expansión y de las tecnologías.

Racionalizar el esquema institucional y normativo.

Identificación de fuentes de financiamiento internacional y uso de los mecanismos de desarrollo limpio (bonos de carbono).

Por lo que se presentan algunas propuestas por los distintos subsectores:

Propuestas de las fuentes renovables de energía

En cuanto a los biocombustibles se promueve el inicio del programa de desarrollo de Etanol con orientación en la caña de azúcar y la instalación de destilerías, así como ampliar el área disponible para cultivos. Y para el caso del biodiesel se promueve el inicio de dicho programa con orientación en la palma africana, y al igual que con Etanol, es preciso la instalación de plantas de producción de biodiesel y ampliar el área cultivable así como la oferta.

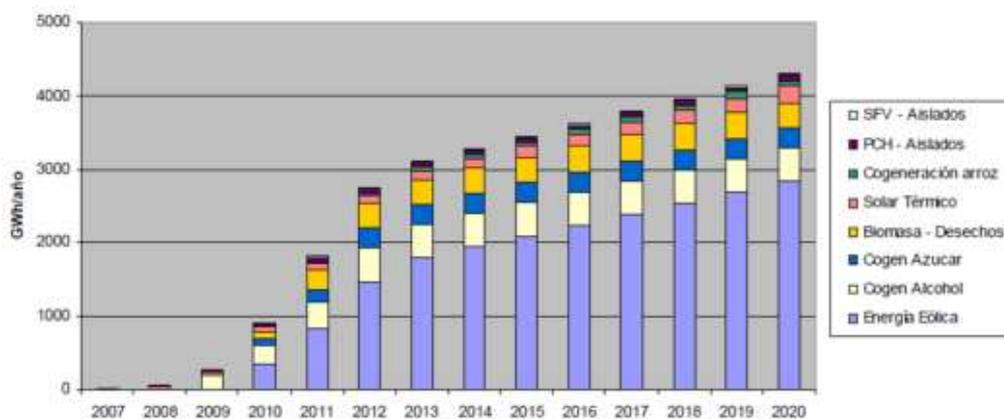
En concreto, “el PEN propone tres acciones bien definidas:

1. En el corto plazo. Darle inicio al programa, para los cual se requiere:
 - a) Establecer la mezcla obligatoria de 10% de etanol y 5% de biodiesel para crear la demanda mínima que inicie el programa de biocombustibles.
 - b) Establecer un precio regulado para los biocombustibles que garantice una rentabilidad mínima al productor y mantenga la competitividad con los combustibles derivados de petróleo.
- En el mediano plazo. Desarrollar un mercado autónomo de los biocombustibles que pueda mezclarse en cualquier proporción con los derivados de petróleo, para lo cual se requiere:
 - a) Incentivar la importación de vehículos híbridos con medidas arancelarias y tributarias.
 - b) Desarrollar la distribución de biocombustibles paralela a la de los derivados de petróleo, de tal forma que el consumidor pueda seleccionar la mezcla que desee.
- En el largo plazo. Establecer la libertad de precios para los biocombustibles”.

En el caso del resto de las fuentes renovables de energía, se preveía en un escenario bajo y en el otro alto, la penetración de estas nuevas inversiones:

Ilustración 2

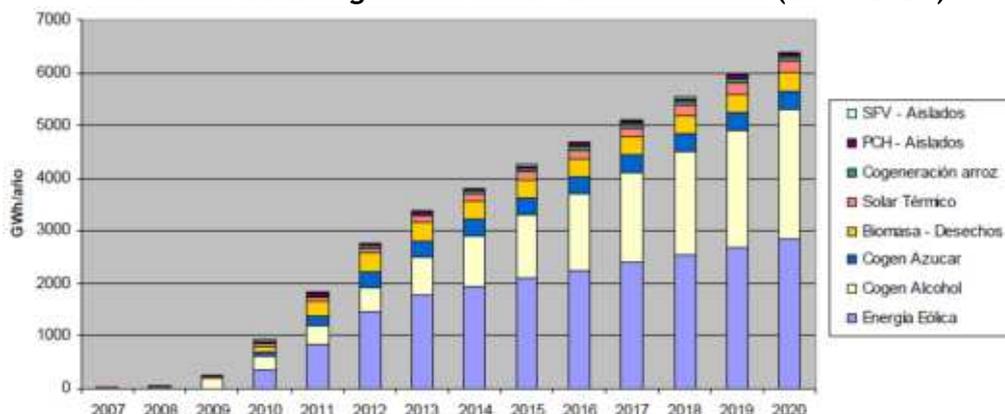
Generación de Energía Renovable - Escenario Bajo (2008-2020)



Fuente: Diagnostico y Definición de Líneas Estratégicas del Subsector Fuentes de Energía Nuevas y Renovables (FENR), Humberto Rodríguez M, Enero de 2008

Ilustración 3

Generación de Energía Renovable - Escenario Alto (2008-2020)



Fuente: Diagnostico y Definición de Líneas Estratégicas del Subsector Fuentes de Energía Nuevas y Renovables (FENR), Humberto Rodríguez M, Enero de 2008

En términos generales se preveía que para el año 2017 estuvieran instalados unos 760 MW que aportarían cerca de 2,400 GWh. Mientras que la instalación de Sistemas Solares Fotovoltaicos y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se indicaba como alternativa para la electrificación de los hogares no interconectados. Y por igual, se promovía la cogeneración industrial así como en las destilerías de alcohol y la utilización de los desechos de biomasa.

En otro orden, se identificaban acciones desde el punto de vista institucional como los siguientes:

- “se requiere una Ley Marco para el sector energético en su totalidad que le de coherencia y abarque todos los subsectores, en particular, en los temas institucionales que tienen que ver con los organismos del Estado. Se requiere, entonces de la creación de un Ministerio de Energía que centralice y reemplace las funciones que en materia energética están dispersas en varios Ministerios”.
- Referido a la Ley 57-07 indica que “uno de los aspectos más importantes de esta estrategia es el ajuste gradual del precio de compra de energía a las condiciones de un mercado competitivo. Es conveniente que la estrategia a largo plazo establezca condiciones para mejorar la eficiencia, reducir los costos y desarrollar una industria sostenible de recursos renovables que no dependa de subsidios de precio”.



- “Para asegurar el éxito de los proyectos relacionados con energías renovables se requiere de un programa de desarrollo institucional principalmente en la CNE. Paralelo a él, un programa de capacitación en FER que incluya aspectos técnicos, económicos, financieros, legales, regulatorios, fiscales, ambientales y sostenibilidad, que debe extenderse a otras instituciones que participan en el desarrollo de las FER”.
- Entre otras medidas tales como desarrollo de programa de agroenergía y “revisar la ley eléctrica para que contemple la posibilidad de considerar al cogenerador como posible suministrador y aprobar un reglamento de cogeneración en el que se establezcan las condiciones para ser cogenerador y exportar a la red”.

2.1.2 OBJETIVOS: DISMINUIR EL COSTO DE LA ENERGÍA Y DESARROLLAR UNA OFERTA ENERGÉTICA SEGURA Y CONFIABLE

Atendiendo a estos objetivos se plantean varios resultados esperados tanto para el subsector eléctrico como el de hidrocarburos que se detallan a continuación:

En el subsector eléctrico para el corto y mediano plazo:

ÁREA	RESULTADOS ESPERADOS
Tarifas	1. Tarifas más cercanas a los costos de producción que reducen la necesidad de transferencias. 2. Obtener tarifa que cubra costos eficientes y que permita la reducción progresiva de pérdidas. 3. Aislar al sector eléctrico del riesgo petrolero.
Subsidios	4. Creación de una red de protección social destinada a proteger a los pobres de la volatilidad de los costos de la electricidad. 5. Cubrir a las familias pobres con un subsidio focalizado según nivel de ingreso.
Pérdidas y Cobranza	6. Alcanzar estándares de pérdidas y de cobranzas consistentes con la tarifa técnica y con el resto de empresas de la región (alrededor del 12% - 13% en pérdidas y 98% en cobranzas). 7. Gerencias de las EDEs comprometidas con alcanzar estándares de CRI del 86% -87%.
Gestión	8. Establecimiento de una situación base de la CDEEE y de las EDEs en términos operativos y financieros.

ÁREA	RESULTADOS ESPERADOS
	9. Alcanzar niveles de eficiencia en las EDEs compatibles con los estándares de la región.
Fidei-comiso	10. Restablecer la cadena de pagos en el sector eléctrico y evitar apagones financieros. 11. Darle mayor predictibilidad a los pagos de las facturas de los generadores y mejorar el clima de inversión.
Institucionalidad	12. Lograr una mayor control de la gestión y de los gastos de la CDEEE por parte de los dueños. Mayor transparencia y control de las actividades de la CDEEE. 13. Adecuar el tamaño de la CDEEE para hacerla consistente con sus funciones según la Ley vigente y definición de una situación base de la CDEEE en términos operativos y financieros. 14. Mayor eficiencia de la CNE y SIE en el desempeño de sus funciones.
Inversiones	15. Obtener un plan de expansión del sector eléctrico que guíe las iniciativas públicas y privadas. 16. Atraer nueva inversión en generación eficiente y oportuna sobre la base de procesos competitivos.

En el subsector eléctrico para el largo plazo:

PROBLEMA	MEDIDAS
Sostenibilidad financiera	1. Mejora en la gestión comercial de las empresas de distribución 2. Diversificación de las fuentes de generación
Dependencia derivados del Petróleo	3. Eliminar el consumo de gasoil y reducir en 50% el consumo de bunker C para generación eléctrica en la red pública (2012) 4. Diversificación fuentes de energía en 2020: 24% participación en mercado De proyectos renovables; máximo 50% dependencia un solo combustible; 40% mercado energía limpia.
Pérdida confianza inversionistas	5. Movilización recursos para financiar plan de inversión 6. Autosuficiencia financiera sostenible
Pérdida confianza consumidores	7. Atender 100% de la demanda
Renacionalización de la industria	8. Establecer EGEHID y ETED como sociedades anónimas con gestión comercial 9. Definir papel de CDEEE y esquema funcionamiento mercado de energía 10. Mejorar la gestión de las empresas distribuidoras y conseguir inversionista estratégico

Subsector Hidrocarburos:

Para el PEN, los temas fundamentales para desarrollar un abastecimiento confiable de los hidrocarburos son:

1. Incrementar la capacidad de almacenamiento de respaldo y el establecimiento de una reserva estratégica para los combustibles y el crudo.
2. Promoción de una refinería de alta conversión.
3. Institucionalizar y regularizar el uso vehicular del GLP.
4. Eliminar los elementos distorsionadores del sistema impositivo de los combustibles.
5. Desarrollar el mercado de gas natural, en su oferta como en su demanda.

2.1.3 OBJETIVO: INCREMENTAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y EL USO RACIONAL DE LA ENERGÍA

En cuanto a este objetivo, fueron analizados algunos sectores con vocación a adopción de medidas y tecnologías tendentes a incrementar la eficiencia energética que se resumen a continuación:

SUBSECTOR	EQUIPAMIENTO Y MEDIDA
Residencial	Iluminación: sustitución de lámparas incandescentes por fluorescentes. Aire Acondicionado: Lograr ahorros de como mínimo 20% hasta un 50% en el consumo. Conservación de alimentos: sustitución de neveras con más de 10 años de antigüedad. Calentamiento Solar de Agua: sustituir los sistemas actuales por calentadores solares de agua. Sustitución de leña por GLP: en la cocción de alimentos.
Hoteles, Restaurantes, Comercios, Servicios y Públicos.	Iluminación: sustitución de lámparas de tipo tubular T12 con balastro electromagnético por T8 con balastro electrónico y pantalla reflexiva. Aire Acondicionado: existe un potencial de 6.8%. Calentamiento Solar de Agua: Cerca del 69% es posible sustituir a esta tecnología.
Industrial	Autoabastecimiento actual con cogeneración: se considera que la mejora de eficiencia en el uso de energía primaria por la cogeneración sería de un 30% a un 70%. Motores Eléctricos: Se cuenta con alto potencial para ahorrar más de 200 GWh al año.

SUBSECTOR	EQUIPAMIENTO Y MEDIDA
Transporte	Mejora en el rendimiento de combustibles de vehículos particulares. Mejora en el rendimiento de combustibles de conchos. Introducción de vehículos híbridos. Sustitución de movilidad en automóvil privado por autobús o subway (Metro). Sustitución de conchos por autobús de mayor eficiencia.

En adición, fueron identificadas las principales barreras para la promoción del Uso Racional y Eficiente de la Energía, las cuales se centran en:

TEMÁTICA	BARRERA IDENTIFICADA
Institucional	Poco compromiso histórico de las autoridades con el tema, Carencia de sistemas de normas y regulaciones técnicas, Poca experiencia gubernamental sobre el tema, Las prioridades del gobierno se han centrado en la solución de problemas de suministro, Carencia de un marco legal que oriente con claridad las políticas de uso eficiente de la Energía, Entre otras.
Técnica	Desconocimiento de la tecnología para un uso más eficiente de la energía y sus beneficios, Falta de equipos modernos para auditorías energéticas en el país, Riesgos por apagones, lo cual reduce el efecto de las medidas de eficiencia energética.
Económicas	Alto costo inicial relativo de los equipos y sistemas de uso eficiente de energía, Alto costo de la transacción para proyectos pequeños, Fácil acceso a equipos de segunda mano poco eficientes, Falta de financiamiento en términos adecuados, Subsidios a los usuarios.
Sociales	Necesidades sociales insatisfechas establecen otras prioridades en el gasto, Cultura del no pago y del subsidio, Poco conocimiento sobre tecnologías o prácticas de uso eficiente de la energía, Desconfianza en las autoridades.

2.1.4 OBJETIVO: PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE

Para este último objetivo, son considerables las siguientes cuestiones:



1. “Se ha de abordar la especificidad de las características ambientales de la República Dominicana como: insularidad, condicionantes geológicos y climáticos, y vulnerabilidad del ecosistema.
2. Se debe priorizar los efectos ambientales producidos por las emisiones de gases contaminantes y de partículas como el objeto principal de preocupación desde la política ambiental energética.
3. Se ha de abordar la planificación energética a partir de un ordenamiento territorial que considere la dimensión ambiental en su vertiente de conservación de los ecosistemas más valiosos y con la menor afección sobre las especies más frágiles y vulnerables.
4. Se ha de prestar especial atención a la correcta ubicación de las nuevas plantas de producción energética y sistemas de transporte y transmisión, evitándose aquellos lugares frágiles o vulnerables, y en especial sobre los ecosistemas costeros o cuerpos de agua.
5. Se ha de acometer un manejo integral del recurso hídrico en sus áreas de influencia que permita el aprovechamiento de generación de energía hidráulica sin comprometer los otros usos, como el riego, abastecimiento y de forma muy especial la regulación de las inundaciones.
6. Se han de realizar estudios encaminados a la elaboración de una cartografía de riesgos ambientales (geológicos, hidrológicos, áreas de exclusión eólica) de cara a minimizar los impactos ambientales negativos por mala ubicación de los proyectos de generación energética”.

2.2 ACCIONES EJECUTADAS DEL PEN 2010-2025

Visto lo anterior, se procede a resumir algunas de las principales acciones tomadas a lo largo del año 2017 (en el resto de secciones de este documento se puede analizar con mayores niveles de detalles estas cuestiones) y se identifican qué otras acciones están previstas a ser realizadas en el corto y mediano plazo.

OBJETIVOS	ACCIONES REALIZADAS
<p>1. Incrementar la oferta de energía doméstica</p>	<p>1. Se adicionaron cerca de 23.2 MW y 889 clientes al Programa de Medición Neta, con tecnología solar fotovoltaica. 2. Fueron otorgadas 4 concesiones definitivas (1 eólica de 50 MW y el resto 3 solares) para la generación renovable de energía, con una potencia ascendente a 85.2 MW.</p>

OBJETIVOS	ACCIONES REALIZADAS
	<p>3. Se continuaron los trabajos relacionados con el estudio de potencial de biomasa en el país y fueron identificados los potenciales para gramíneas y especies forestales.</p> <p>4. Fueron continuadas las acciones para dotar de 1 MW de biomasa a una zona franca en el país bajo el proyecto de ONUDI.</p> <p>5. Fueron puestas en operación 4 centrales micro-hidroeléctricas con una potencia total de 131 kW por parte de la UERS. En adición a los 124.5 kW de energía solar fotovoltaica por parte de la UERS en 15 proyectos. En total, beneficiaron en ese año a unas 840 familias.</p> <p>6. La CNE instaló 9.3 kW para 61 sistemas solares fotovoltaicos en hogares de zonas deprimidas del país (Provincias Espaillat y La Vega).</p>
<p>2. Disminuir el costo de la energía</p>	<p>7. Se continuaron los trabajos de construcción de la Central Punta Catalina que utilizará carbón mineral como fuente de generación.</p> <p>8. Se iniciaron las acciones para la gestión de un préstamo no reembolsable con los Emiratos Árabes Unidos para dotar de sistemas solares fotovoltaicos a centros de salud en el país.</p>
<p>3. Desarrollar una oferta energética segura y confiable</p>	<p>9. Se realizaron inversiones por parte de las empresas de distribución por valor de MM USD 246.8. Como consecuencia de una parte significativa de dichas inversiones se redujeron las pérdidas desde 31.5% hasta 29.9%.</p>
<p>4. Incrementar la eficiencia energética y el uso racional de energía</p>	<p>10. Se culminaron varios trabajos relacionados con la Hoja de Ruta Tecnológica de Eficiencia Energética para Envolventes de Edificaciones así como una revisión del Esquema Institucional de la Eficiencia Energética en el país, incluyendo una propuesta para mejorar los niveles de eficiencia energética en el sector hotelero.</p> <p>11. Fue trabajada la NORDOM 780 Refrigeradores y congeladores electrodoméstico – Etiquetado y requisitos de eficiencia.</p> <p>12. Fueron concientizados más de 35,000 alumnos en materia de uso racional y eficiente de la energía por parte de la CNE.</p> <p>13. Se realizaron 3 auditorías energéticas a instituciones públicas con un promedio de ahorro de hasta un 20%, es decir, unos 564 MWh/año para estas instituciones analizadas.</p> <p>14. En cuanto al transporte, se continuaron los trabajos para el teleférico de Santo Domingo (los cuales iniciaron a finales de diciembre del 2015) así como la ampliación de la línea 2 del Metro de Santo Domingo.</p> <p>15. Se continuaron los trabajos del Anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética y Uso Racional de la Energía.</p> <p>16. Se continuaron las negociaciones para el desarrollo del Proyecto “Mejoramiento de la Eficiencia Energética Gubernamental en República Dominicana”</p>
<p>5. Protección al medio ambiente</p>	<p>17. Con la generación de las centrales renovables existentes en el SENI (incluyendo las centrales hidroeléctricas), fueron evitadas 1.72 millones de tCO₂ equivalente y cerca de 4.9 millones de barriles de petróleo, lo que significa en promedio unos MM USD 293 dejados de importar.</p>

3 PANORAMA DEL SECTOR ENERGÉTICO

3.1 OFERTA DE ENERGÍA

Una de las primeras conclusiones al analizar el Balance Nacional de Energía Neta y Útil de 2017 (BNEN/2017) es que, aunque en una menor proporción, el país requirió menos energía que en el año anterior. El comportamiento de la energía se debe a la disminución de las importaciones energéticas, sobre todo; a la caída del petróleo crudo, diésel y el fuel oil y el grado de penetración de las energías renovables.

La oferta total cerró en 9,505.62 kTep. De ese total, 556.52 kTep de AVTUR se destinó a abastecer la aviación internacional, 2.47 kTep de carbón vegetal se exportó y 8,946.64 kTep se utilizó para satisfacer la demanda del mercado interno. Comparado con el 2016, la oferta total y la interna quedaron con 18.17 kTep y 62.26 kTep por debajo, respectivamente. En términos porcentuales, las importaciones y la producción representan el 85.99 % y el 14.01 % de la oferta total y, el 85.15 % y el 14.85 % de la oferta interna³.

El mercado local contó con 4,334.98 kTep de energía primaria para responder a los requerimientos del año 2017. Ese resultado, representa 327.23 kTep más que el registrado en el balance del año anterior y, de las fuentes que la componen, el petróleo crudo fue la única que disminuyó en 129.97 kTep. En síntesis, el incremento de 8.71 % observado en las primarias está determinado por el crecimiento de las importaciones y la producción en 4.54 % y 17.34 %, respectivamente.

Además, el análisis desde la perspectiva de las fuentes importadas revela que el petróleo presenta una tasa de crecimiento negativa de 10.99 %, respecto al año 2016. En cambio, el carbón mineral y el gas natural cerraron al alza con 16.31 % y 14.68 %, respectivamente. Desde el lado de la producción, su crecimiento se apoyó en el incremento de la energía solar en 71.96 %. Le siguen, por orden de magnitud, la

³ 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 no suman 100.0 %. 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.

hidroenergía con 44.62 %, el bagazo de la caña de azúcar con un 23.59 %, la eólica con 20.94 %, otras primarias con un 4.57 % y, por último; la leña con 1.29 %.

Pese a que la contribución de las importaciones y la producción a la oferta total se mantuvo sin variaciones significativas, cabe señalar que el aporte de las primeras terminó ligeramente por debajo del promedio del periodo 2000-2016, 85.99 % contra 87.32 %. En el caso de la producción, se dio lo contrario, el porcentaje promedio del mencionado periodo fue de 12.66 % frente al 14.01 % del año 2017.

El análisis de la procedencia de las fuentes energéticas revela que el 45.69 % se embarcó en puertos de Estados Unidos de Norteamérica, el 13.58 % de Trinidad y Tobago, el 5.90 % de los Países Bajos (Holanda), el 5.48 % de Puerto Rico, el 5.04 % de México, el 2.29 % de Islas Vírgenes (EU) y el 22.02 % restante de otros 63 países.

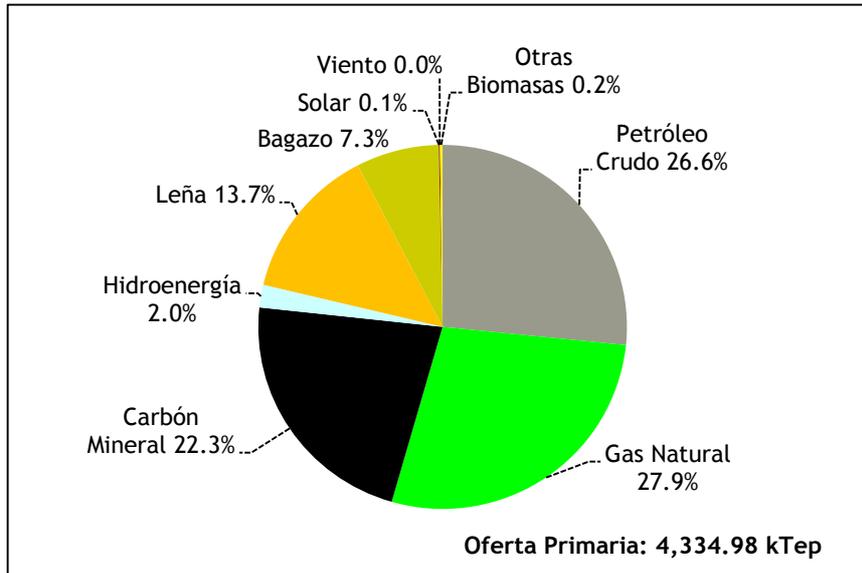
Además, la revisión de las importaciones por energético permite observar que el 81.89 % del Gas Natural Licuado salió de Trinidad y Tobago; el restante 18.11 % de Estados Unidos de Norteamérica. Estos resultados marcan una diferencia con el 2016 en cuanto a una menor participación del primero.

En cuanto al Petróleo Crudo, los registros muestran que el 41.92 % se trajo desde los Estados Unidos de México, el 39.20 % de Nigeria, el 18.88 % de Estados Unidos de Norteamérica y el 7.03 % de Togo. Asimismo, el 67.84 % de la gasolina, el 66.55 % del gas oíl, el 99.30 % del cemento asfáltico, el 95.28 % del gas licuado de petróleo, el 89.69 % del Avtur, el 71.86 % de los lubricantes y el 63.34 % de los no energéticos se embarcaron en Estados Unidos.

El 93.44 % de Carbón Mineral importado proviene de Colombia, el 3.95 % de Estados Unidos y 2.61 % de la República Bolivariana de Venezuela. No se perciben cambios significativos respecto al 2016, Colombia repite como el principal mercado de este energético, Venezuela mantiene una pequeña porción y Estados Unidos entra como suplidor.

En resumen, el 57.07 % del total de petróleo y derivados recibido en el 2017 tuvo como puerto de salida hacia República dominicana los Estados Unidos de Norteamérica. En el gráfico que sigue se presenta la contribución de las fuentes primarias al total del renglón.

Gráfico N.º 1
Oferta interna de energía primaria según fuente, 2017
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE 2018

En lo relativo a la oferta de energía secundaria, la producción representó el 36.18 %, la cual está conformada por generación eléctrica, refinación de derivados de petróleo (gas licuado de petróleo, gasolinas, kerosene, diésel, fuel oil y gases de refinería), así como por la producción de carbón vegetal en los centros carboneros. En cambio, las importaciones representaron el 63.82 %, constituidas en su totalidad por derivados de petróleo.

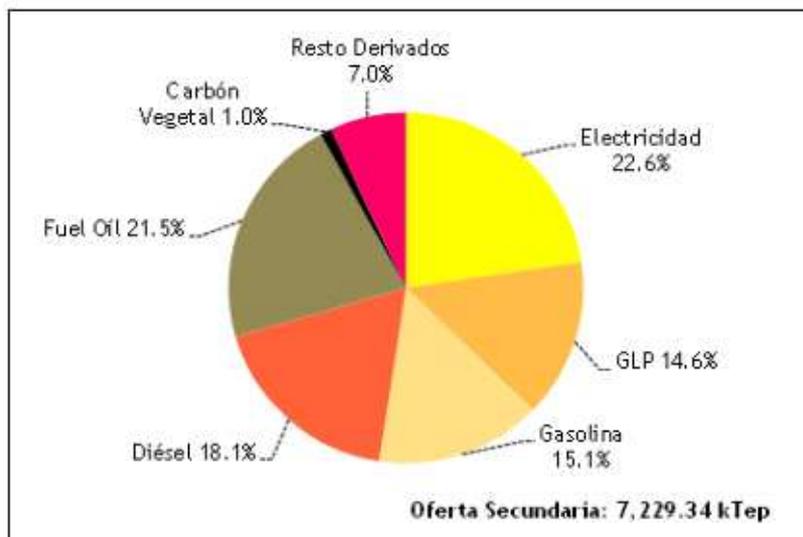
La oferta interna de energía secundaria terminó con 556.18 kTep menos de la que tuvo en el 2016, al descender de 7,785.53 kTep a 7,229.34 kTep que, medido en términos relativo, equivale a un crecimiento negativo de 7.14 %. El comportamiento observado en el 2017, está determinado por el decrecimiento de la producción y las importaciones de derivados en 5.99 % y 7.78 %, respectivamente. Entre las fuentes que más contribuyeron a la caída se encuentran el gas oil con 41.80 %, el fuel oil con 38.67 % y el cemento asfáltico con 20.00 %.

Por último, del total de la oferta de energía secundaria para atender la demanda interna, los derivados de petróleo constituyen el 76.18 %⁴ y, analizada de manera

⁴ 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.

independiente, las que cuentan con las más elevadas participaciones son electricidad con 22.64 %, Fuel Oil con 21.50 %, Diésel con 18.08 % y gasolina con 15.15 %. En el gráfico N° 2 se presenta la estructura de la oferta de energía secundaria.

Gráfico N.º 2
Oferta interna de energía secundaria según fuente, 2017
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE 2018

3.2 DEMANDA DE ENERGÍA

El estudio “Prospectiva de Demanda de Energía de la República Dominicana, 2010-2030” elaborado en el 2014 la Fundación Bariloche (IDEE/FB)-Comisión Nacional de Energía, establecía en escenario tendencial una demanda de 6,477.47 kTep en 2017 y de 6,693.67 kTep en el escenario alternativo. En cambio, el cálculo del Balance Nacional de Energía Neta (BNEN/2017) arroja el dato de 5,897.73 kTep, esto es una diferencia de 579.74 kTep respecto al resultado del primer escenario y de 795.94 kTep para el segundo⁵.

⁵ Debido a que estas proyecciones fueron realizadas en el año 2013 y que las mismas contienen las limitaciones propias de procesos de estimación de largo plazo que incluye el error estadístico asociado a proyección sobre la base de proyecciones de años pasados, es lógico encontrar diferencias. La intención de estos ejercicios no es en ningún caso, tratar de “adivinar” los valores futuros sino identificar tendencias de mediano y largo plazo para la definición de políticas públicas, en este caso: energéticas.



En cuanto a la distribución de la demanda final de energía, 23.16 % es electricidad⁶, 17.85 % gas licuado de petróleo, 16.97 % diésel, 16.05 % gasolina, 7.22 % leña, 5.05 % coque, 4.87 % bagazo de caña, 3.75 % fuel oil, 1.76 % gas natural, 1.38 % carbón mineral, 1.32 % carbón vegetal, 0.19 % Avtur, 0.16 % solar (Calentamiento de Agua), 0.11 % Kerosene, y 0.11 % otras primarias (jícara de coco, cascarillas de café y arroz).

De los datos señalados en el párrafo anterior se desprenden dos hechos que ameritan destacar:

1. La electricidad repite como la fuente más utilizada.
2. El desplazamiento de la gasolina del segundo lugar por el gas licuado de petróleo, hecho que viene ocurriendo desde el 2014.

Las tasas de crecimiento de la demanda de energía registran diferencias cuando son analizadas por sectores socioeconómicos. En “Residencial” y “Transporte” el cálculo da resultados negativos. Para “Comercio/Servicio y Público” e “Industrial” se reportan valores más elevados, 7.39 % y 4.21 %, respectivamente. En cambio; la tasa de crecimiento de la demanda de 0.14 %⁷ con que cerró el 2017, quedó por debajo, en términos relativos, de la reportada en el año 2016 en un 98.12 %.

En los subsectores de consumo se constata, a su vez, variabilidad en las tasas de crecimiento, de los diecinueve subsectores que el BNEN registra consumo, seis tienen cifras negativas y trece positivas. Entre los subsectores con tasas positivas, las más elevadas se dan en “Textiles y Cuero” y “Papel e Imprenta”, pero con poco impacto en la demanda del sector al que pertenecen y en el total general.

El 64.68 % de la demanda en el “Residencial” corresponde a la zona urbana, el 45.42 % y 41.46 % de “Comercio/Servicio y Público” a los subsectores resto servicios y hoteles, respectivamente. En “Industrial”, el 38.96 % está referido a cemento y cerámica, el 20.50 % a ingenios azucareros y el 16.44 % al subsector resto industria alimenticia.

⁶ 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.

⁷ Datos del Balance Nacional de Energía Neta (BNEN) 1998 al 2017, actualizado al 7 de agosto del 2018, expresado en miles de toneladas equivalentes de petróleo (kTep).

Además, el 99.24 % de la demanda en “Transporte” corresponde a terrestre, los porcentajes del aéreo y del metro no son significativos. En cuanto a “Otros Sectores” con el 78.83 % “Agro/pesca y minería” es la actividad principal de esta agrupación.

Por otra parte, el análisis de la demanda de las fuentes energéticas según sector y subsector constituye otro de los indicadores utilizados para evaluar el cumplimiento de las metas propuestas por las instituciones vinculadas al ámbito energético de sustitución o disminución del uso de los energéticos con tasas de desmonte asumido por el país en organismo internacionales.

En el sector residencial, debido a la baja eficiencia en el consumo de la leña y su derivado el carbón vegetal, los mismos constituyen el 35.34 % de la demanda del sector. Siguen por orden de magnitud, el gas licuado de petróleo con el 32.66 %, electricidad con el 30.72 % y 1.29 % restante se distribuye entre las fuentes solar, queroseno y otras biomásas.

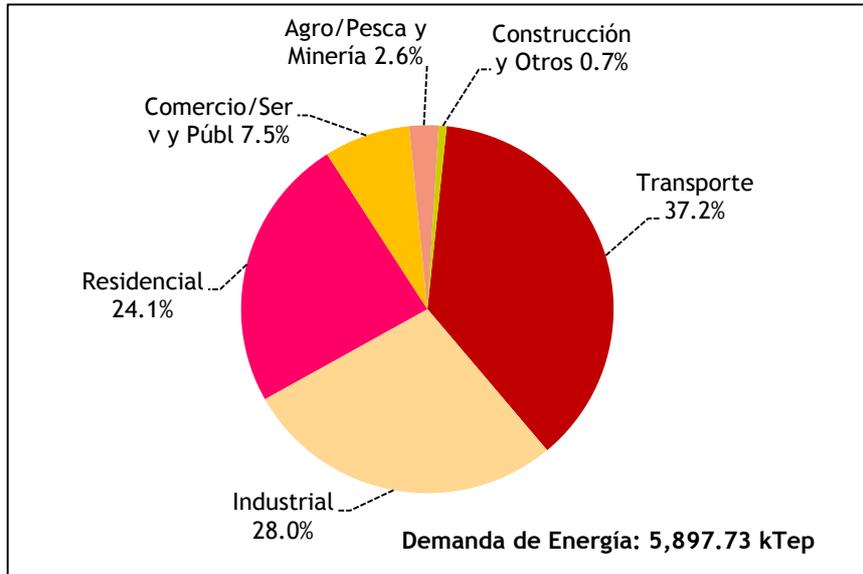
En “Comercio/Servicio y Público”, la situación no es tan diferente de la descrita anteriormente, el 93.69 % está determinada por electricidad y gas licuado de petróleo, un 80.37 % la primera y 13.31 % el segundo.

La competencia entre las fuentes utilizadas en el sector industrial en el 2017 es más acentuada que en los otros sectores. Los derivados de petróleo constituyen el 42.72 % de la demanda. Le sigue la electricidad con el 29.24 %, las biomásas con el 17.76 %, gas natural con el 5.33 % y carbón mineral con el restante 4.94 %.

En cuanto al sector transporte, la demanda de gas natural es insignificante respecto a las otras fuentes, 0.73 % del total. En cambio, la cuota que tiene la gasolina en los requerimientos de los vehículos de motor la colocan en el primer lugar, 41.88 % del mercado, seguida por el diésel con el 35.55 % y el GLP con 21.14 %. El uso de electricidad se limita al servicio que ofrece el metro y, en lo que respecta al Avtur, su consumo está condicionado a la aviación local.

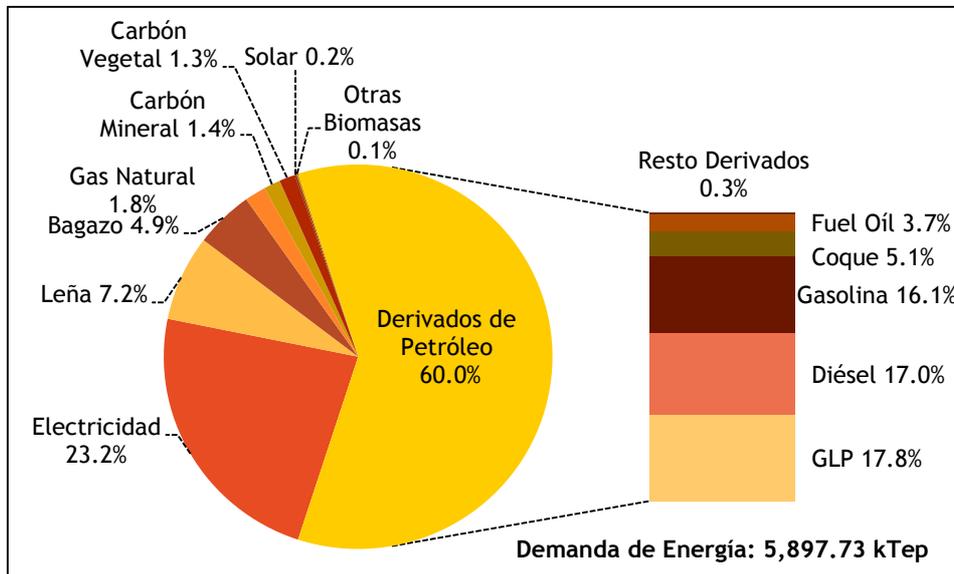
La situación que registra el BNEN/2017 en el reglón otros sectores, no se distancia mucho de las anteriores, un 46.25 % es electricidad, 32.58 % diésel y un 13.51 % gasolina. El restante 7.66 % que completa el ciento por ciento es gas licuado de petróleo.

Gráfico N.º 3
Demanda final de energía según sector de consumo, 2017
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE 2018

Gráfico N.º 3
Demanda final de energía según fuente, 2017
 (Cifras expresadas en %)

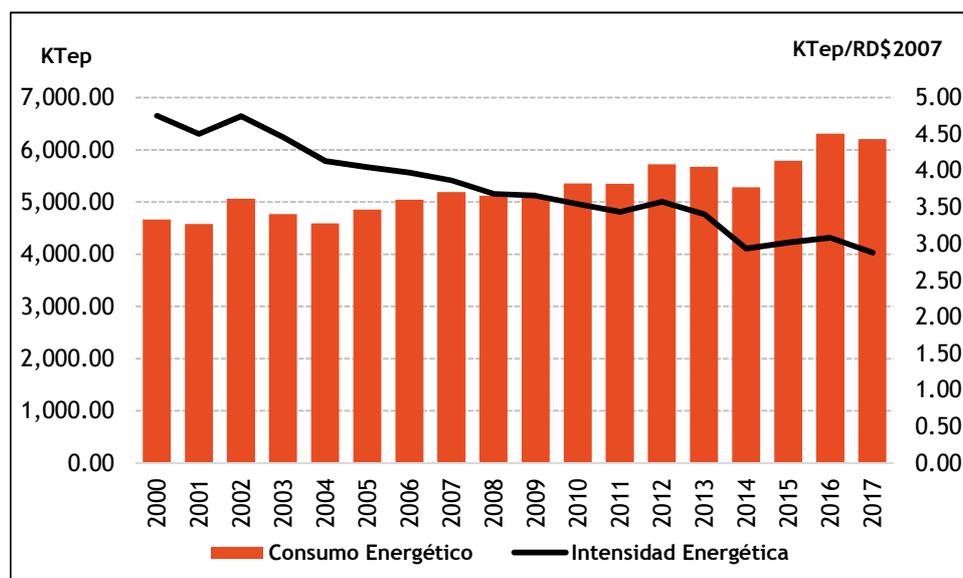


Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE 2018

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 - 2017, tendencia que viene desde los años 70's por la transformación que ha sufrido la economía⁸, 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 61.27 % del PIB en 2017. Adicionalmente se consideran mejoras en las eficiencias de electrodomésticos y equipos industriales, cambios en los patrones de consumo, autogeneración con energía renovable, eficiencia en el consumo automotriz, entre otras posibles razones.

Gráfico N.º 4
Intensidad Energética Total vs Consumo Energético⁹
 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

⁸ Para 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.

⁹ Valores 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 2.88 kTep/RD\$2017, lo cual estaría indicando que el valor agregado de la economía ha estado creciendo mucho más rápido que el consumo energético. Esto, es igual a decir que se necesitan menos unidades de energía para producir cada unidad monetaria del producto. Puesto que hoy en día se requiere casi un 40% menos de energía para producir cada unidad monetaria de producto.

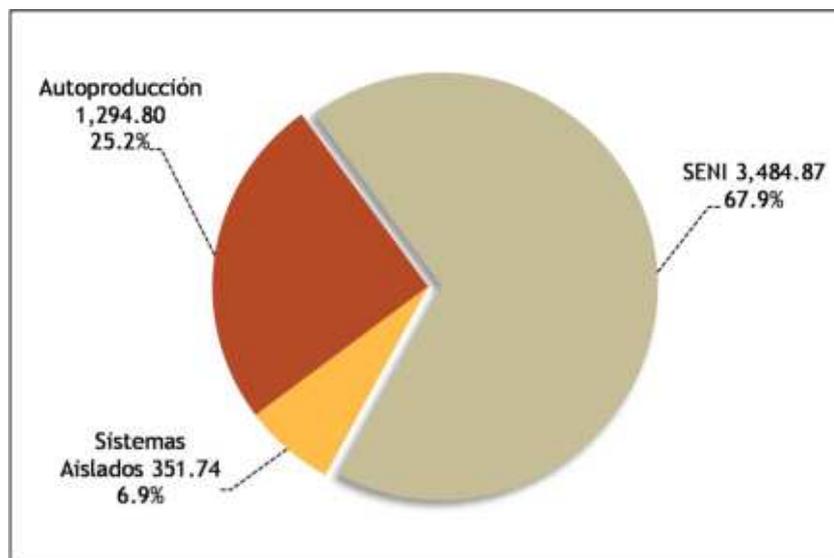
4 SUBSECTOR ELÉCTRICO

A continuación, se evalúa el comportamiento del subsector eléctrico en el año objeto de análisis, comparando en algunos casos los resultados con los datos registrados en el año 2000. 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 en República Dominicana para generación al cierre del año 2017 es de 5,131.41 MW¹⁰ de acuerdo con los datos disponibles en la Comisión Nacional de Energía. Con esta infraestructura, el país pudo producir 19,036.99 GWh, esto es, 345.86 GWh adicional a lo generado en el 2016, lo que en términos relativos equivale a un crecimiento de 1.9 %. En el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) está el 67.91 % de la capacidad nominal instalada en el país.

Gráfico N.º 5
Capacidad nominal instalada en el país, 2017
 (Cifras expresadas en MW y participaciones en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

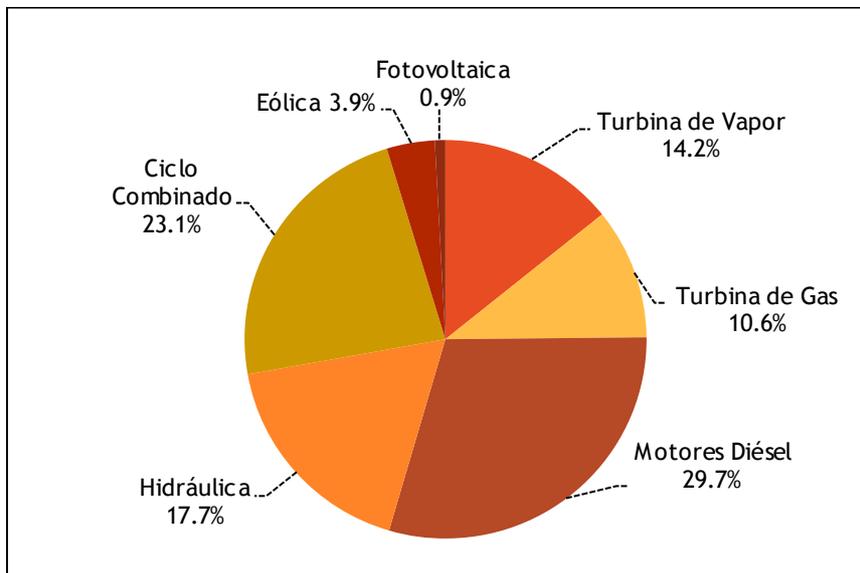
¹⁰ Este valor incluye las centrales de generación del SENI, los sistemas aislados así como las estimaciones de autoproducción realizadas por la CNE en base de las Encuestas Energéticas realizadas, la cual fue revisada y corregida en el proceso de elaboración del BNEN/2017.

4.1.1 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DEL SENI

El análisis de los datos del Sistema de Información Energético Nacional revela que entre el 2000 y el 2017 se han introducido cambios en el parque de generación que abarcan la salida de plantas y la entrada en operación de centrales de tecnologías amigables con el medio ambiente. En efecto, en el periodo antes mencionado se instalaron 1,495.49 MW y salieron del sistema 628.67 MW, es decir; en términos netos en el SENI el aumento fue de 866.82 MW. Así, la capacidad instalada en el 2017 es 3,484.87 MW, el 77.59 % de ese total es térmica y el 22.41 % renovable.

Desde el punto de vista tecnológico, en el SENI hay 1,034.66 MW instalado de motores diésel, 804.00 MW de ciclos combinados¹¹, que suman un poco más del cincuenta por ciento del total. Siguen, las hidroeléctricas con 615.93 MW, las turbinas de vapor (incluye San Pedro Bio-Energy) con 495.33 MW y, por último; las turbinas de gas con 370.00 MW. El resto, está compuesto por 134.95 MW de eólicas y 30.00 MW fotovoltaicas.

Gráfico N.º 6
Capacidad instalada en el SENI según Tecnología, 2017
 (Cifras expresadas en %)



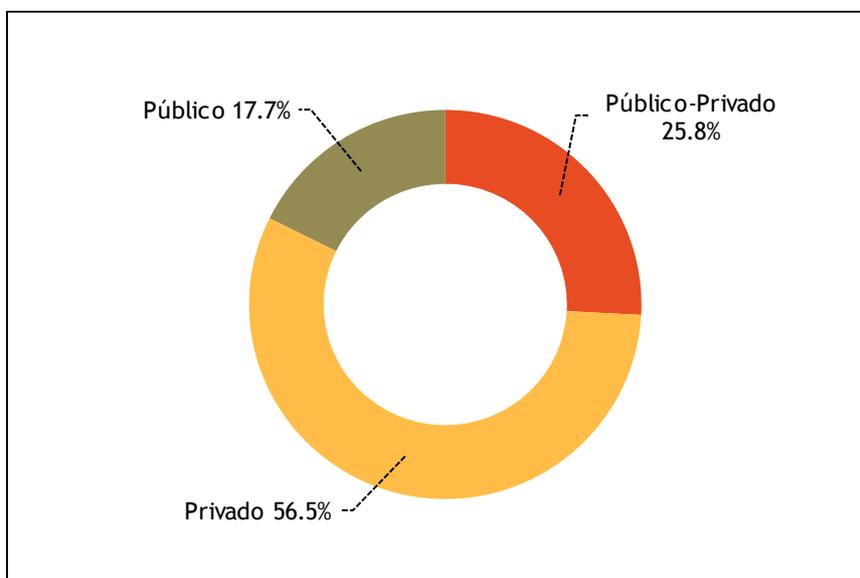
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

¹¹ Se considera como ciclo combinado al acoplamiento entre un ciclo Brayton (Turbina a Gas) y un ciclo de Rankine (Turbina a Vapor).

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 50 % de las acciones pertenecen a Haina Investment Company, mientras que el 49.9 % al Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas (FONPER) y restante 0.01 % corresponde a exempleados de la Corporación Dominicana de Electricidad.
- 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 N.º 7
Capacidad Instalada en el SENI según propiedad accionaria, 2017
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

En la tabla que sigue se presenta la comparación de la capacidad instalada en el SENI al inicio del proceso de capitalización y la registrada al cierre del año 2017.

Tabla N.º 1
Resumen de equipamiento 2000 - 2017
 (Cifras expresadas en MW)

Tecnología	2000	2017	Variación Absoluta
Turbina de Gas	788.40	370.00	-418.40
Turbina de Vapor	591.60	381.33	-210.27
Ciclo Combinado	185.00	918.00	733.00
Motores Diésel	599.08	1,034.66	435.58
Hidroeléctrica	453.97	615.93	161.96
Eólica	0.00	134.95	134.95
Fotovoltaica	0.00	30.00	30.00
Total	2,618.05	3,484.87¹²	866.82

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

Como se estableció más arriba, la potencia instalada en el SENI se situó en el año 2017 en torno a 3,484.87 MW, 470.45 MW más que la registrada a principios de la presente década, es decir, en el año 2010. El aumento de la infraestructura de generación se debe a que se adicionaron 298.80 MW de motores diésel, 134.95 MW de eólica, 92.50 MW de hidroeléctrica, 34.00 MW de turbina de gas y 30.00 MW de fotovoltaica. Además, en el periodo 2010-2017 salieron del sistema 110.80 MW de turbo vapor.

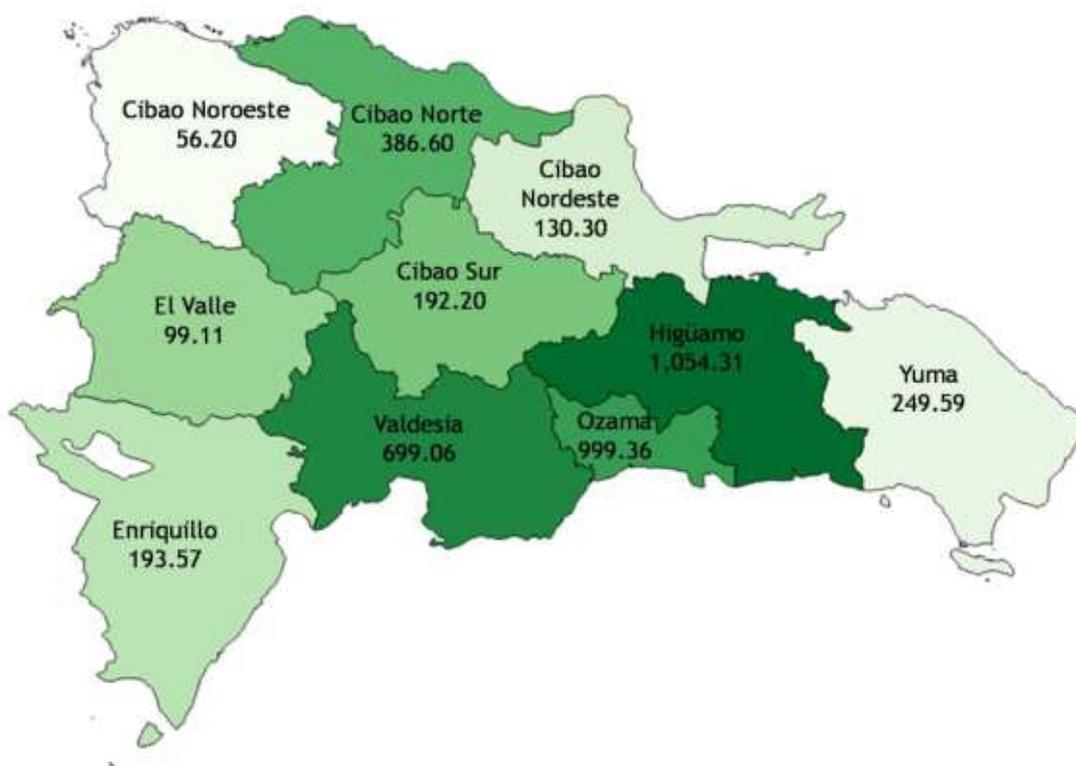
En relación con la distribución de la potencia instalada en el sistema eléctrico nacional interconectado, la evaluación de las informaciones devela la existencia de una asimetría a nivel espacial. En la Zona de Distribución Este hay 1,526.20 MW instalado, igual al 43.80 % del total nominal. Mientras; la Zona de Distribución Sur tiene 1,111.71 MW, 31.90 % y, por último, en la Zona de Distribución Norte hay 846.96 MW, 24.30 % del registrado en el 2017.

¹² Para fines de contabilidad en algunos registros estadísticos, se considera la Central Quisqueya I como parte del SENI, sin embargo, para esta desagregación en este informe no es considerada como tal.

Las porciones que tiene la Zona de Distribución Este de las tecnologías instaladas, muestran, la alta concentración que existe en dicha zona. Por ejemplo, el cien por ciento de la tecnología fotovoltaica está en esta zona, el 79.85 % del total de ciclo combinado, el 72.97 % de las turbinas de gas y el 41.11 % de los motores diésel.

Además, en cuatro provincias hay 2,136.66 MW instalado, lo que equivale al 61.20 % del total del SENI. 751.20 MW (21.56 %) en San Pedro de Macorís, 745.00 MW (21.38 %) en Santo Domingo y 261.66 MW (7.51 %) en Puerto Plata.

Gráfico N.º 9
Capacidad instalada en el SENI según región, 2017
 (Valores expresados en MW)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

En síntesis, cuando se analiza la capacidad instalada por Zona de Distribución junto a otros indicadores, el resultado que se obtiene es que la Zona de Distribución Norte no cuenta con suficiente capacidad instalada para responder la demanda de electricidad de sus usuarios por lo que necesita importarla de las otras zonas de distribución.

Tabla N.º 2
Capacidad instalada en el SENI, 2010 vs. 2017
 (Cifras expresadas en MW)

Tecnología	2010	2017	Variación Absoluta
Turbina de Gas	336.00	370.00	34.00
Turbina de Vapor	606.13	381.33	-224.80
Ciclo Combinado	804.00	918.00	114.00
Motores Diésel	744.86	1,034.66	289.80
Hidroeléctrica	523.43	615.93	92.50
Eólica	0.00	134.95	134.95
Fotovoltaica	0.00	30.00	30.00
Total	3,014.42	3,484.87	470.45

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

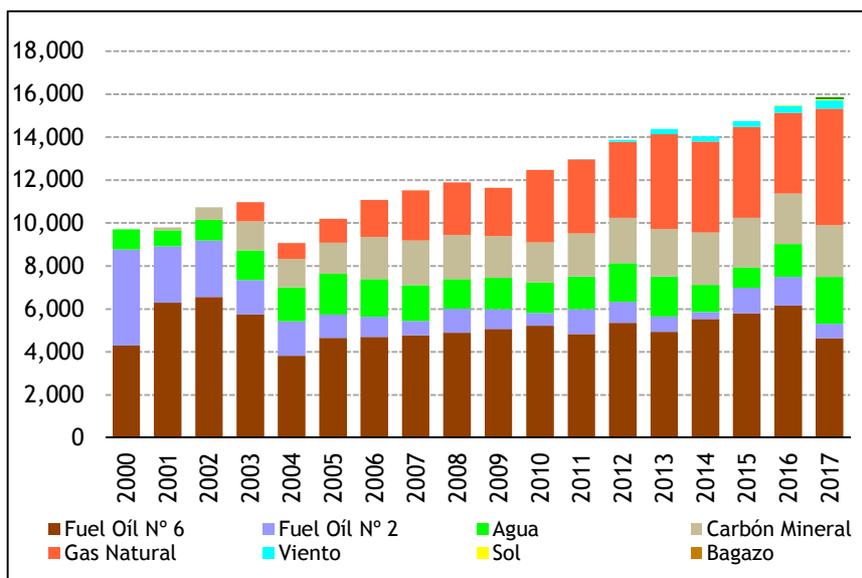
El 83.32 % de la oferta de electricidad del país la generó el sistema eléctrico nacional interconectado, 15,844.52 GWh. Comparado con el año 2016, representa un aumento de 357.60 GWh. El mencionado aumento está determinado por la generación de las empresas de propiedad pública que adicionaron 677.05 GWh a la del año anterior, en cambio; las de capital mixto y las privadas, en conjunto, dejaron de producir 314.44 GWh. Esta diferencia del comportamiento de las empresas explica el crecimiento de 2.31 % con que cerró el 2017. En cuanto a los insumos utilizados en el proceso de generación, se observa que en el 33.42 % de la producción de electricidad se usó derivados de petróleo como materia prima. Es importante destacar que el porcentaje señalado es el más bajo en los últimos diecisiete años. Respecto al año 2016, representa un crecimiento negativo de 14.99 %.

Por primera vez, desde que entró a formar parte de la matriz energética del país, el gas natural se impone como el combustible más empleado en el SENI. Con aumento de 1,663.71 GWh, la producción con esta fuente cierra el año en 5,434.43 GWh, 34.30 % del total generado. En términos relativos, la generación con la mencionada fuente creció en un 44.12 % respecto al 2016.

El fuel oil n° 6, analizado por separado, aportó 4,624.84 GWh al total del año, esto es 29.19 %. Siguen, por orden de magnitud, el carbón mineral con una contribución de 2,407.13 GWh (15.19 %), el agua otros 2,190.08 GWh generado (13.82 %) y, por último; está el fuel oil n° 2 con generación de 670.07 GWh (4.23 %).

En el caso de las fuentes renovables no convencionales, su uso a gran escala se inicia en el 2011 y, su aporte al total del sistema interconectado no es significativo, 3.27 %. Sin embargo; la generación en base a estas fuentes ha ido creciendo de manera sostenida, de una producción de 13.99 GWh en el 2011 pasó a 517.96 GWh en el 2017. De ese total, 390.90 GWh es eólica, 47.69 GWh es solar y 79.86 es en base a bagazo de caña de azúcar. Comparado con el 2016, la generación del año analizado creció en un 49.49 %.

Gráfico N.º 10
Producción de electricidad según fuente, 2000 - 2017
 (Cifras expresadas en GWh)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

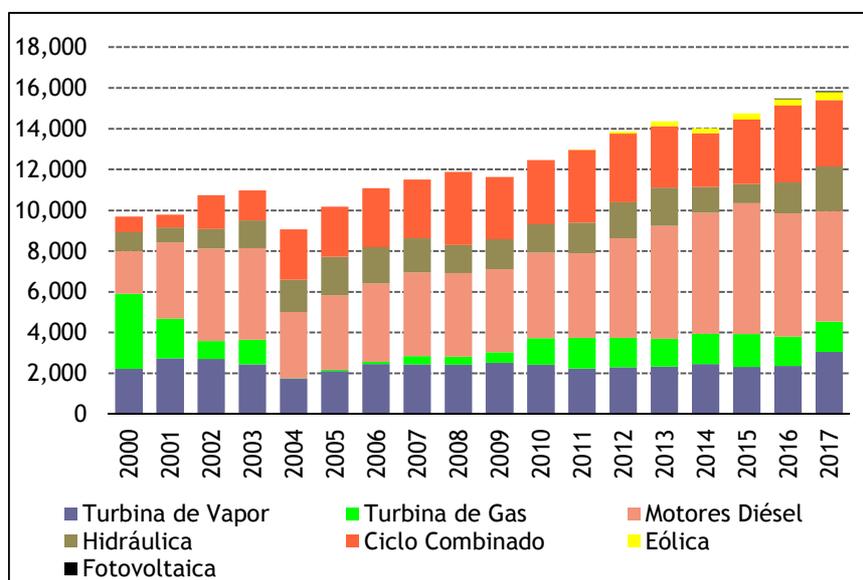
En cuanto a la generación con bagazo de caña de azúcar es importante señalar que es la fuente empleada en el 52.53 % del total generado por San Pedro Bio-Energy, mientras; en el 47.47 % se utilizó Carbón Mineral.

A modo de resumen de lo acontecido en el sistema eléctrico nacional interconectado en el periodo que va desde el 2010, año base del PEN, hasta el año que analizamos, es que, si bien es cierto la caída de la producción de electricidad con derivados es muy significativa, su origen está asociada a la diversificación de la matriz de generación y al comportamiento de los precios en los mercados internacionales.

En el caso del gas natural, el aporte a la producción del SENI en el periodo analizado es de 26.30 %. Mientras; en los casos del carbón mineral, agua y las renovables no convencionales, el promedio, en el mismo orden que están escrita, es 15.71 %, 14.99 % y 1.18 %, respectivamente.

Este último porcentaje, de las renovables no convencionales, plantea un reto de cara a los compromisos contraídos en iniciativas internacionales, la legislación vigente y a la cercanía del horizonte temporal contemplado en la Ley de Estrategia Nacional de Desarrollo, respecto al peso de estas fuentes en la matriz de generación y la disminución de las convencionales, cuyo cumplimiento dependerá de las acciones que los hacedores de políticas públicas impulsen.

Gráfico N.º 11
Producción de electricidad según Tecnología, 2000 - 2017
 (Cifras expresadas en GWh)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

Con el 34.21 % del total, motores diésel se mantuvo durante el 2017 como la tecnología más utilizada en la producción de electricidad. Sin embargo; medido en términos relativos, ese porcentaje representa un crecimiento negativo de 12.57 %, respecto al año 2016. En segundo lugar, se encuentra los denominados ciclos combinados con 20.55 % que, al igual que la anterior, cuando se compara con la del año pasado, presenta una tasa negativa de 15.70 %.

A las señaladas en el párrafo de arriba, sigue en el tercer lugar, las turbinas de vapor con un 19.16 % y cuyo incremento en el aporte a la generación del SENI es de 25.77 %. Con una contribución de 13.82 % ocupa el cuarto lugar la tecnología hidráulica que, como ocurrió con las de vapor, aumentó su participación en 41.48 %. Las centrales que trabajan con turbina de gas se quedaron en el quinto puesto con 9.49 %.

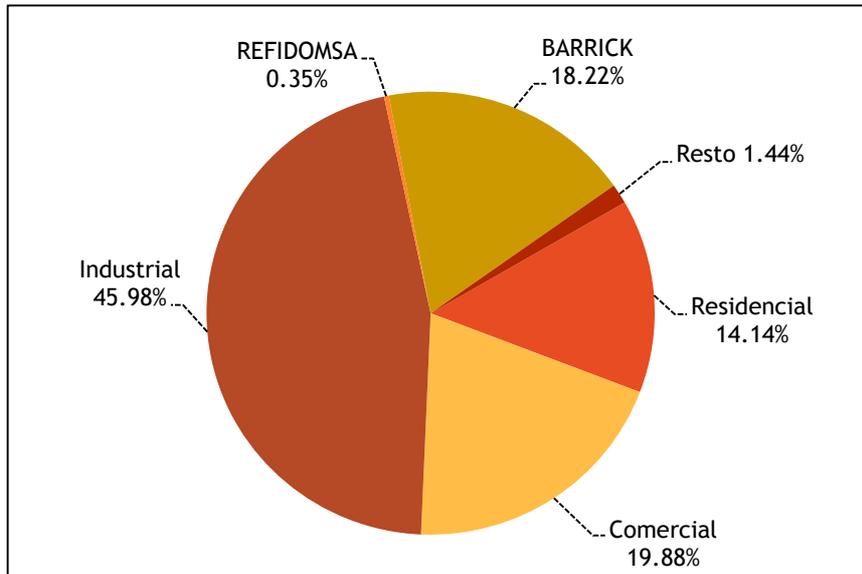
Pese a que la penetración de tecnologías no convencionales a gran escala aún es limitada, en conjunto, su contribución cerró al alza, 29.36 % por encima de la obtenida en el 2016. El citado crecimiento, fue posible gracias al aporte a la generación del SENI del 2.46 % de la eólica y del 0.30 % de la fotovoltaica.

4.1.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE LOS AUTOPRODUCTORES

Pese a que la generación en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) ha mejorado considerablemente, creciendo un 63.33 % respecto al año 2000, los problemas de inestabilidad en la continuidad del servicio y desabastecimiento persisten. Para responder a la aparición de estas eventualidades, hogares de alto y medios ingresos, comercios e industrias, disponen de pequeños y medianos equipos de generación de electricidad que de acuerdo con las estimaciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía totalizan unos 1,294.80 MW, lo que en términos porcentuales equivale al 37.15 % de la potencia instalada en el sistema interconectado.

El 43.91 % de la potencia instalada está en el sector industrial, el 18.98 % en comercial, el 17.40 % corresponde a la minera Barrick, el 13.50 % a residencial y el 0.33 % a REFIDOMSA. La electricidad generada en el 2017 fue de 1,920.02 GWh, un crecimiento negativo de 2.19 % respecto al 2016.

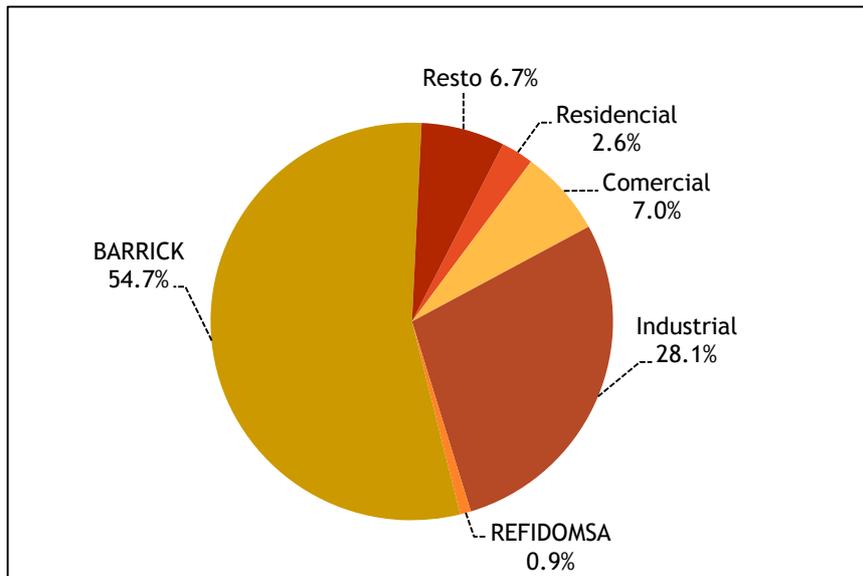
Gráfico N.º 82
Capacidad instalada según autoproductor, 2017
(Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

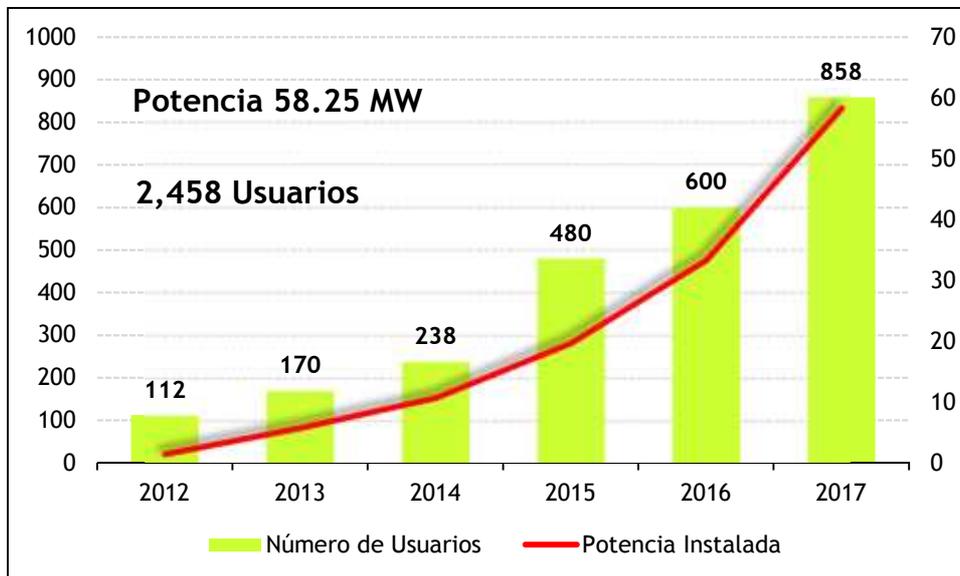
Diferente a lo que ocurrió en el SENI, los derivados de petróleo siguen determinando la generación en autoproducción, el 87.77 % se produjo con estos combustibles y, de ese porcentaje, el 67.05 % corresponde al denominado fuel oíl N.º 6 y el 32.95 % al fuel oíl N.º 2. Siguen, en orden de magnitud, la fuente solar con 4.76 % (basado en los usuarios del programa de medición neta, autoproductores independientes y proyectos desarrollados por CMEX, ITABO y otros), el bagazo de caña con 3.79 %, la gasolina con el 1.71 % y en el 1.96 % restante de la electricidad se utilizó agua, otras biomasas y biogás.

Gráfico N.º 13
Generación por tipo de autoprodutor, 2017
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

Gráfico N.º 14
Evolución Programa de Medición Neta, 2012 - 2017
 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.



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 2017, existían 8 Sistemas Aislados con una capacidad instalada total de 351.74 MW¹³, esta capacidad responde en su mayoría a Motores de Combustión Interna.

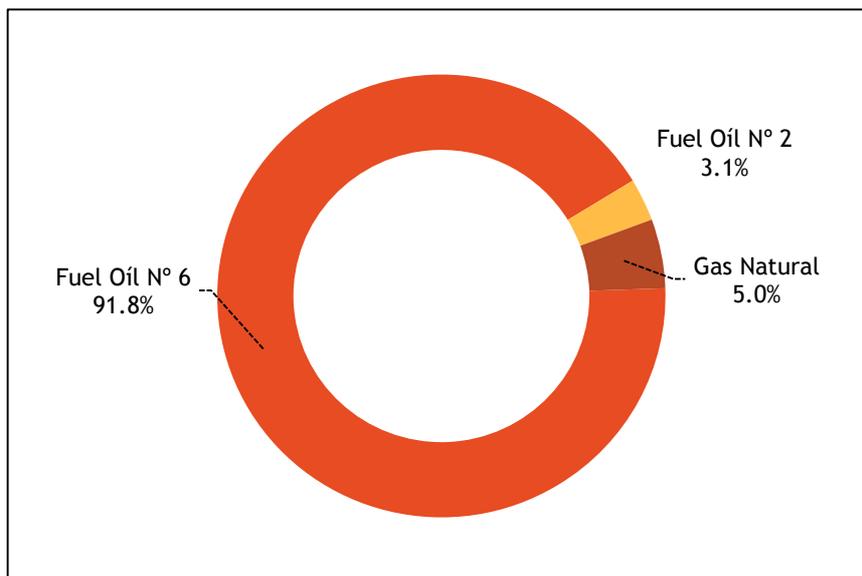
Respecto a la generación en los sistemas aislados y, de acuerdo con los datos reportados por las empresas concesionarias, la producción de electricidad ascendió a 1,272.45 GWh, 91.83 % del mencionado total tiene como base el fuel oil N.º 6.

En otro orden de ideas, la demanda de electricidad de los usuarios residentes en los sistemas aislados se situó en alrededor de los 1,002.88 GWh, esto es 31.52 GWh adicionales a los reportados en 2016. El sector comercial es el que más electricidad necesita en esta área de concesión, 92.57 % del total. Sigue, el residencial con el 7.11 % y el industrial con el 0.32 % restante.

En el gráfico que sigue a continuación se puede observar que la distribución de la generación en estos sistemas, como se mencionó más arriba, predomina el Fuel Oil N.º 6. Es importante anotar que el uso de derivados de petróleo en la producción de electricidad representa el 14.76 % del uso de estas fuentes secundarias.

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); Incluye 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 N.º 15
Generación de los Sistemas Aislados por fuente, 2017
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

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 N.º 3
Longitud y capacidad del sistema de transmisión en 2018

Nivel de Voltaje (kV)	Longitud Líneas de Transmisión (km)	Capacidad Instalada Transformadores / Autotransformadores (MVA)
69	1,852	-
138	2,932	2,128
230	275	250
345	350	2,100
Total	5,319	4,478

Fuente: Memoria Anual 2017, Organismo Coordinador (OC-SENI), 2018.



De acuerdo con lo planteado en el Plan Indicativo de Transmisión establecido como parte del PEN 2010 - 2025, 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 con el 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.

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

Por último, la Resolución SIE-103-2016 fijó el pago de peaje de transmisión para el 2017 en MMUS\$104.22. El carácter de provisional de este pago establecido en la resolución se debe a que están a la espera de los resultados del "Estudio Regulatorio para la Optimización del Mercado Eléctrico".

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.

4.3 DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD

En esta sección se analizará las actividades de distribución y comercialización de electricidad en el SENI para las tres empresas de patrimonio público, EDEESTE, EDENORTE y EDESUR¹⁵. En la actualidad están bajo la coordinación empresarial de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) 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 2017, las compras de electricidad por parte de las empresas distribuidoras ascendieron a 13,715.18 GWh, 189.63 GWh adicionales a lo comprado en el 2016. El importe de las compras ascendió a MMUS\$1,488.90, de lo cual se obtiene un precio medio de compra de 10.86 US\$/kWh. En cuanto a la composición de la compra de electricidad, se observa que EDESUR adquirió 36.37 %, EDEESTE 33.92 % y EDENORTE 29.17 %.

Tabla N.º 4
Compra, importe y precio medio por distribuidora, 2017
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Empresa	Compras (GWh)	Compras (MMUS\$)	Precio Medio (US\$ ctv/kWh)
EDENORTE	4,074.55	465.51	11.42
EDESUR	4,988.60	549.95	11.02
EDEESTE	4,652.03	473.44	10.18
Total	13,715.18	1,488.90	10.86

Fuente: Preparado con datos del OC-SENI y las distribuidoras; 2018.

En lo que tiene que ver con la comercialización de electricidad, las Empresas de Distribución de Electricidad reportan que el importe de las ventas a sus clientes ascendió a MMUS\$ 1,759.37. El 86.11 % corresponde a la facturación en el mercado regulado y el 13.89 % en el no regulado.

La cartera de clientes reportada por las EDES en el 2017 es de 2,310,930 clientes regulados, a los cuales les facturaron 9,146.44 GWh. En términos monetario, los

¹⁵ Tanto Luz y Fuerza de las Terrenas y Progreso El Limón están interconectados al SENI y no son considerados en estas estadísticas.



gigavatios hora equivalen a un importe de MMUS\$1,515.02. Respecto al 2016, la facturación creció un 2.78 % y el importe disminuyó un 1.63 %.

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 2017 fue el residencial, el cual representa el 90.60 % de los clientes. Este sector es el de mayor facturación, representando el 45.64 % de la electricidad entregada a los clientes. En términos monetarios el importe facturado al sector residencial ascendió a unos MMUS\$600.31, de los cuales fueron cobrados unos MMUS\$588.01. Sin embargo, muchos de los usuarios que no son clientes de las empresas distribuidoras corresponden a esta categoría.

Por otra parte, el sector comercial representó la segunda posición en cuanto al número de clientes con el 8.11 %, mientras que el sector industrial representa el tercer lugar con una ponderación del 0.58 %. No obstante, en términos de facturación, el sector industrial representa el segundo lugar en importancia, representado el 27.69 % en términos energéticos y 28.51 % en términos monetarios.

El resto de los clientes, corresponden al sector público (incluye el Metro de Santo Domingo) y los ayuntamientos, con 0.54 % y 0.18 % de los clientes. Estos, facturaron 1,271.84 GWh, equivalentes a unos MMUS\$234.86.

Tabla N.º 5
Comercialización de electricidad, 2017
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

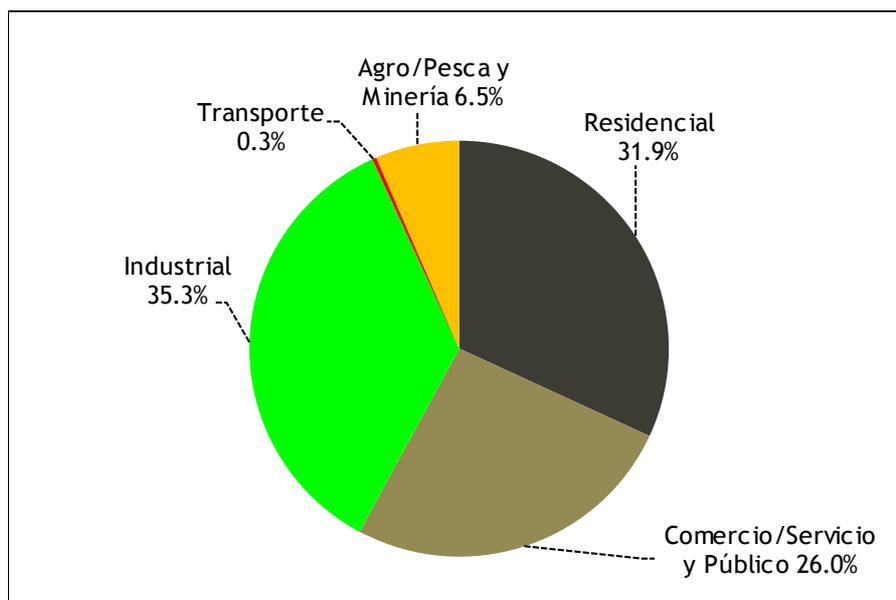
Sector	No. de Clientes	Facturación		Cobros (MMUS\$)	Precio Medio de Venta (US\$ ctv /kWh)
		(GWh)	(MMUS\$)		
Ayuntamientos	4,123	258.33	48.35	40.72	18.72
Comercios	187,339	1,168.06	247.94	238.76	21.23
Gobierno	12,419	1,013.51	186.51	168.90	18.40
Industrias	13,377	2,532.29	431.92	452.36	17.06
Residencias	2,093,672	4,174.25	600.31	588.01	14.38
Total	2,310,930	9,146.44	1,515.02	1,488.76	16.56

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

4.4 DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Era de esperar que el aumento de las inyecciones a la red en 2.53 % trajera consigo un aumento del consumo de energía eléctrica, como se observa en los resultados del Balance Nacional de Energía Neta del 2017¹⁶. Según las cifras del BNEN, el país contó con 15,886.47 GWh para satisfacer sus necesidades de electricidad, lo que en términos absolutos significa 295.50 GWh más de lo requerido en el año anterior, equivalente a crecimiento de 1.90 %. Desde el punto de vista sectorial, industrias y hogares son los de mayor peso en el consumo final, 35.32 % y 31.91 %, respectivamente. En cambio, comercial/servicio y público tiene el 25.97 %, agro/pesca y minería un 6.48 % y transporte el restante 0.32 %. Es importante anotar que el sector residencial redujo el uso de electricidad en un 7.74 %, en cambio; en comercio/servicio y público e industrias el crecimiento fue de 9.82 % y de 6.01 %, respectivamente.

Gráfico N.º 9
Demanda final de electricidad según sector, 2017
 (Valores expresados en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

¹⁶ 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 16,107.09 GWh y, como habría de esperar, el 46.72 % corresponde a la Macro-región Metropolitana, seguida por el Norte con el 29.25 %, el Sur con el 13.28 % y el restante 10.74 % correspondiente a la ubicada en la parte Este. La proporción en que dicha demanda fue satisfecha se mantuvo dentro de los márgenes de los últimos años, 88.63 %; en cambio, las EDE's no abastecieron en promedio el 11.37%.

Desde el punto de vista geográfico, el Norte del país registró el más elevado porcentaje de satisfacción, 90.08 %. Le siguen, la Metropolitana con 89.93 %, el Este con 89.78 % y el Sur con el más bajo de las proporciones, 79.92 % y, en términos de desabastecimiento, los casos más notorios lo constituyen las macro-regiones Sur y Este, 20.08 % y 10.22 %. Con menores proporciones aparecen el Norte con 9.92 % y Metropolitana con 10.07 %.

5 SUBSECTOR HIDROCARBUROS Y CARBÓN MINERAL

Las políticas planteadas en el PEN 2010 - 2025 para el subsector hidrocarburos se referían, similar a lo indicado en la versión 2004-2015 al reordenamiento de las actividades de exploración de hidrocarburos, distribución, comercialización, transporte y manejo de las facilidades de combustibles, así como lo relacionado al uso del gas natural a nivel nacional.

En este sentido, a continuación se analizan las principales variables que permitan caracterizar el sector de hidrocarburos y la utilización de carbón mineral en el país a partir de la información disponible.

5.1 OFERTA DE HIDROCARBUROS Y CARBÓN MINERAL

En el año 2017, el país contó con 8,174.31 kTep para atender los requerimientos de hidrocarburos. Comparado con el año anterior, es igual a una disminución de 214.93 kTep, lo que en términos relativos equivale a una tasa de crecimiento negativa de 2.56 % respecto al 2016. La composición la oferta del 2017 refuerza nuestra condición de país importador neto de energía, 85.99 % 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, 76.14 %, mientras que el 13.07 % corresponde a gas natural y 10.79 % a carbón mineral.

Es importante destacar, que el 75.45 % de las importaciones de petróleo y derivados corresponden a combustibles líquidos, el 16.92 % a petróleo crudo, el 4.79 % a coque, el 2.14 % a cemento asfáltico y no energéticos y, el 0.69 % a lubricantes.

5.1.1 IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS Y CARBÓN MINERAL

El importe de las importaciones de 8,174.31 kTep en el 2017 fue de 2,942.11¹⁷ millones de dólares estadounidenses. De este total, 2,780.49 millones de dólares corresponden a las que se trajeron para uso energético y 161.62 millones de dólares a las no energéticas. Comprada con el año anterior, el valor de la factura energética aumentó en 562.11 millones de dólares, que es igual a decir que el monto se incrementó en un 23.62 %.

¹⁷ Importes expresados en millones de dólares a precio corriente.



Además, el análisis de los indicadores utilizados para evaluar el impacto de la factura energética en la economía permite observar un deterioro en dicho indicadores. Así, la relación valor de la factura energética sobre el valor de las importaciones totales es 16.62 %, sobre el total exportado 29.07 % y sobre las remesas familiares recibidas 49.77 %. Frente a los resultados del 2017, el primer indicador creció, en términos relativos, en 21.51 %. En cambio; el segundo lo hizo en 20.18 % y el tercero en 10.01 %.

Asimismo, sobre el valor de las importaciones nacionales representa el 21.08 % y 19.81 % de la no petroleras. Mientras; en el caso de las exportaciones nacionales el indicador arroja el porcentaje de 66.47 % y, respecto al de las zonas francas el resultado es 51.66 %.

Por otra parte, el aumento del valor de las importaciones energéticas, se explica por el incremento de precio en unos casos y, por la combinación de este con un aumento de las cantidades importadas. El petróleo crudo y los derivados caen en el primer caso, el precio subió de 43.05 US\$/bbl en 2016 a 55.28 US\$/bbl en 2017, pese a que se dejaron de traer 3,205.37 kbbl.

El gas natural, pasó de 4.04 US\$/MMBtus a 5.09 US\$/MMBtus y de 41,671,580 MMBtus a 50,002,708 MMBtus, para tasas de crecimiento de 26.05 % y 19.99 %, respectivamente. El comportamiento del carbón mineral fue similar al anterior, de 48.68 US\$/ton subió a 75.85 US\$/ton y las cantidades de 54,634.89 kton a 95,180.68 kton.

Como se mencionara más arriba, en el 2017 el país dejó de importar 3,232.76 kbbl, de los cuales 1,265.69 kbbl corresponden a petróleo crudo y 1,967.07 kbbl a derivados de petróleo que, medidos en términos relativos, equivalentes a tasas de crecimiento negativas de 6.39 %, 14.85 % y 4.68 %, respectivamente.

La disminución de las importaciones citadas en el párrafo anterior, tiene su origen, en que los agentes privados que incursionan en el mercado de los combustibles dejaron de traer 2,412.62 kbbl y REFIDOMSA 820.14 kbbl. En el caso de la refinería, sus operaciones cesaron por mantenimiento en los meses de julio y noviembre, por lo que este elemento incidió en los resultados de cierre de año.

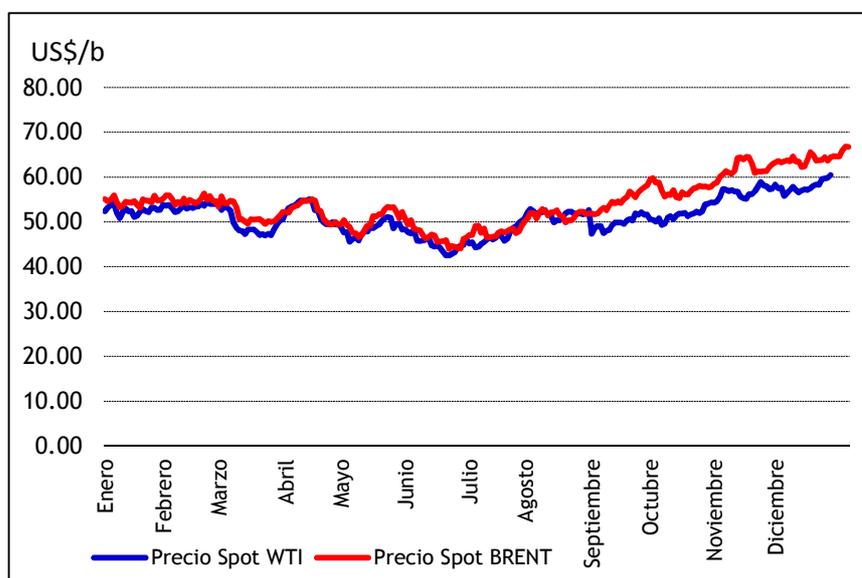
Después del petróleo, el fuel oil el gas oil y el cemento asfáltico son los combustibles que registran las más altas cifras en rojo, 1,141.10 kbbl el primero, 1,002.43 kbbl el segundo y 801.65 kBep el tercero. Siguen, por orden de magnitud, el coque con 27.39 kBep y menos y los no energéticos con 7.89 kBep.

En cambio, entre los combustibles que cerraron al alza se encuentran el Avtur con 705.04 kbbl, la gasolina con 256.49 kbbl, el gas licuado de petróleo con 31.52 kbbl y los lubricantes con los restantes 20.33 kBep. En conjunto, estos cuatro combustibles aumentaron en 1,013.39, equivalente a una tasa de crecimiento de 4.87 %.

Desde la entrada en vigencia de la Ley 112-00 Sobre Hidrocarburos, la cuota de REFIDOMSA en el mercado de las importaciones ha oscilado entre un máximo de 75.16 % y un mínimo de 49.48 %. En el año objeto de evaluación, su participación quedó en 51.13 %, por debajo del logrado en el periodo 2000-2016 (61.19 %) y del alcanzado en 2010-2016, 57.27 %.

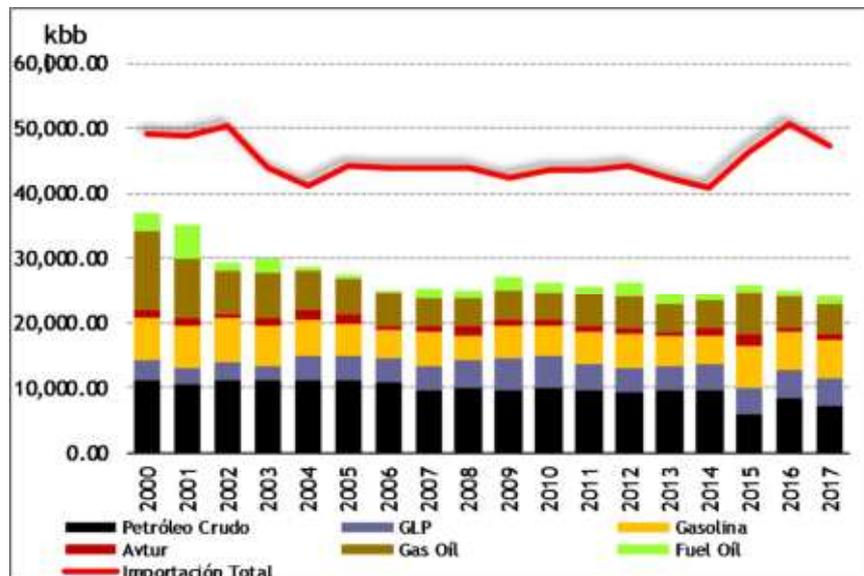
Adentrarse en el análisis por tipo de combustible, sin considerar el componente producción, da una idea de cuan significativa ha sido la pérdida de mercado por parte de la Refinería Dominicana de Petróleo. Mientras en gasolina y gas oíl mantuvo altas tasas de importación, 80.16 % y 59.46 %, respectivamente. En los casos de gas licuado de petróleo, Avtur y fuel oíl, la porción que tuvo en el total importado fue de 38.97 %, 26.15 % y 15.59 %, respectivamente.

Gráfico N.º 10
Precios diarios de referencia en los mercados del petróleo, 2017
 (Unidades expresadas en dólares americanos por barril, US\$)



Fuente: Energy Information Administration, EE. UU., 2018.

Gráfico N.º 11
Productos derivados de petróleo importados por REFIDOMSA vs. importación nacional de derivados, 2017
 (Unidades expresadas en miles de barriles, kbb)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

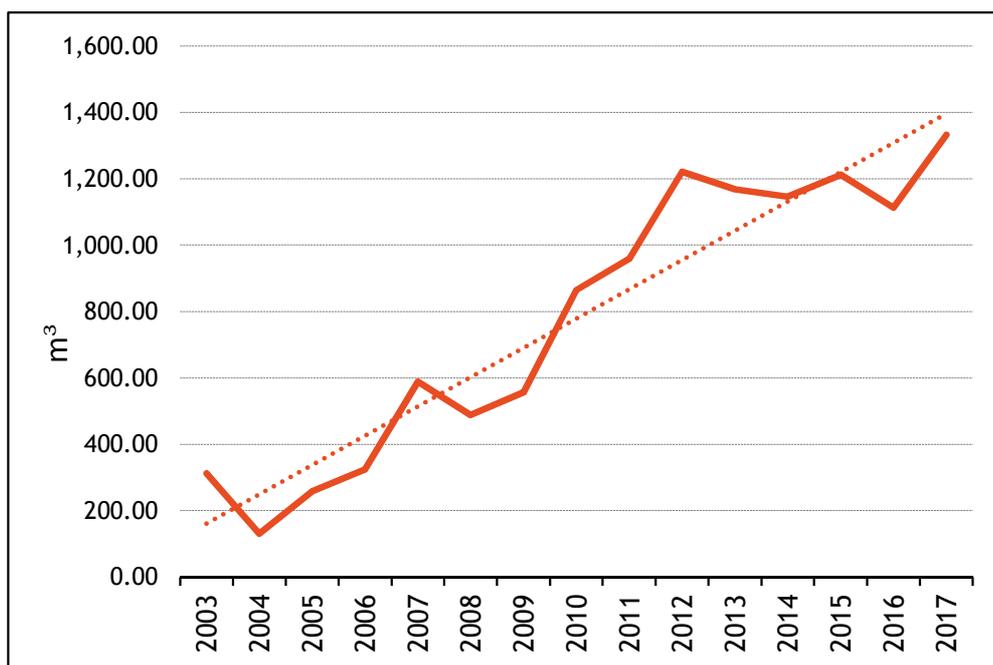
Del gráfico anterior se puede apreciar que las importaciones de derivados de petróleo de REFIDOMSA han representado en promedio el 49.28 % del total nacional a lo largo de la última década. No obstante, en el 2016 las importaciones de REFIDOMSA de estas fuentes energéticas apenas alcanzaron el 41.75 %, el más bajo durante el período 2008-2017, lo que podría estar relacionado con la incursión de otras empresas al negocio 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, en menor medida que los dos anteriores. No obstante, en 2017 las importaciones de gas natural alcanzaron 1, 332,625.20 m³, incrementándose en un 19.74 % con respecto al 2016. Sin embargo; es relevante señalar que la oferta interna de esta fuente se vio afectada por la reexportación de 42.84 Mm³ durante el año analizado.

Además, el aumento del gas natural en la generación de electricidad es el otro componente que explica el incremento mencionado en el párrafo anterior. En efecto, su uso en las plantas conectadas al SENI y en los sistemas aislados pasó de 985.69 Mm³ en el 2016 a 1,162.22 Mm³ en el 2017, esto es 172.57 Mm³ adicionales, equivalente a un crecimiento de 17.44 %. El mayor porcentaje del GN utilizado en generación, fue en el sistema interconectado, 98.50 %.

En cuanto al consumo final, el BNEN/2017 registra el dato de 125.23 Mm³ que, comparado con el 2016 representa una disminución de 7.79 Mm³, igual a una tasa negativa de 5.86 %. La descomposición por sector permite observar que transporte es el que más aportó a la citada disminución (57.36 %) al caer de 2.70 Mm³ a 19.23 Mm³ en el 2017. En el caso del industrial, su contribución al resultado del año analizado fue de 42.64 %, como consecuencia de pasar de 109.32 Mm³ a 106.00 Mm³, que medido en términos relativos, equivale a decrecimiento de 18.86 % en el primer sector y de 3.04 % en el segundo.

Gráfico N.º 19
Importaciones de gas natural, 2003 - 2017
 (Unidades expresadas en metros cúbicos, m³)



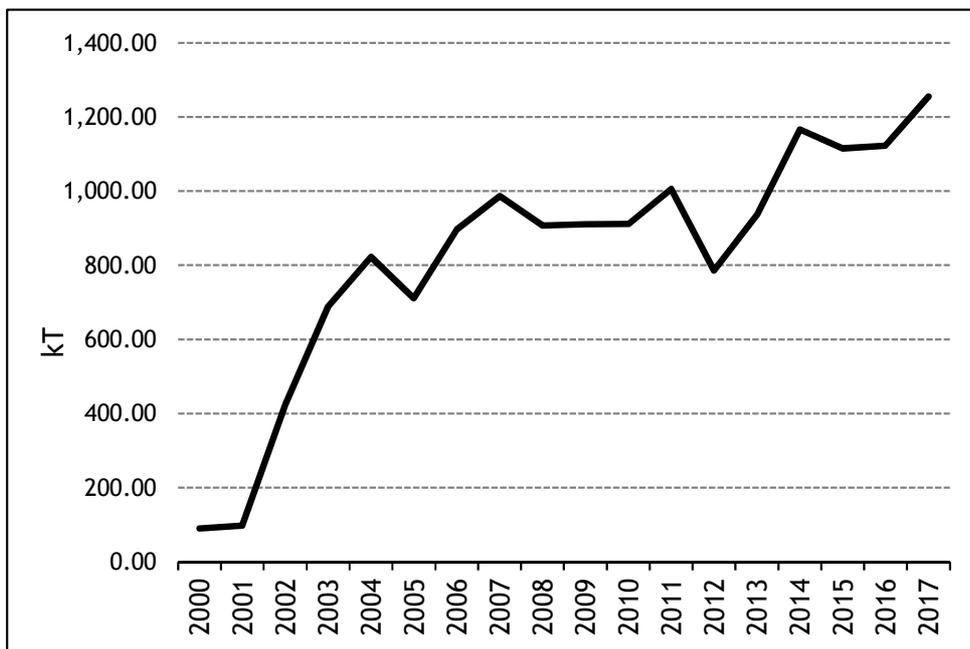
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

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 un aumento de las importaciones, durante un periodo de tiempo, con la entrada en operaciones de la central termoeléctrica “Punta Catalina”.

El pico más alto en las importaciones de carbón mineral en el periodo 2008-2017 se observa en el 2017, alcanzando 1,254.90 kt, mientras que el valle con mayor notoriedad fue marcado en el 2012 cuando las importaciones disminuyeron un 21.92 % con respecto al 2011, igual a un volumen de importación de 785.6 kt.

En todo caso, en el año de análisis, se observa un aumento en el volumen de importación de carbón mineral de un 11.82 % en relación con el 2016, aunque la explicación del incremento de dos dígitos podría estar en que el crecimiento en el 2016 fue de 0.67 %.

Gráfico N.º 20
Importaciones de carbón mineral, 2000 - 2017
 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



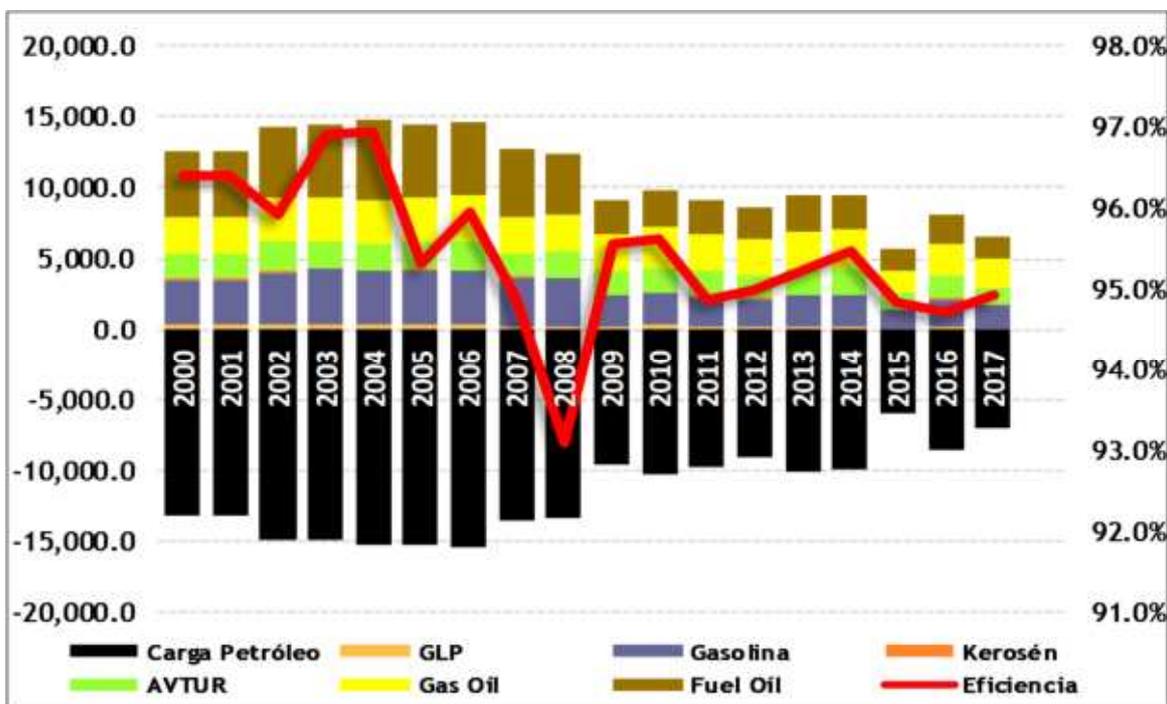
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

5.1.2 REFINACIÓN DE PETRÓLEO

Como se mencionó anteriormente, las actividades de refinación disminuyeron en el año 2017 por la parada de planta de REFIDOMSA para mantenimiento en los meses de junio y noviembre. Es por esta razón que la carga de crudo para refinación decreció en el año analizado un 18.44 % respecto del año anterior, 1,581.08 kbbl menos. No obstante, la refinería procesó 7,000.72 kbbl, que sigue siendo menor de lo que en promedio la empresa de capital mixto ha procesado en los últimos años (alrededor de los 10,000.0 kbbls anuales).

En concreto, la producción de derivados ha mantenido una distribución similar a lo largo de los años. Para el 2017, con una eficiencia de 95.7% (en unidades físicas), los productos de refinación de petróleo mostraron la siguiente participación: gasolinas 23.98 %, fuel oíl 25.04 %, AVTUR 17.81 %, gas oíl 29.51 %, GLP 18.60 %, kerosén 0.74 % y gases de refinación 1.05 %.

Gráfico N.º 21
Carga de petróleo crudo y producción de REFIDOMSA, 2008 -2017
 (Unidades expresadas en miles de barriles, kbbls)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

Tabla N.º 6
Producción de derivados de Petróleo de REFIDOMSA, 2016-2017.
 Valores expresados en kbbls

Derivados	2016		2017	
	Producción	%	Producción	%
Gasolina	1,946.41	23.70	1,610.71	23.98
Fuel Oil	2,052.84	24.99	1,681.69	25.04
Avtur	1,582.62	19.27	1,696.46	17.81
Gas oil	2,288.00	27.85	1,982.19	29.51
GLP	191.84	2.34	124.94	1.86
Kerosén	65.94	0.80	49.85	0.74
Gases de Refinería	86.48	1.05	70.55	1.05
Total	8,214.13	100.00	6,716.40	100.00

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2018.

5.2 DEMANDA DE HIDROCARBUROS

En 2017, la demanda de hidrocarburos ascendió a 3,908.62 kTep, igual a una tasa de crecimiento negativo de 1.76 % respecto al 2016. Desde el punto de vista sectorial, el transporte presenta el mayor nivel de demanda, 56.07 %. Siguen, el industrial con el 22.37 % y el residencial con el 12.03 %. El restante 9.53 % se distribuye entre el resto de los sectores.

La demanda del sector transporte (2,191.59 kTep) se compone de gasolina (919.59 kTep), diésel (780.60 kTep), gas licuado de petróleo (464.16 kTep) y gas natural (15.96 kTep). Las tres primeras son fuentes que tradicionalmente han estado presentes en la demanda de este sector. En el caso del gas natural, destaca el hecho de que desde unos años se verifica un descenso del uso esta fuente en transporte.

La demanda de hidrocarburos del sector industrial se ubicó en 874.49 kTep, de estos, el 57.60 % fue demandado por la industria de Cemento y Cerámica, el 23.99 % correspondió a la industria alimenticia, el 8.71 % a los parques industriales de zona franca, el 5.27 % a la industria de químicos y plásticos, el 4.64 % a ingenios azucareros, mientras que el resto de industrias, 1.79 %. A nivel de fuentes, predomina el coque (34.09 %), fuel oil (25.28 %), diésel (15.01 %), carbón mineral (9.33 %), gas natural (10.06 %), gas licuado de petróleo (5.91 %) y gasolina (0.16 %).

Por otra parte, en el sector residencial, la demanda de hidrocarburos en el 2017 fue de 389.84 kTep en la zona urbana y 80.21 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.

5.3 PRECIOS INTERNOS DE LOS COMBUSTIBLES.

El análisis de los precios que semanalmente fija el Ministerio de Industria y Comercio y Mipymes permite observar que el precio, con impuestos incluido, que pagó el consumidor por la gasolina premium cerró al alza, 217.00 RD\$/gl promedio del 2017, igual a un crecimiento de 10.95 % promedio respecto al año anterior. Cabe destacar que a diferencia de lo ocurrido en el año analizado, el precio terminó en el 2016 con una tasa negativa de 6.28 % respecto al 2015.

En el caso de la gasolina regular, los movimientos fueron muy parecidos a los de la premium, se movieron hacia arriba y terminaron en 202.09 RD\$/gl promedio. El precio promediado representa un incremento de 13.33 % que podría deberse a la caída en 5.36 % que experimentó la media aritmética calculada en el año en el 2016.

Los usuarios de gas oíl regular pagaron un precio más alto en el 2017 que en el año pasado, 153.73 RD\$/gl promedio. Ese precio, representa un incremento de 13.19 % respecto al promediado en el 2016. Sin embargo; el mencionado crecimiento podría estar determinado por la baja en los precios del año anterior, 11.26 %.

En cuanto al fuel oíl N° 2 vendido mediante camiones a las plantas que no están conectadas y a las interconectadas, el precio con que finalizaron las dos clasificaciones fue de 130.01 RD\$/gl promedio del 2017, respectivamente. Este resultado, medido en términos relativos, creció un 34.51 % para las primeras y en 60.86 % para las segundas.

Para la venta por tuberías de fuel oíl N° 2 a las plantas no interconectadas e interconectadas, el precio con que terminó no varió, 124.33 RD\$/gl promedio del 2017. El precio promediado representa, en el caso de las primeras, una variación de 35.80 % y de 64.14 % en el caso de las segundas.



El precio del gas oíl óptimo se mantuvo, con excepción de los meses de marzo y septiembre, sin variaciones significativas. El cómputo del año es de 167.70 RD\$/gl promedio y, comparado con la media del año anterior, equivale a un crecimiento de 12.49 %. El precio promedio del 2016 terminó por debajo del 2015 en un 12.15 %.

Las aeronaves internacionales que se abastecieron de Avtur en aeropuertos dominicanos lo pagaron a un precio más elevado en el año analizado que en el de comparación. En efecto, el precio de ese combustible terminó el año en 117.94 RD\$/gl promedio, para un crecimiento de 23.14 %. Sin embargo; se debe puntualizar que en 2016 hubo una caída de 10.06 %.

La compra de combustibles que un porcentaje de los hogares, sobre todo de los ubicados en zona rural, usan para iluminación aumentó de valor al terminar en 144.50 RD\$/gl promedio. Ese precio de venta del queroseno equivale a un incremento de 20.39 % de la media aritmética del 2016.

En cuanto al fuel oíl N° 6 vendido mediante camiones a las plantas que no están conectadas y a las interconectadas, el precio con que finalizaron las dos categorías fue de 96.97 RD\$/gl promedio del 2017, respectivamente. Este resultado, medido en términos relativos, creció un 67.63 % para la primera y en 85.52 % para la segunda.

Para la venta por tuberías del fuel oíl N° 6 a las plantas no interconectadas e interconectadas, el valor de la media con que terminó no varió, 90.49 RD\$/gl promedio del 2017. El precio promediado representa, en el caso de las primeras, una variación de 35.80 % y de 64.14 % en el caso de las segundas.

El precio del gas licuado de petróleo finalizó el 2017 en 106.51 RD\$/gl promedio. Comparado el movimiento de los precios de ese año y el anterior se observa que el año analizado cerró con un incremento de 20.62 %, mientras; en el 2016 el crecimiento fue de 6.33 %.

6 SUBSECTOR ENERGÍA RENOVABLE

La importancia del desarrollo de las energías renovables radica en que las mismas 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 eléctrica.

Este subsector cuenta con la Ley 57-07, sobre Incentivo al Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales, y su reglamento de aplicación, 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 y que esbozó su importancia en el PEN 2010-2025. En dicha ley se establecen regímenes de incentivos fiscales, procedimientos para solicitud de concesiones provisionales y definitivas, regímenes económicos por fuentes, entre otras.

Al año 2017 bajo el amparo de esta Ley se contaba con 24 concesiones definitivas vigentes de proyectos de energía renovable, de las cuales 3 son concesiones para biocombustibles. Las que tienen como fin la generación eléctrica suman en conjunto 925.21 MW. De estos hasta el 2017 se habían desarrollado 4 proyectos eólicos interconectados con capacidad de 134.95 MW, uno a biomasa de 34.7 MW y uno solar de 30 MW, es decir, 199.65 MW¹⁸.

Esto junto con otros desarrollos privados así como esfuerzos de instituciones gubernamentales y/o sin fines de lucro, permiten sumar un total de 275.79 MW, que sumados los 615.93 MW hidroeléctricos del SENI, totalizan 891.72 MW de energía renovable instalados en el país a finales del año 2017¹⁹.

¹⁸ Ver detalle de los proyectos en la tabla 7.

¹⁹ Según registros del Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), agosto 2018.

Tabla N.º 7
Resumen de Proyectos de Energía Renovable en el país (MW y USD).

Proyecto	Potencia unitaria (MW)	Ubicación	Inicio Operación	Inversión (MMUS\$)	Fuente
Quilvio Cabrera	8.25	Pedernales	2011	26.55	Eólica
Los Cocos I	25.20	Pedernales	2011	81.10	Eólica
Los Cocos II	52.00	Pedernales	2012	100	Eólica
Larimar I	49.50	Barahona	2016	120	Eólica
San Pedro BioEnergy ²⁰	34.70	San Pedro de Macorís	2016	90	Biomasa
Monte Plata Solar	30.00	Monte Plata	2016	110	Solar
Biodigestores ²¹	1.97	27 proyectos (nacional)	2011-2017	N/D	Biomasa
Mini-centrales hidroeléctricas ²²	1.45	49 proyectos (nacional)	1998-2017	N/D	Agua

²⁰ San Pedro BioEnergy: Opera en base a Bagazo de Caña y otras fuentes, en 2017 el 52.53 % de su generación bruta ha sido en base a Biomasa (Bagazo) y 47.47% en base a Carbón Mineral.

²¹ Al 2017, Biodigestores alcanzaron 1.97 MW, en base a 27 proyectos activos y tres (3) inactivos, con los cuales la capacidad alcanzarían 2.13 MW y 30 proyectos. Nota: Asume 71% de Biogás producido es destinado a generación eléctrica, 6.6% venteo a la atmosfera y el resto calor directo empleado en la industria. Fuente: Información Dirección de Fuentes Alternas, (CNE, FGOMEZ), en base información de TERRALIMPIA Biogas Solutions.

²² A diciembre 2017, Micro Hidroeléctricas alcanzaron 1.45 MW en 49 proyectos, estos incluyen tres (3) proyectos realizados por la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS) no incluidos en la base de datos del Programa de Pequeños Subsidios (PPS-PNUD).

Proyecto	Potencia unitaria (MW)	Ubicación	Inicio Operación	Inversión (MMUS\$)	Fuente
Programa de Medición Neta	58.25 ²³	2458 clientes (nacional)	2011-2017	N/D	Solar
Autoprodutores Solar ²⁴	14.40	10 clientes a nivel nacional	2011-2017	N/D	Solar
Plan Desarrollo FV - CNE ²⁵	0.065	567 beneficiarios	2013-2017	0.480	Solar
Total	275.79			> 527.65	

Fuentes: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN).

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 5,105 autorizaciones de exoneración de impuestos y de crédito fiscal, en el periodo comprendido desde el año 2008 al 2017, lo cual representa un importe de RD\$6,490.5 millones. Para el año 2017 se emitieron un total de 1052 Resoluciones de autorizaciones de incentivos, lo que se traduce en un total aproximado de RD\$850.34 millones de pesos dominicanos por concepto de exenciones al pago de impuestos.

²³ Este número puede ser superior puesto que algunos usuarios no se registran en el Programa de Medición Neta. Valores al mes de diciembre del año 2018.

²⁴ Autoprodutores Solar Independientes al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) y Programa de Medición Neta incluidos son: Aeropuerto del Cibao, 1.5 MW; CEMEX, 1.5 MW; Quisqueya Solar, 1.5 MW; Carrefour, 1.25 MW; AES Andres, 1.24 MW; ITABO, 1.5 MW; IDAC, 1.5 MW; Pastas Alimenticia J Rafael, 1.5 MW; Envases Antillanos, 1.5 MW; Coastal, 1.41 MW.

²⁵ Han sido beneficiadas 561 familias, 3 escuelas, 1 iglesias, 1 club, 1 centro forestal y 1 cuartel policial en las provincias de Elías Piña, La Vega, Azua, Hato Mayor, Puerto Plata y Espaillat. El proyecto de Elías Piña con donación de la Alianza Energía y Ambiente de Centroamérica (AEA) y el resto de los proyectos con presupuesto de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Tabla N.º 8
Incentivos de la Ley No.57-07, 2017.

Tipo de Impuesto Exonerado	Cantidad de Autorizaciones	Importe Exonerado por Tipo de Impuesto
Exención de Impuestos en la Importación (Autoproductores)	214	MM RD\$ 75.44
Exención de Impuestos en la Importación (Concesiones)	0	MM RD\$ 0.0
Exención de ITBIS	606	MM RD\$ 341.62
Crédito Fiscal	232	MM RD\$ 433.28
Total	1,052	MM RD\$ 850.34

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Departamentos de Incentivos Ley 57-07, 2017.

A continuación procederemos a analizar cada una de las fuentes de energía disponibles en el país.

6.1 APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA

Según el PEN 2010-2025 en cuanto a la energía eólica para el escenario bajo se propuso contar con unos 760 MW de capacidad instalada al año 2017. Para este año existía un total de dos concesiones provisionales para proyectos eólicos, equivalentes a 100 MW y 11 concesiones definitivas, equivalentes a 623.25 MW. Es decir, la suma de las concesiones actuales es inferior a la cantidad de MW que se proyectaban debían entrar.

Sin embargo, es oportuno resaltar que de estas concesiones han sido desarrollados 4 proyectos (Quilvio Cabrera, los Cocos I y II y Larimar I) con una capacidad instalada de 134.95 MW, 17.76% de lo previsto en plan, equivalentes a una inversión de 327.65 MM USD de manera acumulada.

En el corto y mediano plazo se espera la puesta en operación de al menos cinco proyectos, que totalizarán 230.6 MW y una inversión ascendente a 522.5 según se lista a continuación:

Tabla N.º 9
Proyectos candidatos a desarrollarse en el corto y mediano plazo²⁶.

Proyecto	Capacidad estimada (MW)	Inversión estimada (MM USD)
Larimar II	48.3	100
Parque Eólico Agua Clara	50	110
Parque Eólico Los Guzmancitos	48.3	125
Parque Eólico Matafongo	34	87.5
Parque Eólico Guanillo	50	100
TOTAL	230.6	522.5

6.2 INTRODUCCIÓN DE MEZCLAS DE BIOCARBURANTES

Otra área de atención del PEN son los biocarburos o 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 contrastar 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. Sin embargo, los objetivos propuestos no se han logrado.

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

²⁶ La no mención de un proyecto en esta lista no implica que la CNE no prevee su desarrollo.



6.3 APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA

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 2017 se esperaba que la capacidad instalada en esta tecnología alcanzara al menos los 100 MW. En la actualidad se cuentan con unos 1.86 MW instalados para autoproducción en biodigestores. A la fecha se ha otorgado 1 concesiones definitivas para generación interconectada a base de biomasa, la cual inició su construcción en 2014: la Central San Pedro BioEnergy, la cual está interconectada al SENI desde el 2016, con una capacidad instalada de 34.7 MW²⁷ a bagazo de caña de azúcar.

Para promover mayores inversiones en esta materia, fue modificado el artículo 5 de la Ley 57-07 en el año 2015 para permitir hasta un 50% de hibridación, siempre que al menos el 50% de la generación sea realizado a partir de biomasa como fuente primaria. Permittedose una capacidad de hasta 150 MW. Esto también fue modificado para permitir igual hibridación para generación a partir de residuos sólidos.

6.4 APROVECHAMIENTO DE RSU

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.

A la fecha se cuentan con 3 concesiones provisionales que totalizan 280 MW y 1 Concesión Definitiva con capacidad de 80 MW. Sin embargo, ningún proyecto ha sido desarrollado a la fecha.

²⁷ Su despacho según el OC-SENI es de 30 MW.

6.5 APROVECHAMIENTO DE MICROHIDROELÉCTRICAS

El Programa de Pequeños Subsidios junto con Sur Futuro, se han dedicado a la construcción de mini centrales hidroeléctricas en al menos 49 proyectos, las cuales en conjunto tienen una capacidad instalada de 1.45 MW. Ambas iniciativas de la mano de la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS).

6.6 APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Desde el año 2013, la Comisión Nacional de Energía, ha desarrollado el Plan de Desarrollo Fotovoltaico, el cual hasta el 2017 había ejecutado 7 etapas en diferentes comunidades de Elías Piña, Espaillat, La Vega, Azua, Hato Mayor y Puerto Plata. El mismo se basa en la instalación de un sistema solar fotovoltaico, principalmente en hogares no conectados a la red. En total se han instalado al cierre del año 65 kW y han sido beneficiadas 561 familias, 3 escuelas, 1 centro forestal, 1 Club y 1 cuartel policial.



7 EFICIENCIA ENERGÉTICA Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA

A continuación se abordarán distintas iniciativas y actividades relacionadas con la Eficiencia Energética y el Uso Racional de la Energía realizadas durante el año 2017.

7.1 ANTEPROYECTO DE LEY DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y USO RACIONAL DE ENERGÍA

En el año 2017 el Anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética y Uso Racional de Energía pasó por un proceso de revisión interna exhaustiva, en el que se definieron los aspectos relacionados con la estructura institucional que daría soporte al cumplimiento y administración de la Ley.

En adición, se establecieron las propuestas de Sanciones e Incentivos que promoverán el incremento de la eficiencia energética en los diferentes sectores de consumo. Además, se incluye el mandato para la elaboración de la normativa que permita desarrollar las estaciones de recarga de vehículos eléctricos, considerando la normativa vigente.

7.2 ETIQUETADO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS

Bajo el marco del proyecto de etiquetado de equipos eléctricos, liderado por el INDOCAL mediante el esquema de Comité técnicos compuestos por instituciones con la experiencia técnica vinculada a la temática en cuestión, así como productores, importadores, comerciantes y representantes de los consumidores (ProConsumidor), fue elaborada y aprobada la ***NORDOM 780 Refrigeradores y congeladores electrodoméstico – Etiquetado y requisitos de eficiencia.***

Además fueron trabajados los proyectos de normas técnicas ***NORDOM 29:3-005 Eficacia luminosa de lámparas de diodos emisores de luz (LED) integradas para iluminación general – Límites y métodos de prueba,*** y la ***NORDOM 97:2-006 Eficiencia Energética – Acondicionadores de Aire Especificaciones y Etiquetado.***

Estas normas técnicas servirán de soporte para la reglamentación del sistema de etiquetado de equipos eléctricos previsto en el Anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética y Uso Racional de Energía.

7.3 AUDITORÍAS ENERGÉTICAS EN INSTITUCIONES PÚBLICAS.

Dentro del Marco Programa Nacional de Eficiencia Energética (PNEE), establecido por La Comisión Nacional de Energía en el año 2011, se realizaron tres auditorías energéticas a Instituciones Públicas en el año 2017. Los resultados conjuntos de las tres auditorías arrojaron un **potencial de ahorro energético de un 21%, equivalente a unos 564,506 kWh/año**, lo que significaría un **ahorro económico de RD\$6,251,513** anualmente y una reducción estimada de emisiones de **359 toneladas de CO₂** al año. Así mismo, basado en los resultados de las auditorías realizadas a estas instituciones, para alcanzar los ahorros estimados se requeriría realizar una **inversión de aproximadamente RD\$11,227,554**, dicha inversión tendría un tiempo de retorno promedio de un año dos meses.

En los informes correspondientes a estas auditorías se incluyeron recomendaciones orientadas a mejorar la eficiencia en los sistemas de iluminación, con sustituciones de tecnología en lámparas y luminarias, adecuaciones de los niveles de iluminación de acuerdo a las actividades realizadas en las áreas. Además se hicieron recomendaciones de cambios de regímenes tarifarios, eliminación de equipos eléctricos innecesarios en una institución, sustituciones de equipos ineficientes por otros más eficientes, mejoras en los sistemas de climatización y buenas prácticas para el uso racional de la energía en cada uno de estos sistemas.

7.4 PROGRAMA DE DIFUSIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Como parte del compromiso de la responsabilidad social asumida por la CNE, el Programa de Difusión de Eficiencia Energética y Uso Racional de la Energía lleva charlas para sensibilizar a estudiantes y público en general a centros educativos y a instituciones públicas. En el año 2017 fueron sensibilizadas 34,561 personas, de las cuales el 96% fueron estudiantes y el restante 4% correspondió a empleados de instituciones públicas.

Hasta la fecha el programa ha alcanzado una cifra total de 258,628 personas desde el año 2012.

Tabla N.º 10
Auditorías Energéticas realizadas durante el año 2017

Institución	Consumo actual (Energía)	Consumo futuro (Energía)	Ahorro Energético (Energía)	Ahorro Económico	Inversión	Retorno Simple (año)
INDOTEL - Piantini	450,288 kWh	331,933 kWh	118,355 kWh	RD\$ 1,271,986.02	RD\$ 1,316,196.00	1.03
INDOTEL - CCT	456,877 kWh	411,898 kWh	44,979 kWh	RD\$ 1,846,370.44	RD\$ 2,533,034.60	0.16
Ministerio de Agricultura	1,787,984 kWh	1,386,811 kWh	401,172 kWh	RD\$ 3,133,156.90	RD\$ 7,378,323.60	2.35
Total	2,695,149 kWh	2,130,642 kWh	564,506 kWh	RD\$ 6,251,513.36	RD\$ 11,227,554.20	1.18

Fuente: Registros administrativos de la Dirección de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía de la CNE.

Tabla N.º 11
Cantidad de charlas de difusión realizadas (2012-2017)

Años	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Personas sensibilizadas	54,970	43,033	41,748	41,362	42,954	34,561	258,628

Fuente: Registros administrativos de la Dirección de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía de la CNE

7.5 PROPUESTA DE MARCO INSTITUCIONAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y HOJA DE RUTA PARA EL DESARROLLO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR TURISMO EN REPÚBLICA DOMINICANA

En el 2017 la consultoría contratada con Fundación Bariloche por OLADE, a solicitud del Ministerio de Energía y Minas (MEM), desarrolló la propuesta de un marco institucional adecuado que permita lograr ahorros de energía sostenibles, que de ser implementada permitirá diferir las necesidades de inversión en el sector energético, y que contribuirá a la reducción de gases de efecto invernadero.

Asimismo, elaboró una hoja de ruta enfocada en una estrategia de eficiencia energética en el sector turismo con el fin de maximizar el potencial de abatimiento de gases de efecto invernadero y reducir las importaciones energéticas en República Dominicana.

A partir del análisis de la situación institucional actual de la eficiencia energética en República Dominicana se elaboró una propuesta preliminar de una nueva institucionalidad, presentada en el primer taller realizado el 27 de julio de 2017 en Santo Domingo, a fin de dotar de relevancia, efectividad y eficiencia a la implementación de la política de eficiencia energética mediante la creación de la Agencia Dominicana de Eficiencia Energética (ADEE) adscrita al MEM, el cual mantendría su carácter de ser el responsable del diseño y la formulación de la política sectorial en energía y, subsecuentemente, de la política de eficiencia energética del país. Propuesta que no contó con la aceptación de los actores relevantes del país, la cual recibió múltiples comentarios y observaciones que justificaban este rechazo.

Finalmente quedó planteado el interrogante sobre si en RD existe actualmente la capacidad administrativa de ejecutar planes de eficiencia energética que trasciendan en el tiempo y abarquen distintos períodos políticos, incluso pensando si no existiese el problema actual de duplicación de funciones entre MEM y CNE. Se deben analizar las capacidades institucionales para llevar a cabo los objetivos y metas de eficiencia energética del país.



7.6 DESARROLLO DE UNA NAMA PARA LA TRANSICIÓN SUSTENTABLE A LA ILUMINACIÓN EFICIENTE EN REPÚBLICA DOMINICANA - ESTUDIO DEL MERCADO DE ILUMINACIÓN EN REPÚBLICA DOMINICANA

En el 2017 como parte de la iniciativa de Climate Technology Centre Network (CTCN) -ONU Ambiente y a solicitud de la Comisión Nacional de la Energía se desarrolló un estudio detallado del mercado de iluminación, considerando todas las tecnologías de lámparas (LEDs, CFLs, fluorescentes lineales y circulares, halógenas, dicroicas, incandescentes, etc.) que permita actualizar y ampliar la información relacionada con el parque instalado por tecnología y potencia, lámparas por consumidor, su tecnología y sus horas de uso diaria promedio.

Para la evaluación del parque actual del mercado de iluminación se realizaron encuestas a una muestra de alta representatividad de hogares y otras categorías de consumidores. El estudio de mercado se realizó desagregando los consumidores en los diferentes sectores y subsectores en función de su importancia en el consumo de energía en iluminación.

En base a los resultados obtenidos se extraen una serie de conclusiones y recomendaciones preliminares que surgen del estudio.

- En primer lugar, se aprecia que tanto en el Escenario II, donde se pretende llegar a un porcentaje de LEDs del 54% respecto a todo el parque de lámparas del año 2030 y en el Escenario III (100% LEDs), se producen significativos ahorros en la demanda de electricidad respecto del Escenario I Base. En el año 2030 en el Escenario II se consumirá un 24% menos de electricidad en el uso iluminación respecto al Escenario Base I; mientras que en el Escenario III el ahorro alcanza el 44%. Para el cálculo ajustado dichos ahorros son de 20% y 40% respectivamente.
- Si bien estos ahorros de electricidad no son muy significativos en términos de su impacto sobre el consumo total de energía eléctrica del país estimado al 2030 (1.5% y 2.8% respectivamente en cada escenario; y 1.1% y 2.2% para

el cálculo ajustado), los beneficios que se obtienen en términos económicos superan a los costos de su implementación.

- En el Escenario II el ahorro acumulado de electricidad es de 3,282 GWh (2,336 GWh ajustado) y en el Escenario III es de 5,286 GWh (4,028 GWh ajustado), siendo en el Residencial donde se lograrían los mayores aportes a dichos ahorros: 73% y 61% respectivamente (63% y 49% en valores ajustados). Esto indica que en dicho sector, así como en Hoteles, Comercios y Servicios y en la Administración Pública es donde se deberían concentrar los mayores esfuerzos para la penetración de LEDs.
- Los ahorros acumulados de emisiones de gases de efecto invernadero se ubican en 1,438 miles de ton de CO₂eq. en el Escenario II; y en 2,324 miles de ton de CO₂eq. en el Escenario III (1,026 miles y 1,776 miles respectivamente en valores ajustados). Si bien el peso de estas emisiones evitadas representa valores poco significativos en el total del país (0.67% y 1.21% respectivamente; y 0.5% y 0,97% respectivamente para valores ajustados), al presentar costos de la tonelada evitada negativos, indica que son medidas que deberían ser implementadas. Dichos ahorros implican al 2030 reducir las emisiones con respecto al Escenario I Base en un 24.6% y 44.5% para los Escenario II y Escenario III respectivamente (20.7% y 40.9% respectivamente para valores ajustados).
- El valor presente neto de los beneficios por la introducción de lámparas eficientes sería de 81.7 millones de U\$S en el caso del Escenario II y de 130.8 millones de U\$S en el caso del Escenario III. Estos beneficios se reducen significativamente si se ajustan las horas de uso residencial, siendo de 56 millones de U\$S en el caso del Escenario II y de 98 millones de U\$S en el caso del Escenario III.
- La mayor vida útil de las LEDs por sobre la fluorescente compacta implica un costo anual equivalente menor de las primeras. Es por ello que resulta fundamental que al implementarse esta medida se permita solo la importación de LEDs de buen rendimiento y alta calidad a fin de lograr los resultados esperados.



- En 2015 había un parque instalado con la tecnología LED de 2.0 millones de lámparas. En 2030 el mismo llegará a 6.3 millones en el Escenario I; a 15.8 millones en el Escenario II; y a 29.0 millones en el Escenario III.

7.7 ESTUDIO HOJA DE RUTA TECNOLÓGICA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA ENVOLVENTES DE EDIFICACIONES COMERCIALES, RESIDENCIALES Y PÚBLICAS

Este estudio fue realizado en 2017 por Gas Natural Fenosa Engineering, contratada por el BID y Fundación Bariloche a solicitud de la Comisión Nacional de Energía, con el objeto de trazar los lineamientos de un plan estratégico con las acciones principales e instrumentos necesarios para responder a los objetivos y metas a ser alcanzados por el Proyecto y proponer indicadores de seguimiento y fiscalización para cada una de las acciones propuestas en el plan estratégico a fin de que se puedan alcanzar los objetivos planteados. El alcance define las líneas generales del Plan Estratégico de la Hoja de Ruta a fin de que sirva de punto de partida para llegar finalmente a soluciones de consenso entre los agentes involucrados.

Entre las conclusiones presentadas por este estudio se pueden citar las siguientes: Las medidas de eficiencia energética sobre los edificios están destinadas a reducir la demanda de energía garantizando que las condiciones interiores de habitabilidad son las adecuadas. Por otro lado, la eficiencia energética es la estrategia más adecuada para reducir las emisiones de CO₂, aunque para alcanzar este objetivo, algunas medidas se ha demostrado que son menos costosas que otras.

El análisis del clima de República Dominicana muestra que es posible mejorar la eficiencia energética de los edificios mediante la implementación de medidas pasivas que no suponen un consumo energético a los habitantes. Las auditorías energéticas realizadas en edificios públicos señalan que hay un importante margen de mejora mediante la implementación de medidas en la envolvente.

El estudio de las características constructivas del parque residencial y comercial en relación al clima permite deducir medidas concretas sobre la envolvente que supondrían una reducción del consumo energético manteniendo las condiciones de confort. La hoja de ruta para el aprovechamiento de los recursos energéticos en República Dominicana apuesta por soluciones como el aislamiento térmico, la implantación de techos fríos o la reducción de infiltraciones para reducir el consumo energético en edificios con sistemas de refrigeración. También señala que el control sobre las instalaciones en los edificios gubernamentales ha supuesto un importante ahorro energético.

Es posible implementar numerosas medidas en la envolvente de las edificaciones en República Dominicana, pero es necesario identificar diferentes situaciones para aplicar las medidas más adecuadas en cada caso. En ese sentido, las viviendas tienen unas condiciones de uso muy particulares.

Por tanto, sería razonable plantear medidas en función del tipo de vivienda y la presencia de instalaciones de refrigeración que es el mayor porcentaje de consumo de energía en las viviendas, frente a medidas pasivas que serían de aplicación a todas las viviendas, independientemente de las instalaciones.

Por otro lado, existe en República Dominicana un parque de unas 3.000.000 de viviendas sobre las que es necesario actuar. Así sería necesario plantear medidas no sólo para las edificaciones de nueva construcción, sino también para las existentes. En el caso del sector comercial y gubernamental, más del 75% de la energía consumida en el sector comercial es en electricidad, sobre todo para iluminación, aire acondicionado y aparatos eléctricos. En este caso es imprescindible la existencia de instalaciones de refrigeración para mantener las condiciones interiores. De igual manera, sería necesario prever medidas no sólo para los edificios nuevos, sino también para los existentes.



8 MARCO NORMATIVO

En cuanto al marco normativo, no se registraron modificaciones a las leyes y/o reglamentos existentes en el sector.

Los registros disponibles incluyen las concesiones provisionales y definitivas otorgadas por la CNE así como las resoluciones habituales por parte de la SIE referidas a tarifas, peajes de transmisión, costos marginales topes, permisos de interconexión, entre otros.

9 EVENTOS RELEVANTES

En esta sección se presentan los eventos y declaraciones públicas que tuvieron mayor relevancia para el sector energético dominicano durante el año 2017, estos abarcan cambios en infraestructura, relaciones comerciales, entre otras.

AES anuncia que exportará gas natural a islas del Caribe

En el mes de enero la terminal de recepción de gas natural licuado de AES Dominicana, ubicada en el complejo energético AES Andrés, ha completado las modificaciones para permitir el reembarque y la reexportación de GNL a las islas caribeñas vecinas y los países centroamericanos, que ahora pueden beneficiarse de las ventajas ambientales y económicas del combustible.

Según George Nemeth, director de Desarrollo de Negocios de GNL de AES México, Centroamérica y el Caribe (MCAC), se invirtieron US\$9 millones en el proyecto de construcción de las nuevas instalaciones de “AES Andrés Marine Facility”, que consistió en adaptar la terminal de recepción existente para ser un puerto de entrada y salida para buques tan pequeños como 10,000 metros cúbicos, que se pueden llenar directamente desde el muelle. Para los clientes más pequeños, AES cargará GNL en tanques ISO en la terminal de camiones de gas natural licuado para que el combustible pueda ser entregado a través de buques de contenedores a países vecinos.

Edwin de los Santos, presidente de AES Dominicana indica que es un proyecto altamente innovador que cuenta con todas las garantías de seguridad y confiabilidad.

Invierten US\$780 millones para energía renovable

En el mes de abril el vicepresidente ejecutivo de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), Rubén Jiménez Bichara, anunció el inicio de ocho proyectos de generación a partir de fuentes renovables de energía con una inversión de US\$779.8 millones.

Estos proyectos aportarán 361.2 megavatios nuevos al sistema a partir del 2018. Jiménez Bichara, durante el lanzamiento del Plan de Apoyo a los Proyectos de Energías Renovables, indicó que en el corto plazo aumentará a 556.21 megavatios la disponibilidad de energía limpia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).



Estas nuevas generadoras, tres solares y cinco eólicas, se sumarán a los parques de generación existentes, que cuentan con capacidad de 194.95 megavatios y 26 nuevas micro centrales hidroeléctricas construidas en zonas aisladas del país. Las centrales fotovoltaicas que iniciarán operaciones comerciales el próximo año son el Parque Montecristi Solar, en Guayubín, Montecristi, con una inversión de US\$100 millones de la empresa Montecristi Solar FV,SAS, que aportará 57.96 megavatios.

Proyecto de energía AES Dominicana cumple sincronización

AES Dominicana en abril del 2017 informó que el Proyecto Conversión Ciclo Combinado cumplió con un relevante hito de sincronizar y conectar por primera vez la nueva unidad Los Mina VII al SENI a las 9:13 PM del día 1 de abril del 2017. La unidad estuvo inyectando 15MW, sin ningún contratiempo y en condiciones confiables todo el tiempo que estuvo conectada al sistema.

La nueva unidad Los Mina VII de la generadora Dominican Power Partners (DPP) es el resultado de la conversión a ciclo combinado, proyecto cuya construcción se inició en octubre de 2014 y se espera que la entrada total al sistema se produzca en los próximos días. AES Dominicana invirtió US\$260 millones de dólares en la ejecución de esta obra que aumentará la capacidad de producción eléctrica instalada del Parque Energético Los Mina (DPP), en 114 MW llevando la capacidad total del mismo hasta 324 MW, sin necesidad de adicionar más gas natural, reduciendo las emisiones de CO₂ en 300,000 toneladas por año, contribuyendo así al desarrollo del sector eléctrico nacional y a la diversificación de la matriz de combustibles.

AES Dominicana suscribe contrato de suministro de gas natural con Barbados National Oil Company Limited

A mayo del 2017 el grupo energético AES Dominicana suscribió un contrato de suministro de gas natural (“GNL”) con la compañía Barbados National Oil Company Limited (“BNOCL”), desde su terminal de GNL AES Andrés en la República Dominicana, según informó el Sr. Edwin De los Santos, presidente de AES Dominicana. El GNL se distribuirá desde la terminal de carga de camiones de gas natural y se transportará en contenedores ISO, declaró George Nemeth, Director de Mercadeo de GNL de AES Dominicana.

El contrato entre AES Dominicana y BNOCL es el primer contrato de duración limitada que suscribirá AES Dominicana con un país vecino. Además de distribuir GNL vía contenedores ISO, AES transportará también GNL por vía de vehículos de transporte de GNL a menor escala luego de haber concluido exitosamente las modificaciones realizadas a la terminal de GNL de AES Andres en enero de 2017.

CDEEE establece plazos para obras de energía renovable

La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) en mayo estableció nuevas condiciones en los contratos de adjudicación de proyectos de energía renovable, a los fines de garantizar su inicio y conclusión en tiempo oportuno y evitar que sean utilizados como instrumentos de negocios.

Las nuevas disposiciones implican la imposibilidad de vender o traspasar los contratos antes de la terminación de la obra energética, así como la obligatoriedad de concluirlos dentro de un plazo establecido, que no sería mayor de 18 meses. Los beneficiarios de concesiones para obras de generación con base en fuentes de energía renovable (eólica, solar, hidráulica) deben garantizar el inicio de las obras dentro de los primeros seis meses a partir de la adjudicación contractual y serían penalizados si no cumplan los compromisos asumidos.

Las nuevas condiciones que ha aplicado la CDEEE eliminan la vieja práctica de buscar un contrato de compra de energía para utilizarlo como instrumento de negociación y obtener beneficios económicos sin realizar la inversión acordada.

Proyecto eólico será iniciado en julio o agosto de este año

En el mes de junio el señor Marcos Cochón, Gerente General de la multinacional IC Power en el país informó que la construcción del proyecto eólico Agua Clara empezaría en julio o a principios de agosto en Monte Cristi, con una inversión superior a los US\$100 millones; precisó que el parque tendrá una capacidad instalada de 50 megavatios en su primera fase mediante 25 aerogeneradores de 2 megavatios cada uno y beneficiará a 70,000 hogares.

Señaló que la empresa tiene un plan de negocios diseñado a ocho años y dispone de mediciones eólicas por seis años en Monte Cristi. Explicó que el financiamiento del proyecto Agua Clara es a diez años con banca local. Explicó que el área concesionada



para levantar el parque eólico tiene un potencial para instalar hasta 200 megavatios. Dijo que según los ciclos del aire, se tendrá una mayor o menor producción. Cochón resaltó la necesidad de que el país prosiga reforzando sus esfuerzos para lograr mayor diversificación de su matriz de generación eléctrica, con mayor focalización hacia las fuentes renovables. Indicó que el proyecto tendrá un impacto muy positivo en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero que provocan el cambio climático.

Presentan oportunidades en energía para el país

El director de operaciones (COO) de AES Global, Bernerd Da Santos, en el mes de junio afirmó que el almacenamiento energético, conocido como energy storage en inglés, ofrece oportunidades para el país, ya que en los sistemas insulares este procedimiento permite hacer sistemas más seguros y estables para el impulso de las energías renovables.

Con relación a la diversificación de la matriz energética dentro del mercado local, Da Santo apunta que el uso de nuevos combustibles en la matriz energética, como el caso del gas natural, representa importantes ahorros. “El uso de esta fuente ha representado más de US\$2,000 millones en los últimos 10 años, evitando la emisión de cuatro millones de toneladas métricas de dióxido de carbono a la atmósfera, en el mismo período“.

EDEESTE construye subestación y redes en La Altagracia

En agosto la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDEESTE) inició la construcción de una subestación y una línea de alimentación a 34.5 kilovoltios para mejorar el servicio de electricidad a más de 15,000 habitantes de Nisibón y otras comunidades aledañas. Al ofrecer las informaciones sobre estas obras, ejecutadas con una inversión de RD\$135 millones, el gerente general de EDEESTE, ingeniero Luis Ernesto de León destacó que con las nuevas subestaciones y la línea de transmisión serán disminuidas las averías, las pérdidas técnicas, se habilitará capacidad para el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y será estabilizado el suministro de electricidad del municipio Lagunas de Nisibón.

Detalló que esta subestación contará con un transformador de 14 megavatios (MVA), a niveles de tensión para distribución de 34.5 y 12.5 kilovoltios, y para la alimentación de la misma será construida una línea de aproximadamente 20 kilómetros desde la subestación Cruz del Isleño.

Señaló que estas obras conllevarán, además, la instalación de 468 postes del tendido eléctrico, la construcción de cinco nuevos circuitos, cuatro a 12.5 kilovoltios y uno a 34.5 kilovoltios.

Con Punta Catalina el Estado se ahorrará 441 millones de dólares cada año

En el mes de septiembre el Gobierno informó que cuando las dos plantas a carbón que construye el Gobierno en Punta Catalina, Baní, entren en funcionamiento provocará que el Estado reduzca considerablemente el pago de subsidio eléctrico y tendrá grandes ahorros en los costos de generación. En efecto, de acuerdo a los datos oficiales del Gobierno, el Estado se ahorrará más de US\$441 millones cada año, debido a que los costos de generación de electricidad con la entrada de las dos plantas disminuirán. Además, cuando la central termoeléctrica entre en operación generará 5.5 millones de mega vatios/ hora, energía que costará 7,5 centavos de dólar el kw/h. Según las proyecciones de las autoridades, estas dos plantas, que en conjunto tendrán una capacidad de 720 MW, aumentarán entre un 35% y un 40% la oferta de energía en el país. Por tanto, lo que se contempla es que Punta Catalina permitirá dar un servicio 24 horas a unos 235,587 clientes adicionales y garantizarán el suministro estable de energía por más de 25 años.

Construcción de segunda fase de Central Monte Plata Solar iniciará en último trimestre

En septiembre una delegación del gobierno y de empresarios de Curazao visitaron las instalaciones para conocer las operaciones de la primera fase y los avances de la segunda General Energy Solutions, a través de su oficina regional Electronic JRC - empresa propietaria de la planta de energía fotovoltaica Monte Plata Solar- recibió en sus instalaciones a una delegación del gobierno y empresarios de Curazao, encabezada por Vanessa Gregoria Tore, directora de la Oficina de Cooperación Internacional del Ministerio de Economía y Desarrollo de ese país, para conocer la operación de la primera fase de la planta que ya aporta al país 33 megavatios de energía limpia. Los



visitantes se interesaron por la segunda fase del proyecto, que completará los 69 megavatios, la cual se encuentra en su etapa final de planificación y se espera inicie su construcción en el último trimestre del año.

EGE Haina ha invertido US\$400 MM en energía eólica en Barahona

A octubre del 2017 el presidente Danilo Medina dejó iniciados los trabajos para la construcción del parque eólico, Larimar 2, con capacidad para producir 48.3 megavatios. El referido parque es propiedad de la Empresa Generadora de Electricidad Haina (EGE-HAINA), localizado en este municipio. El señor Edgar Pichardo, presidente de EGE-Haina, destacó la importancia del parque, el cuarto que se construye, propiedad de la referida empresa, cuya entrada en operaciones está programada para finales del 2018.

Pichardo señaló que este parque incrementará la capacidad eólica nacional en 36%, lo que afianzará el liderazgo del país en generación eólica del Caribe “y el propósito de EGE-Haina es continuar trabajando para que esta capacidad se siga incrementando a futuro”. Subrayó que el parque energético en cuestión, contará con 14 aerogeneradores Vestas V117, de 150 metros de altura cada uno, que serán los más potentes de la región y en total tendrán una capacidad instalada de 48.3 megavatios.

Parque de EGE Haina recibe otro certificado

En diciembre el Parque Eólico Larimar, de la Empresa Generadora de Electricidad Haina (EGE Haina), localizado en Enriquillo, Barahona, fue registrado como proyecto de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), bajo el mercado voluntario Voluntary Carbon Standard (VCS).

Este registro certifica que el Parque Eólico Larimar, en sus fases 1 y 2, contribuirá con el logro de las metas nacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asumidas por República Dominicana como país signatario del Acuerdo de París, conocidas como Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC, por sus siglas en inglés), y establecidas para reducir el cambio climático en todos los países miembros de este convenio.

Cuando su fase 2 entre en operación, en aproximadamente un año, el Parque Eólico Larimar tendrá el potencial de reducir anualmente 246,766 toneladas de dióxido de carbono. De manera conjunta, con sus parques eólicos Los Cocos y Larimar, EGE Haina reducirá unas 400,000 toneladas de dióxido de carbono anualmente.

Con sus parques eólicos Los Cocos y Larimar, EGE Haina produce el 94% de la energía eólica de República Dominicana, promoviendo la sostenibilidad y el equilibrio del sistema eléctrico nacional. Además, es líder de producción de energía eólica en la región del Caribe, impulsando la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la disminución de la importación de combustibles fósiles para generación eléctrica.

Salida de la Central Sultana del Este

La planta Sultana del Este propiedad de la empresa generadora EGEHAINA, salió de operación a partir de las 21:56 horas del día 11 de septiembre del año 2017, debido a un incendio en la sala de interconexión ocasionando daños en las celdas y cables de media tensión (Switchgear), constituyendo un evento de fuerza mayor, dejando indisponible a Sultana del Este con capacidad total instalada de 150 MWⁱ, para suministrar energía y potencia tanto al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) y al Consorcio Energético Punta Cana Macao (CEPM).

Dada la situación antes descrita, la empresa EGEHAINA (compromisoria de un contrato de suministro con CEPM) solicitó a la Superintendencia la autorización de una interconexión transitoria de CEPM al SENI para suplir la demanda del suministro faltante en las zonas turísticas afectadas por la situación presentada (Punta Cana, Bayahibe, Casa de Campo, y otros) y la configuración del punto de inyección de Sultana del Este, como un *punto de retiro* de EGEHAINA en las Transacciones Económicas del Mercado Eléctrico Mayorista.

La Superintendencia, bajo las atribuciones que le compete la Ley General de Electricidad 125-01 y tras realizar un análisis exhaustivo y detallado de las consecuencias del siniestro y las motivaciones más relevantes presentadas por la empresa EGEHAINA en su solicitud, dictó la Resolución **SIE-058-2017-MEM** de fecha 15 de septiembre de 2017 donde autoriza, con efectividad a la misma fecha de la emisión



de la referida Resolución, de manera excepcional y transitoria, por un periodo de treinta (30) días la interconexión del sistema eléctrico propiedad del Consorcio Energético Punta Cana Macao S.A. (CEPM) al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para el abastecimiento de un déficit de hasta ochenta Megavatios (80 MW), sujeta a las disposiciones aplicables del Reglamento de Puesta en Servicio de Obras Eléctricas emitido por la SIE mediante la Resolución SIE-061-2015-MEM y del Código de Conexión, emitido mediante la Resolución SIE-060-2015-MEM.

La Resolución establecía también en su Artículo 2, que la energía y potencia suministrada a CEPM, sería asignada como retiro a EGEHAINA, en el mismo punto en que hasta ese momento había estado inyectado al SENI la central Sultana del Este, dando la categoría transitoria y excepcional a EGEHAINA de “Distribuidor”

El sistema eléctrico propiedad de CEPM quedó interconectada a las 12:48 horas del día 16 de septiembre de 2017, mediante el enlace 138 kV Sultana del Este - San Pedro Bio Energy y cierre del enlace 138 kV Sultana del Este - Sultana Tierra.

Posteriormente, la Superintendencia mediante la Resolución SIE-064-2017-MEM de fecha 13 de octubre de 2017 emite una prórroga al plazo de la Resolución SIE-058-2017-MEM de fecha 15 de septiembre de 2017 de manera excepcional y transitoria, por un periodo de setenta y seis (76) días calendario a partir de la fecha de efectividad indicada hasta el treinta (30) noviembre de 2017.

10 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.

10.1 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 2017, la CNE aprobó nueve (9) solicitudes de concesiones provisionales para explotar recursos hídricos, biocombustible, solar, residuos sólidos urbanos, eólicos y termoeléctricos. De instalarse estas obras adicionarían unos 947 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.

10.2 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 2017, la CNE recomendó favorables siete (7) 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 425.40 MW a partir de recursos renovables (biomasa, solar, residuos sólidos urbanos y eólicos).

Para mayor detalle ver Anexo 11.3.

11 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 2017, fueron emitidas un total de 263 autorizaciones y licencias, y 12 capacitaciones impartidas, las cuales se muestran a continuación:

Tabla N.º 12
Licencias y Autorizaciones emitidas por la Dirección Nuclear, 2017.

Tipo de Servicio Brindado		Cantidad
Autorizaciones		263
	Autorizaciones a instituciones Fuentes radiación ionizante	148
	Personal ocupacional expuesto	115
Inspecciones		180
Capacitaciones		340
Cursos de capacitación		12
Permisos Importación y Exportación fuentes radiactivas		24
Importaciones fuentes abiertas uso medico		128

Fuente: Memoria Institucional CNE 2017



12 ANEXOS

12.1 BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA NETA

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

BALANCE ENERGÉTICO 2017 (kTep)	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA													TOTAL			
	PETROLEO CRUDO	GAS NATURAL	CARBON MINERAL	HIDRO	LEÑA	BAGAZO	SOLAR	VIENTO	OTRAS PRIMARIAS	TOTAL ENERGÍA PRIMARIA	ENERGÍA ELECTRICA	GLP	GASOLINAS + ALCOHOL	KEROSENE	AVTUR	DIESEL	FUEL OIL	COQUE	CARBON VEGETAL	GASES	BIODIESEL	LUBRICANTE S	CEMENTO ASFALTICO		OTROS NO ENERGETICOS	TOTAL ENERGÍA SECUNDARIA	
PRODUCCION				236.08	567.80	347.06	84.56	83.94	11.87	1,331.31	1,636.95	11.62	199.71	6.63	159.12	275.50	240.48		77.70	9.98						2,617.69	1,331.31
IMPORTACION	1,008.71	1,106.06	878.42							2,993.19		1,044.47	896.40		407.84	1,059.67	1,317.83	298.08				43.21	79.16	54.21	5,200.86	8,194.05	
EXPORTACION		35.56								35.56									2.47						2.47	38.03	
VARIACION DE INVENTARIO	-44.27	-1.93	3.70							46.04		2.29	-0.99	0.03	0.82	-28.34	-4.04									-30.22	15.82
NO APROVECHADO																											
BUNKERS																										556.52	556.52
OFERTA TOTAL	1,052.98	1,068.57	882.12	236.08	567.80	347.06	84.56	83.94	11.87	4,334.98	1,636.95	1,058.38	1,095.12	6.66	11.27	1,306.82	1,554.27	298.08	75.23	9.98		43.21	79.16	54.21	7,229.34	8,946.64	
REFINERIA	-973.01									-973.01		11.62	199.71	6.63	159.12	275.50	240.48			9.98						903.04	-69.98
SENI		-950.19	-717.82	-235.40		-31.42	-25.82	-83.94		-2,044.59	1,362.44					-138.22	-838.08									386.14	-1,658.45
SISTEMAS AISLADOS		-14.43								-14.43	109.42					-8.94	-262.92									-162.45	-176.88
AUTOPRODUCTORES				-0.68		-28.18	-49.51		-3.44	-81.80	165.10		-15.34			-158.46	-205.96									-214.66	-296.46
CENTRO DE GAS																											
CARBONERA					-142.05					-142.05									77.70							77.70	-64.35
COQUERIA/A. HORNO																											
DESTILERIA																											
OTROS CENTROS																											
TRANSFORMACION TOTAL	-973.01	-964.63	-717.82	-236.08	-142.05	-59.60	-75.33	-83.94	-3.44	-3,255.90		-15.34			-305.63	-1,306.95									-1,627.92	-2,266.12	
CONSUMO PROPIO											57.25	1.57			0.19	26.21			9.98							95.20	95.20
PERDIDAS			12.85							12.85	212.64															212.64	225.49
AJUSTE	79.97	0.00	69.88				0.00			149.84	1.02	5.72	0.00	0.03	0.00	0.00		-2.47							4.30	154.15	
TRANSPORTE.		15.96								15.96	4.35	464.16	919.59		11.27	780.60										2,179.98	2,195.94
INDUSTRIA.		87.98	81.57			287.46			5.55	462.56	482.53	51.65	1.37		132.73	221.11	298.08									1,187.47	1,650.03
RESIDENCIAL.					425.70		8.74		2.88	437.32	435.89	463.42		6.63					75.76							981.70	1,419.01
COMERCIAL, SERVICIO y PUBLICO.					0.06		0.49			0.55	354.79	58.77	0.03		25.36				1.94							440.89	441.43
AGRO, PESCA y MENERIA.											88.48					62.33										150.80	150.80
CONSTRUCCION, OTROS.												14.65	25.85													40.50	40.50
CONSUMO ENERGETICO		103.94	81.57		425.75	287.46	9.23		8.43	916.39	1,366.05	1,052.66	946.84	6.63	11.27	1,001.01	221.11	298.08	77.70							4,981.34	5,897.73
NO ENERGETICO													131.37									43.21	79.16	54.21		307.95	307.95
CONSUMO FINAL		103.94	81.57		425.75	287.46	9.23		8.43	916.39	1,366.05	1,052.66	1,078.21	6.63	11.27	1,001.01	221.11	298.08	77.70						5,289.29	6,205.68	
% Ajuste/Oferta Total	7.6%	0.0%	7.9%				0.0%			3.5%	0.1%	0.5%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%			-3.3%						0.1%	1.7%	

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), Actualizado al 07 de agosto 2018. 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 2017 (kTep)	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA											TOTAL				
	PETROLEO CRUDO	GAS NATURAL	CARBON MINERAL	HIDRO	LEÑA	BAGAZO	SOLAR	VIENTO	OTRAS PRIMARIAS	TOTAL ENERGÍA PRIMARIA	ENERGÍA ELECTRICA	GLP	GASOLINAS + ALCOHOL	KEROSENE	AVTUR	DIESEL	FUEL OIL	COQUE	CARBON VEGETAL	GASES	BIODIESEL		LUBRICANTE S	CEMENTO ASFALTICO	OTROS NO ENERGETICOS	TOTAL ENERGÍA SECUNDARIA
CONSUMO DE ENERGÍA NETA																										
RESIDENCIAL URBANO					68.75		8.74		2.68	80.17	403.51	387.09		2.75					44.30						837.65	917.82
RESIDENCIAL RURAL					356.95				0.20	357.15	32.38	76.33		3.88					31.45						144.05	501.20
RESIDENCIAL TOTAL					425.70		8.74		2.88	437.32	435.89	463.42		6.63				75.76							981.70	1,419.01
RESTAURANTES											33.21	23.53	0.03						1.94						58.72	58.72
HOTELES					0.06		0.49			0.55	135.14	21.97				25.36									182.46	183.01
RESTO SERVICIOS											186.43	13.27													199.70	199.70
COMERCIAL, SERVICIO y PÚBLICO					0.06		0.49		0.55	354.79	58.77		0.03			25.36			1.94						440.89	441.43
INGENIOS AZUCAREROS		16.17				287.46				303.63	10.17					24.40									34.57	338.20
RESTO IND. ALIMENTICIA		14.77	4.59						5.55	24.91	127.39	25.82	1.26			22.28	69.57								246.32	271.23
TABACO		0.13								0.13	2.01	0.14				0.20	0.65								3.00	3.13
TEXTILES Y CUEROS		0.99								0.99	16.33	0.01			1.49	19.10									36.93	37.92
PAPEL E IMPRENTA											20.03	1.80					29.58								51.42	51.42
QUIMICOS Y PLASTICOS		17.26								17.26	59.00	0.15				26.03	2.62								87.80	105.06
CEMENTO Y CERAMICA		10.12	76.98							87.10	139.19	7.25	0.03		15.27	95.95	298.08								555.76	642.86
RESTO INDUSTRIA		3.28								3.28	26.26	7.32	0.07			4.94									38.60	41.87
ZONA FRANCA		25.26								25.26	82.16	9.17			38.11	3.64									133.09	158.35
INDUSTRIA.		87.98	81.57			287.46			5.55	462.56	482.53	51.65	1.37		132.73	221.11	298.08								1,187.47	1,650.03
TRANSPORTE.		15.96								15.96	4.35	464.16	919.59		11.27	780.60									2,179.98	2,195.94
TERRESTRE		15.96								15.96		464.16	918.62			780.60									2,163.39	2,179.35
AEREO													0.97												12.24	12.24
METRO											4.35														4.35	4.35
AGRO, PESCA y MINERIA.											88.48					62.33									150.80	150.80
CONSTRUCCION, OTROS.												14.65	25.85												40.50	40.50
TOTAL CONSUMO NETO		103.94	81.57		425.75	287.46	9.23		8.43	916.39	1,366.05	1,052.66	946.84	6.63	11.27	1,001.01	221.11	298.08	77.70						4,981.34	5,897.73

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), Actualizado al 07 de agosto 2018

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 ENERGETICO 2017 (Unidades Propias)	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA												TOTAL			
	PETROLEO CRUDO (kbbbl)	GAS NATURAL (Mm3)	CARBON MINERAL (kt)	HIDRO (GWh)	LENA (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
PRODUCCION				2,745.49	1,577.26	2,500.72	983.34	976.13	85.54		19,036.99	124.94	1,610.71	49.85	1,196.46	1,982.19	1,681.69		112.60	71.90						
IMPORTACION	7,257.56	1,332.63	1,254.90									11,232.11	7,229.86		3,066.54	7,624.22	9,215.57	438.34						311.32	570.38	390.64
EXPORTACION		42.84																	3.58							
VARIACION DE INVENTARIO	318.53	-2.33	5.29									24.58	-7.96	0.26	6.20	-203.90	-28.26									
NO APROVECHADO																										
BUNKERS															4,184.48											
OFERTA TOTAL	7,576.09	1,287.45	1,260.19	2,745.49	1,577.26	2,500.72	983.34	976.13	85.54		19,036.99	11,381.63	8,832.62	50.11	84.72	9,402.51	10,869.00	438.34	109.02	71.90			311.32	570.38	390.64	
REFINERIA	-7,000.72											124.94	1,610.71	49.85	1,196.46	1,982.19	1,681.69			71.90						
SENI		-1,144.83	-1,025.47	-2,737.56		-226.37	-300.29	-976.13								-994.49	-5,860.65									
SISTEMAS AISLADOS		-17.39														-64.36	-1,838.58									
AUTOPRODUCTORES				-7.93		-203.05	-575.71		-24.77		1,920.02		-123.72			-1,140.10	-1,440.25									
CENTRO DE GAS																										
CARBONERA					-394.59														112.60							
COQUERIA/A. HORNO																										
DESTILERIA																										
OTROS CENTROS																										
TRANSFORMACION TOTAL	-7,000.72	-1,162.22	-1,025.47	-2,745.49	-394.59	-429.42	-876.00	-976.13	-24.77				-123.72			-2,198.96	-9,139.47									
CONSUMO PROPIO											665.85		12.65			1.35	183.31			71.90						
PERDIDAS			18.36								2,472.86															
AJUSTE	575.37	0.00	99.82	-	0.00	-	(0.00)	-	0.00		11.81	61.52	0.00	0.26	0.00	(0.00)	(0.00)	-	(3.58)	-	-	-	-	-	-	-
TRANSPORTE.		19.23									50.62	4,991.55	7,416.93		84.72	5,616.35										
INDUSTRIA.		106.00	116.53			2,071.30			40.01		5,611.63	555.47	11.02		954.99	1,546.21	438.34									
RESIDENCIAL.					1,182.51		101.62		20.76		5,069.24	4,983.53		49.85											109.78	
COMERCIAL, SERVICIO y PUBLICO.					0.16		5.72				4,126.02	632.01	0.21			182.43									2.82	
AGRO, PESCA y MINERIA.											1,028.95					448.44										
CONSTRUCCION, OTROS.												157.55	208.52													
CONSUMO ENERGETICO		125.23	116.53		1,182.67	2,071.30	107.34		60.77		15,886.47	11,320.11	7,636.68	49.85	84.72	7,202.21	1,546.21	438.34	112.60							
NO ENERGETICO													1,059.57									311.32	570.38	390.64		
CONSUMO FINAL		125.23	116.53		1,182.67	2,071.30	107.34		60.77		15,886.47	11,320.11	8,696.24	49.85	84.72	7,202.21	1,546.21	438.34	112.60			311.32	570.38	390.64		
% Ajuste/Oferta Total	7.6%	0.0%	7.9%		0.0%		0.0%		0.0%		0.1%	0.5%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%		-3.3%							

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), Actualizado al 07 de agosto 2018.

12.2 CONCESIONES PROVISIONALES

No. de Concesión	Peticionario	Fuente	Capacidad Instalada	Fecha de Otorgamiento	Plazo de Concesión	Ubicación
CNE-CP-0001-2017	Electronic J.R.C., S.R.L.	Fotovoltaica	30 MW	14-feb-17	18 meses	Monte Plata
CNE-CP-0002-2017	Generadora de Electricidad de Haina, S.A. (EGE HAINA)	Eólica	50 MW	14-feb-17	18 meses	Enriquillo, Barahona
CNE-CP-0003-2017	Clean Energy Montecristi	Térmico-Convencional Gas Natural Licuado (GNL)	700 MW	15-feb-17	18 meses	Pepillo Salcedo, Montecristi
CNE-CP-0004-2017	Sundpower Smart Grid Investment, S.R.L.	Fotovoltaica	20 MW	16-feb-17	18 meses	Guayubin, Montecristi
CNE-CP-0005-2017	Parque Frontera, S.A.	Fotovoltaica	50 MW	20-feb-17	18 meses	Pepillo Salcedo, Montecristi
CNE-CP-0006-2017	Tamsa República Dominicana, S.A.S.	Fotovoltaica	35 MW	20-feb-17	18 meses	Villa Sinda, Guayubin, Montecristi
CNE-CP-0007-2017	Maranatha Energy Investment, S.R.L.	Fotovoltaica	10 MW	28-Abril-17	18 meses	Residencial Maranatha, Santo Domingo Este
CNE-CP-0008-2017	A2A Energía y Medioambiente, S.R.L.	Biogás Residuos Orgánicos no peligrosos de diversa procedencia	2.0 MW	11-may-17	18 meses	Sierra Prieta, Santo Domingo Norte
CNE-CP-0009-2017	StreamLine Integrated Energy Corp.	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	50 MW	06-jul-17	18 meses	San Pedro de Macorís, San Pedro de Macorís

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Consultoría Jurídica, 2018.

12.3 CONCESIONES DEFINITIVAS

No. de Concesión	Peticionario	Fuente	Capacidad Instalada	Fecha de Recomendación Favorable	Fecha Firma Contrato	Plazo de Concesión	Ubicación
CNE-CD-0001-2017	Empresa Generadora de Electricidad Haina, S.A. (EGE-HAINA)	Fuile Oil No.6	25.6 MW	23-feb-17	13-jun-17	6 años	Sabana Grande de Palenque, San Cristóbal
CNE-CD-0002-2017	Compañía de Electricidad San Pedro de Macorís, S.A. (CESPM)	Combustible Heavy (Fuel Oil #2)	300 MW	09-Marzo-17	N/A	15 años	Guayacanes, La Punta, San Pedro de Macorís
CNE-CD-0003-2017	IC Power DR Operations, S.A.S.	Energía Eólica	50 MW	04-Abril-17	25-may-17	25 años	Puerto Plata, Montecristi
CNE-CD-0004-2017	Aeropuerto Internacional del Cibao, S.A. (AIC)	Fotovoltaica	3 MW	18-Abril-17	13-jun-17	25 años	Uveral, Licey al Medio, Santiago
CNE-CD-0005-2017	Consorcio Energético Punta Cana Macao, S.A. (CEPM)	Fotovoltaica	7.2 MW	17-Mayo-17	27-sep-17	25 años	Jina Jaragua, Verón Punta Cana, Higüey
CNE-CD-0006-2017	Monte Río Power Corporation LTD	Fuel Oil No.6	14.6 MW	28-jun-17	N/A	25 años	Pedro Brand, Santo Domingo
CNE-CD-0007-2017	Emerald Solar Energy, S.R.L.	Fotovoltaica	25 MW	30-Agosto-17	23-nov-17	25 años	Canoa, Vicente Noble, Barahona

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Consultoría Jurídica, 2018

ⁱ La Central Sultana del Este suministra potencia al SENI mediante 4 motores (motores 6, 7, 8 y 9) con una potencia total de 68 MW. El resto de motores, suministra potencia al sistema aislado CEPM.



ER-0241/2016



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