

AÑO
2018



INFORME ANUAL DE ACTUACIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO

INFORME ANUAL
ACTUACIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO

AÑO 2018

DIRECCIÓN EJECUTIVA

Lic. Ángel Canó Sención, Director Ejecutivo

Ing. Hipólito Núñez, Asesor de la Dirección Ejecutiva

ÁREAS PROCESOS CENTRALES

Ing. Yeulis Rivas, Director de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía

Ing. Mercedes Arias, Directora Eléctrica

Ing. Manuel Capriles, Director de Hidrocarburos

Lic. Nelson Burgos, Director Jurídico

ÁREAS PROCESOS SOPORTE

Ing. Tirso Peña, Director de Planificación y Desarrollo

Lic. Luis Olivero, Director Administrativo y Financiero

EQUIPO DE REDACCIÓN Y COORDINACIÓN TÉCNICA

Dirección de Planificación y Desarrollo

Andrés De Peña, Encargado Departamento de Planificación Energética

Lic. Ángela González, Encargada División de Estadísticas Energéticas

Lic. Flady Cordero, Coordinador Proyecto SIEN

Lic. Rosemarie Contin, Analista de Desarrollo Organizacional

Ing. Laura Beltré, Analista de Planificación I

EQUIPO DE COLABORACIÓN TÉCNICA

Dirección de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía

Ing. Eriafta Gerardo, Encargada División de Eficiencia Energética

Ing. Francisco Gómez, Encargado de la División de Biocombustibles

Ing. Genris Reyes, Coordinador de Gestión de Energía

Ing. Cristian Flores, Encargado División Régimen Económico Energías Renovables

Ing. Wilfredo A. Tineo, Encargado División Energía Renovable

Ing. Yderlisa Castillo, Coordinadora de Proyectos de la Dirección de Fuentes Alternas y Uso Racional Energía

Dirección Eléctrica

Lic. Claudia Noble, Coordinadora de Mercado Minorista

APOYO LOGÍSTICO Y ADMINISTRATIVO

Dirección Administrativa y Financiera

Lic. Yuly Procter, Encargada de la División de Compras y Contrataciones

PORTADA

Departamento de Comunicaciones

Lic. Frenyi Guevara, *Diseñador Gráfico/Webmaster,*

Este documento fue impreso en octubre de 2019.

CONTENIDO

1	Antecedentes.....	11
2	Análisis Del Plan Energético Nacional.....	13
2.1	PRINCIPALES CONCLUSIONES DEL PEN 2010-2025.....	13
2.1.1	<i>Objetivo 1: Incrementar La Oferta De Energía Doméstica</i>	<i>15</i>
2.1.2	<i>Objetivos 2 Y 3: Disminuir El Costo De La Energía Y Desarrollar Una Oferta Energética Segura Y Confiable.....</i>	<i>18</i>
2.1.3	<i>Objetivo 4: Incrementar La Eficiencia Energética Y El Uso Racional De La Energía</i>	<i>20</i>
2.1.4	<i>Objetivo 5: Protección Al Medio Ambiente</i>	<i>21</i>
3	Panorama Del Sector Energético.....	23
3.1	OFERTA DE ENERGÍA	23
3.2	DEMANDA DE ENERGÍA	26
3.3	INDICADORES ECONÓMICO-ENERGÉTICOS.	30
3.3.1	<i>Intensidad Energética</i>	<i>30</i>
3.3.2	<i>Índice De Suficiencia Energética</i>	<i>31</i>
4	Subsector Eléctrico	32
4.1	CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	32
4.1.1	<i>Capacidad Instalada Y Generación Del Seni</i>	<i>33</i>
4.1.2	<i>Capacidad Instalada Y Generación De Los Autoproductores</i>	<i>40</i>
4.1.3	<i>Capacidad Instalada Y Generación De Los Sistemas Aislados</i>	<i>42</i>
4.2	TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD	43
4.3	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD	45
4.4	DEMANDA DE ELECTRICIDAD	47
5	Subsector Hidrocarburos Y Carbón Mineral	49
5.1	OFERTA DE HIDROCARBUROS Y CARBÓN MINERAL.....	49
5.1.1	<i>Importaciones De Hidrocarburos Y Carbón Mineral.....</i>	<i>49</i>
5.1.2	<i>Refinación De Petróleo.....</i>	<i>55</i>
5.2	DEMANDA DE HIDROCARBUROS	56
5.3	PRECIOS INTERNOS DE LOS COMBUSTIBLES.	57
6	Subsector Energía Renovable	59
6.1	APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA	62
6.2	INTRODUCCIÓN DE MEZCLAS DE BIOCARBURANTES	63
6.3	APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA	63
6.4	APROVECHAMIENTO DE RSU	65

6.5	APROVECHAMIENTO DE MICROHIDROELÉCTRICAS.....	66
6.6	APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	66
7	Eficiencia Energética Y Uso Racional De La Energía.....	67
7.1	ANTEPROYECTO DE LEY DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y USO RACIONAL DE ENERGÍA	67
7.2	ETIQUETADO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS	67
7.3	INFRAESTRUCTURA DE LA CALIDAD PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES	68
7.4	AUDITORÍAS ENERGÉTICAS EN INSTITUCIONES PÚBLICAS.	69
7.5	SEGUIMIENTO DE AUDITORÍAS ENERGÉTICAS.....	70
8	Eventos Relevantes	72
9	Concesiones	74
9.1	CONCESIONES PROVISIONALES	74
9.2	CONCESIONES DEFINITIVAS	74
10	Licencias Y Autorizaciones Para El Manejo Y Operación De Equipos Que Emiten Radiaciones Ionizantes	76
11	Anexos	77
11.1	BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA NETA.....	77
11.2	BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ÚTIL	78
11.3	CONCESIONES PROVISIONALES	79
11.4	CONCESIONES DEFINITIVAS	79

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 ésteres 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 oil (gasóleo), gas oil, etc.

- **Gasolina Motor (GS):** son las gasolinas de bajo y de alto octanaje. Son una mezcla de hidrocarburos relativamente volátiles, con la posible adición de pequeñas cantidades de aditivos, que ha sido preparada para formar un combustible apropiado para usarse en los motores de combustión interna de encendido por chispa.
- **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 sexto 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 2018 (BNEN)² para presentar un diagnóstico del Sector Energético de República Dominicana, tanto del lado de la oferta, como del lado de la demanda y, con miras a completar la visión que a través del IAASE pretendemos dar, se incluye un capítulo en que se destacan los eventos más relevantes del 2018, así como de los

² Sobre la base de los resultados del BNEN en su versión v1.12 del 13 de mayo 2019.



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 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 2018.

2.1 PRINCIPALES CONCLUSIONES DEL PEN 2010-2025

Previo a este detalle, es preciso hacer mención como se indica en el Plan Energético Nacional (PEN) 2010-2025, de los elementos comunes los diagnósticos utilizados 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:

Gráfico N° 1
Objetivos Estratégicos del PEN 2010-2025



Fuente: elaborado en base al PEN 2010-2025

2.1.1 OBJETIVO 1: 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 lo 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.

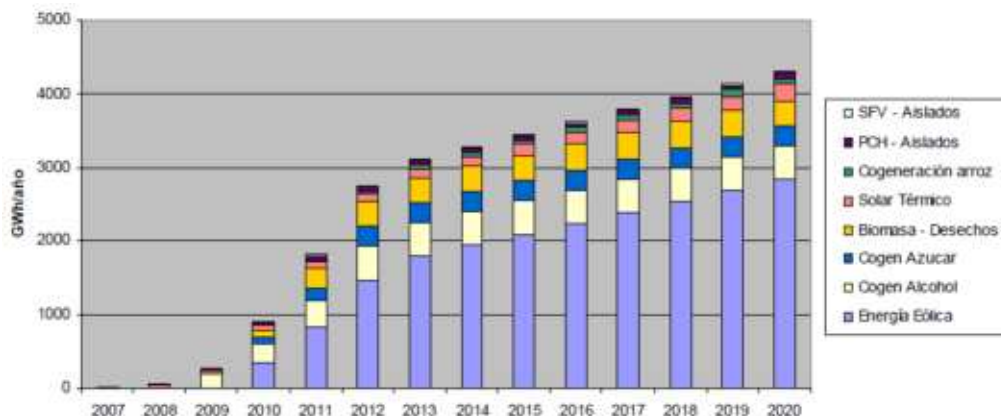
b) Desarrollar la distribución de biocombustibles paralela a la de los derivados de petróleo, de tal forma que el consumidor pueda seleccionar la mezcla que desee.

- 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:

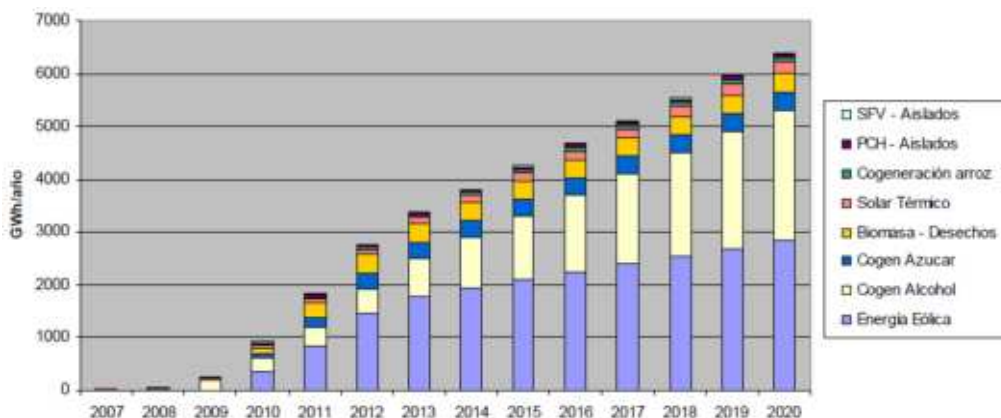
Gráfico N° 2

Generación de Energía Renovable - Escenario Bajo, 2008-2020
(unidades expresadas en GWh/año)



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

Gráfico N° 3
Generación de Energía Renovable - Escenario Alto, 2008-2020
 (unidades expresadas en GWh/año)



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

Según las previsiones de capacidad instalada del Plan Energético Nacional 2010 - 2025, para el 2018 se esperaba que las tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables aportaran 3,905 GWh en el escenario bajo y cerca de 5,500 GWh. Ésta marcada diferencia entre escenarios responde principalmente al aporte previsto en cogeneración a partir de alcohol y azúcar en el escenario alto según el potencial de aprovechamiento de los denominados cultivos energéticos.

La generación de las renovables representaría 14.1 % en el escenario bajo y 19.1 % en el escenario alto. En ambos escenarios la energía eólica presentaba los mayores aportes, con 65.0 % en el escenario bajo y 46.3 % en el escenario alto.

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 2 Y 3: 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:

Tabla N° 1
Resultados esperados a corto y mediano plazo para el subsector eléctrico en el Plan Energético Nacional 2010 - 2025

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.
Fideicomiso	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 un 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.

Tabla N° 2
Resultados esperados a largo plazo para el subsector eléctrico en el Plan Energético Nacional 2010 - 2025

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 4: 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:

**Tabla N° 3
Medidas y Tecnologías de eficiencia energética y uso racional de energía
propuestas en el Plan Energético Nacional 2010 - 2025**

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.
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:

Tabla N° 4
Barreras para la promoción del uso racional y eficiente identificadas en el marco del Plan Energético Nacional 2010 - 2025

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 5: 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”.

3 PANORAMA DEL SECTOR ENERGÉTICO

3.1 OFERTA DE ENERGÍA

Durante el 2018, la oferta total de energía incrementó un 5.4 % respecto al año anterior. El comportamiento de la energía se debe al aumento de las importaciones energéticas, sobre todo; a las compras de petróleo crudo, coque, GLP, gasolina y el grado de penetración de las energías renovables.

La oferta total cerró en 10,107.92 kTep. De ese total, 561.26 kTep de AVTUR se destinó a abastecer la aviación internacional, 28.80 kTep de gas natural y 2.47 kTep de carbón vegetal se exportó y, 9,515.39 kTep se utilizó para satisfacer la demanda del mercado interno. Comparado con el 2017, la oferta total y la interna quedaron con 516.87 kTep y 518.89 kTep por encima, respectivamente. En términos porcentuales, las importaciones y la producción representan el 86.4 % y el 13.6 % de la oferta total y, el 85.6 % y el 14.4 % de la oferta interna³.

El mercado local contó con 4,587.17 kTep de energía primaria para responder a los requerimientos del año 2018. Ese resultado, representa 251.44 kTep más que el registrado en el balance del año anterior y, de las fuentes que la componen, la hidroenergía fue la única que disminuyó en 44.81 ktep. En síntesis, el incremento de 5.8 % observado en las primarias está determinado por el crecimiento de las importaciones y la producción en 6.9 % y 3.3 %, respectivamente.

El análisis de los datos de importación revela que el petróleo crudo y el carbón mineral presentan tasas de crecimiento positiva de 18.3 % y 2.1 %, respecto al año 2017. En cambio, el gas natural cerró a la baja con 0.3 %. Desde el lado de la producción, su crecimiento se apoyó en el incremento de la energía solar en 58.1 %. Le siguen, por orden de magnitud, la eólica con 27.4 %, otras biomásas con 5.3 %, la leña con 2.1 % y, por último; el bagazo de la caña de azúcar con un 1.0 %.

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.



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 2000-2017, 86.4 % contra 87.2 %. En el caso de la producción, se dio lo contrario, el porcentaje promedio del mencionado periodo fue de 12.7 % frente al 13.6 % del año 2018.

El análisis de la procedencia de las fuentes energéticas revela que el 55.6 % se embarcó en puertos de Estados Unidos de Norteamérica, el 17.9 % de Trinidad y Tobago, el 8.8 % de Nigeria, el 5.4 % de Puerto Rico, el 4.4 % de los Países Bajos (Holanda) y el 8.0 % restante de otros 63 países.

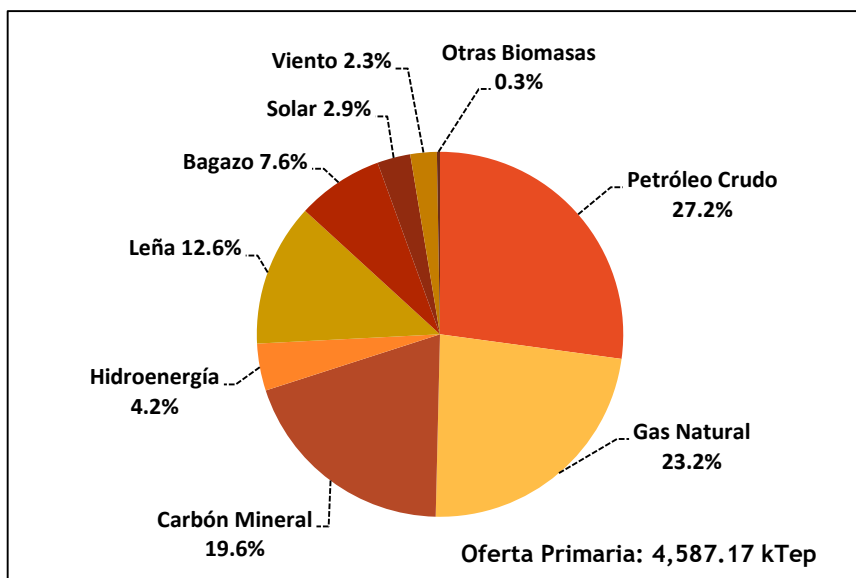
Además, la revisión de las importaciones por energético permite observar que el 80.7 % del Gas Natural Licuado salió de Trinidad y Tobago; el restante 19.3 % de Estados Unidos de Norteamérica. Estos resultados marcan una diferencia con el 2017 en cuanto a una menor participación del primero.

En cuanto al Petróleo Crudo, los registros muestran que el 39.2 % se trajo desde los Estados Unidos de Norteamérica y el 60.8 % de Nigeria. Asimismo, el 63.2 % de la gasolina, el 73.9 % del gas oíl, el 99.6 % del cemento asfáltico, el 96.1 % del gas licuado de petróleo, el 93.0 % del Avtur, el 70.4 % de los lubricantes y el 71.1 % de los no energéticos se embarcaron en Estados Unidos.

El 85.4 % de Carbón Mineral importado proviene de Colombia y el 14.6 % de Estados Unidos de Norteamérica. No se perciben cambios significativos respecto al 2017, Colombia repite como el principal mercado de este energético, Venezuela mantiene una pequeña porción y Estados Unidos entra como suplidor.

En resumen, el 65.4 % del total de petróleo y derivados que recibió República Dominicana en el 2018 fue importado desde los Estados Unidos de Norteamérica. En el gráfico que sigue se presenta la contribución de las fuentes primarias al total del renglón.

Gráfico N° 4
Oferta interna de energía primaria según fuente, 2018
 (Cifras expresadas en %)



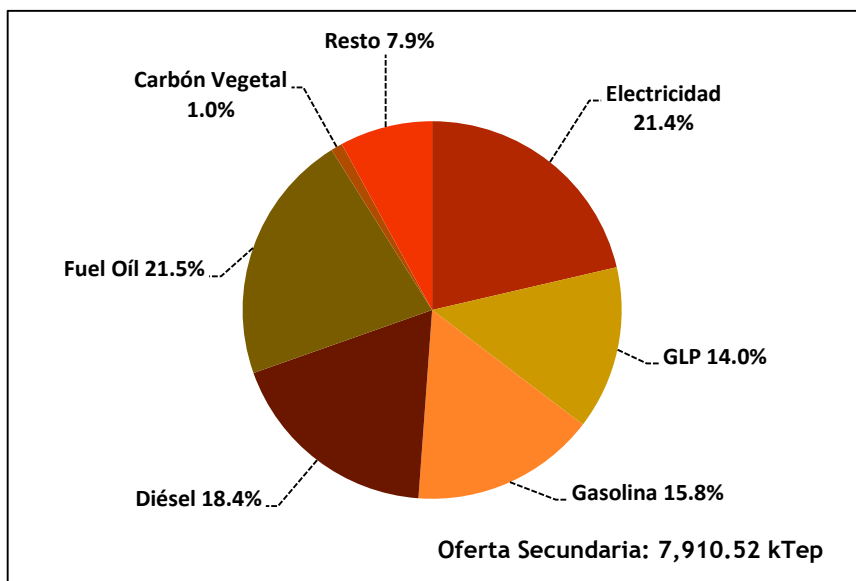
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE 2019

En lo relativo a la oferta de energía secundaria, la producción representó el 37.7 %, 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 62.3 %, constituidas en su totalidad por derivados de petróleo.

La oferta interna de energía secundaria terminó con 632.11 kTep más de la que tuvo en el 2017, al pasar de 7,278.41 kTep a 7,910.52 kTep que, medido en términos relativo, equivale a un crecimiento positivo de 8.7 %. El comportamiento observado en el 2018, está determinado por el decrecimiento de la producción y las importaciones de derivados en 13.9 % y 4.2 %, respectivamente. Entre las fuentes que más contribuyeron a la caída se encuentran el fuel oil con 21.9 %, la gasolina con 21.4 %, gas oil con 21.0 % y el coque con 15.7 %.

Por último, del total de la oferta de energía secundaria para atender la demanda interna, los derivados de petróleo constituyen el 77.5 %⁴ y, analizada de manera independiente, las que cuentan con las más elevadas participaciones son electricidad con 21.4 %, Fuel Oil con 21.5 %, Diésel con 18.4 %, gasolina con 15.8 % y GLP con otro 14.0 %. En el gráfico N° 2 se presenta la estructura de la oferta de energía secundaria.

Gráfico N° 5
Oferta interna de energía secundaria según fuente, 2018
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE 2019

3.2 DEMANDA DE ENERGÍA

El estudio “Prospectiva de Demanda de Energía de la República Dominicana, 2010-2030” elaborado en el 2014 por la Fundación Bariloche (IDEE/FB) - Comisión Nacional de Energía, establecía en el escenario tendencial una demanda de 6,163.97 kTep en 2018 y de 6,288.97 kTep en el escenario alternativo. En cambio, el cálculo del Balance Nacional de Energía Neta (BNEN/2018) arroja el dato de 6,123.83 kTep, esto es una diferencia de 40.14 kTep respecto al resultado del primer escenario y de 165.14 kTep para el segundo⁵.

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.

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, 23.0 % es electricidad⁶, 17.7 % gasolina, 17.4 % gas licuado de petróleo, 18.0 % diésel, 7.0 % leña, 6.4 % coque, 4.4 % bagazo de caña, 1.8 % gas natural, 1.6 % carbón mineral, 1.3 % carbón vegetal, 0.5 % fuel oil, 0.4 % Avtur, 0.2 % solar (Calentamiento de Agua), 0.1 % Kerosene y, 0.1 % 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. La gasolina recuperó el lugar que había perdido en el 2017.

Las tasas de crecimiento de la demanda de energía, registran valores positivos cuando son analizadas por sectores socioeconómicos. En efecto; el cálculo en “Industrial” es negativo (5.0 %). Los sectores “Transporte” y “Agro/Pesca y Minería” reportan las variaciones positivas más elevadas, 9.2 % y 7.4 %. Siguen; aunque con tasas más bajas, “Comercios/Servicio y Público” y “Construcción/Otros” con 3.9 % y 1.8 %. La tasa de crecimiento de la demanda de 2.9 %⁷ con que cerró el 2018, quedó por encima, en términos relativos, de la reportada en el año 2017 en un 181.9 %.

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 positiva. Entre los subsectores con tasas positivas, las más elevadas se dan en “Transporte Terrestre”, “Transporte Aéreo” y el “Metro”, con mucho impacto en la demanda del sector al que pertenecen y en el total general.

El 65.5 % de la demanda en el “Residencial” corresponde a la zona urbana, el 45.2 % y 41.7 % de “Comercio/Servicio y Público” a los subsectores resto servicios y hoteles, respectivamente. En “Industrial”, el 41.8 % está referido a cemento y cerámica, el 20.6 % a ingenios azucareros y el 14.4 % 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 98.8 % 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 79.8 % “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 de la leña y su derivado, el carbón vegetal, su consumo constituyen el 35.5 % de la demanda del sector. Siguen por orden de magnitud, el gas licuado de petróleo con el 32.3 %, electricidad con el 30.9 % y 1.4 % restante se distribuye entre las fuentes solar, queroseno y otras biomásas.

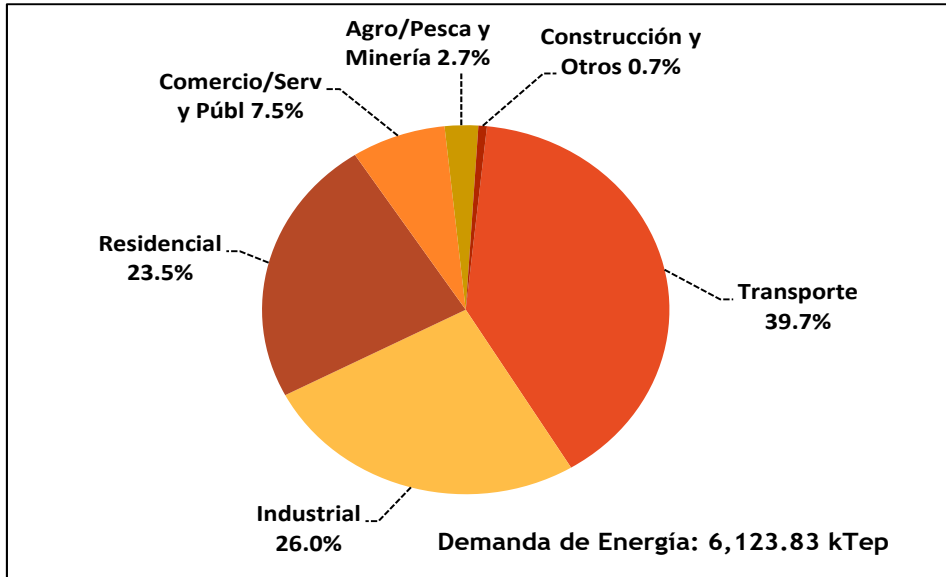
En “Comercio/Servicio y Público”, la situación es diferente de la descrita anteriormente, el 93.4 % está determinada por electricidad y gas licuado de petróleo, un 80.6 % la primera y 12.7 % el segundo. El restante 6.6 % se distribuye entre las fuentes utilizadas en eses sector.

La competencia entre las fuentes utilizadas en el sector industrial en el 2018 es más acentuada que en los otros sectores. Los derivados de petróleo constituyen el 39.4 % de la demanda. Le sigue la electricidad con el 31.3 %, las biomásas con el 17.3 %, carbón mineral con el 6.1 % y gas natural con el restante 5.9 %.

En cuanto al sector transporte, la demanda de gas natural es insignificante respecto a las otras fuentes, 0.7 % del total. En cambio, la cuota que tiene la gasolina en los requerimientos de los vehículos de motor la colocan en el primer lugar, 43.3 % del mercado, seguida por el diésel con el 35.2 % y el GLP con 19.5 %. 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.

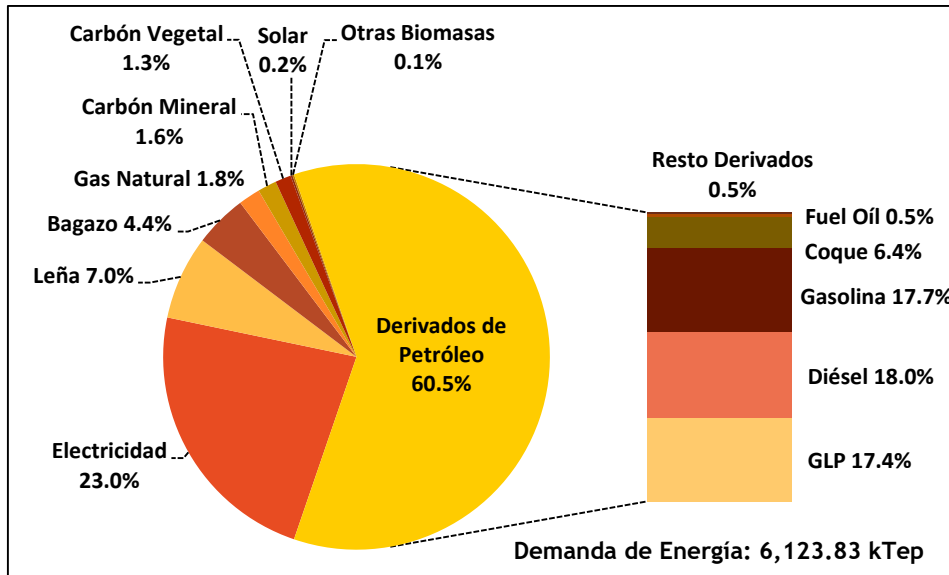
La situación que registra el BNEN/2018 en el reglón otros sectores, no se distancia mucho de las anteriores, un 46.1 % es electricidad, 33.7 % diésel y un 13.1 % gasolina. El restante 7.1 % que completa el ciento por ciento es gas licuado de petróleo.

Gráfico N° 6
Demanda final de energía según sector de consumo, 2018
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE 2018

Gráfico N° 7
Demanda final de energía según fuente, 2018
 (Cifras expresadas en %)



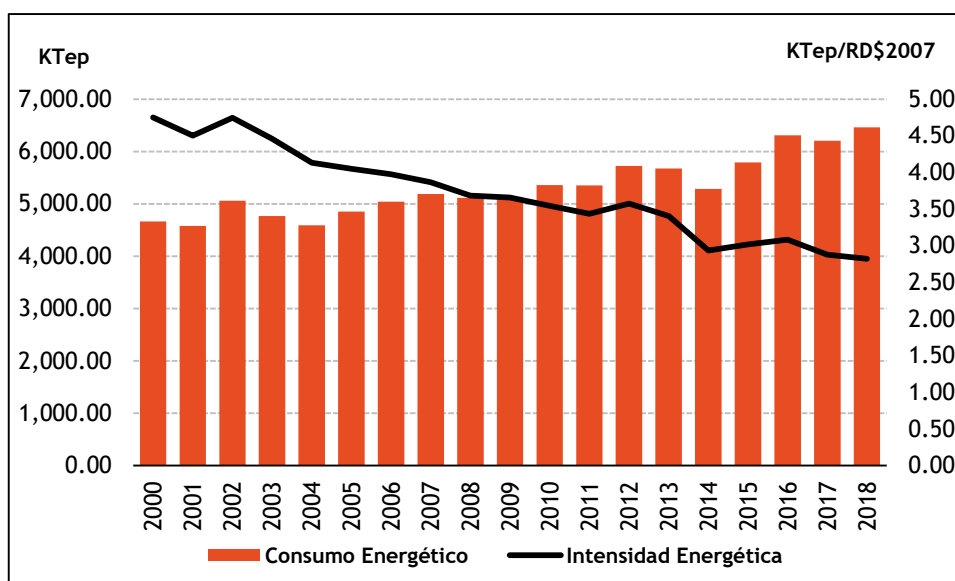
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE 2019

3.3 INDICADORES ECONÓMICO-ENERGÉTICOS.

3.3.1 INTENSIDAD ENERGÉTICA

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 - 2018, 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 61.0 % del PIB en 2018. 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° 8
Intensidad Energética Total vs Consumo Energético, 2000-2018⁹
 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, la intensidad ha variado de 4.7 en 2000 a 2.8 kTep/RD\$2018, lo cual estaría indicando que el valor agregado de la economía

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.

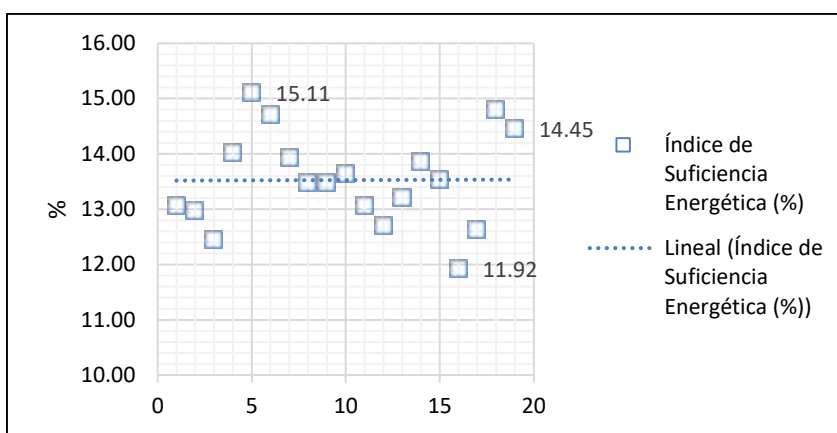
⁹ Valores en miles de toneladas equivalentes de petróleo para el consumo energético y en miles de toneladas equivalentes de petróleo por unidad del valor agregado para la intensidad energética.

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.

3.3.2 ÍNDICE DE SUFICIENCIA ENERGÉTICA

Este índice muestra la relación, en términos porcentuales (%), entre la oferta de energía total y la producción local. Denotando la independencia / dependencia energética de fuentes importadas.

Gráfico N° 9
Índice de Suficiencia Energética 2000 al 2018



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

Este indicador muestra que, en promedio, entre el 13% y 14% de nuestra oferta energética proviene de fuentes de origen de producción local. Además, se aprecian oscilaciones en estas proporciones que se explican en parte por los ciclos de periodos húmedos y sequías, los cuales afectan la generación hidroeléctrica. Adicionalmente hemos de considerar la disminución de la industria azucarera en los últimos años y, en consecuencia, el decrecimiento de producción de bagazo de caña de azúcar.

En cuanto al aprovechamiento de la energía solar y eólica para la generación eléctrica, en los últimos años ha experimentado un significativo incremento. Lo anterior ha permitido atenuar y/o mantener la participación de este indicador, a raíz de la caída en la generación hidroeléctrica.

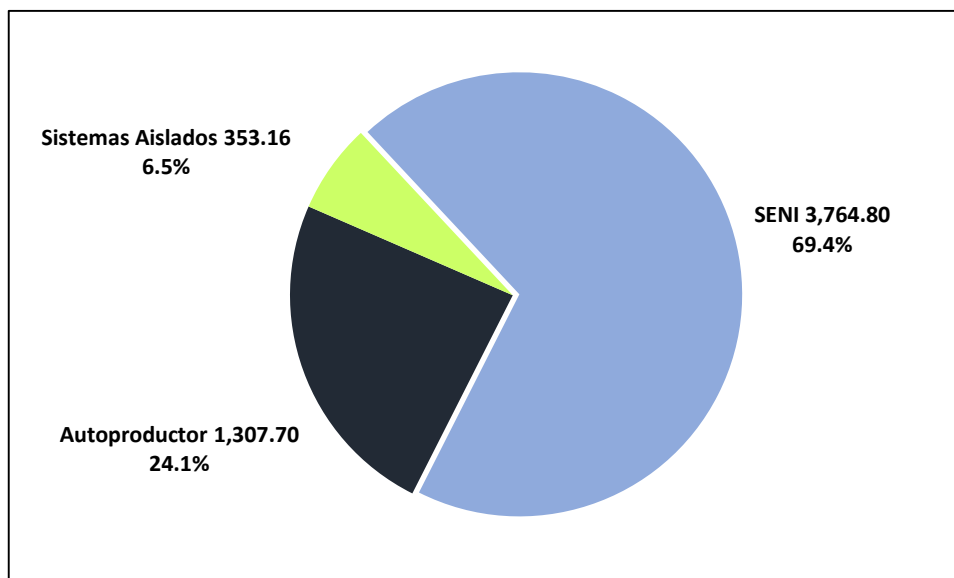
4 SUBSECTOR ELÉCTRICO

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 2018 es de 5,425.65 MW¹⁰ de acuerdo con los datos disponibles en la Comisión Nacional de Energía. Con esta infraestructura, el país pudo producir 19,651.02 GWh, esto es, 614.64 GWh adicional a lo generado en el 2017, lo que en términos relativos equivale a un crecimiento de 3.2 %. El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) cuenta con el 69.4 % de la capacidad nominal instalada en el país.

Gráfico N° 10
Capacidad nominal instalada en el país, 2018
 (Cifras expresadas en MW y participaciones en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

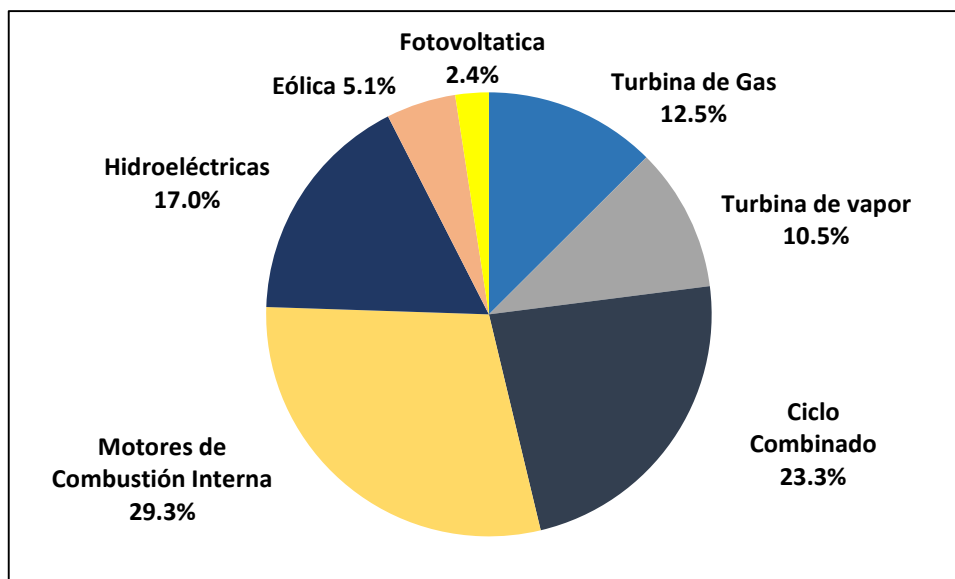
¹⁰ Este valor incluye las centrales de generación del SENI, la potencia instalada por AES Andres sustituir la que salió de servicio a raíz del accidente que sufrió en julio del 2018, los sistemas aislados así como las estimaciones de autoproducción realizadas por la CNE en base de las Encuestas Energéticas realizadas, la cual fue revisada y corregida en el proceso de elaboración del BNEN/2018.

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 2018 se han introducido cambios en el parque de generación que van desde la salida de plantas a la entrada en operación de centrales de tecnologías amigables con el medio ambiente. En efecto, en el periodo antes mencionado se instalaron 1,670.07 MW y salieron del sistema 523.32 MW, es decir; en términos netos en el SENI el aumento fue de 1,146.75 MW. Así, la capacidad instalada en el 2018 es 3,674.80 MW, el 76.4 % de ese total es térmica y el 23.6 % renovable.

Desde el punto de vista tecnológico, en el SENI hay 1,060.84 MW instalado de motores de combustión interna, 844.30 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 BioEnergy) con 379.58 MW y, por último; las turbinas de gas con 593.00 MW (incluye AES Andres que desde el 29/09/2018 opera a ciclo abierto). El resto, está compuesto por 183.25 MW de eólicas y 87.90 MW fotovoltaicas.

Gráfico N° 11
Capacidad instalada en el SENI según Tecnología, 2018
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

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:

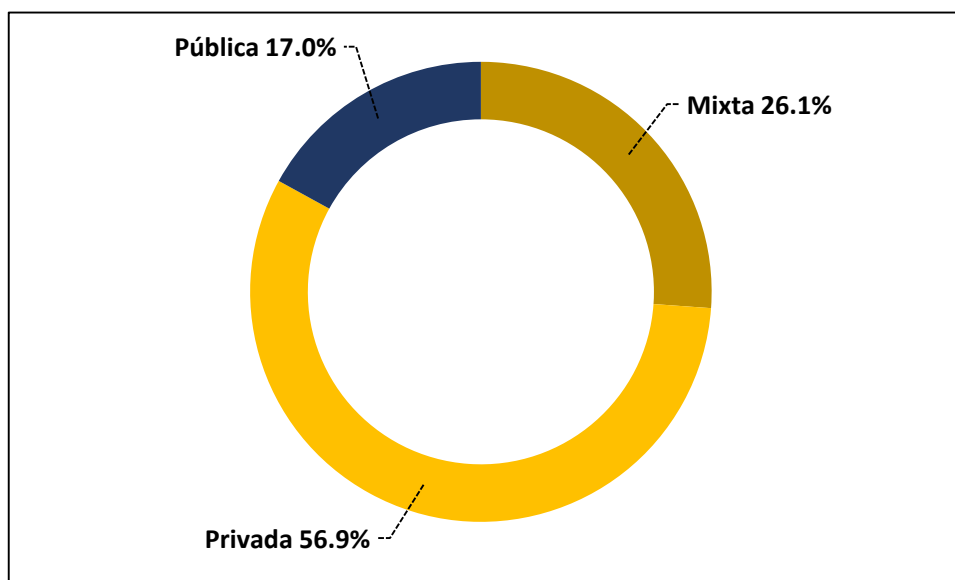
Sector público

- 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° 12
Capacidad Instalada en el SENI según propiedad accionaria, 2018
(Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

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 2018.

Tabla N° 5
Resumen de equipamiento 2000 - 2018
 (Cifras expresadas en MW)

Tecnología	2000	2018	Variación Absoluta
Turbina de Gas	788.4	593.0	-85.4
Turbina de Vapor	591.6	379.6	-212.0
Ciclo Combinado	185.0	844.3	659.3
Motores Combustión Interna	599.1	1,060.8	461.8
Hidroeléctrica	454.0	615.9	162.0
Eólica	0.0	183.3	183.3
Fotovoltaica	0.0	87.9	87.9
Total	2,618.0	3,764.8¹²	1,146.8

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

Como se estableció más arriba, la potencia instalada en el SENI si situó en el año 2018 en torno a 3,764.8 MW, 758.4 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 316.0 MW de motores de combustión interna, 183.3 MW de eólica, 92.5 MW de hidroeléctrica, 257.0 MW de turbina de gas y 87.9 MW de fotovoltaica. Además, en el periodo 2010-2017 salieron del sistema 218.5 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 1,675.5 MW instalado, igual al 44.5 % del total nominal. Mientras; la Zona de Distribución Sur tiene 1,183.7 MW, 31.4 % y, por último, en la Zona de Distribución Norte hay 905.4 MW, 24.0 % del registrado en el 2018.

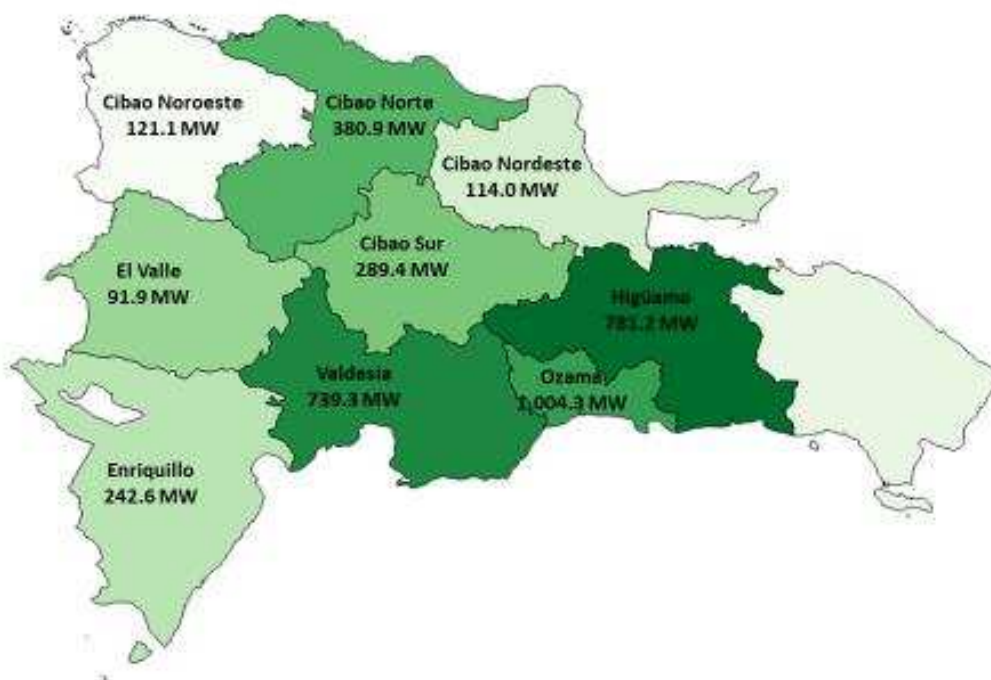
Las porciones que tiene la Zona de Distribución Este de las tecnologías instaladas, muestran, la alta concentración que existe en dicha zona. Por ejemplo, el 84.1 % del

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.

total de ciclo combinado está en esta zona, el 63.5 % del total de las turbinas de gas y el 40.1 % de los motores de combustión interna.

Además, en cinco provincias hay 2,511.7 MW instalados, lo que equivale al 66.7 % del total del SENI. 894.3 MW (23.8 %) en Santo Domingo, 751.2 MW (20.0 %) en San Pedro de Macorís, 400.2 MW (10.6 %) en San Cristóbal, 262.4 MW (7.0 %) en Puerto Plata y 203.6 MW (5.4 %) en La Vega.

Gráfico N° 13
Capacidad instalada en el SENI según región, 2018
 (Valores expresados en MW)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

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° 6
Capacidad instalada en el SENI, 2010 vs. 2018
 (Cifras expresadas en MW)

TECNOLOGÍA	2010	2018	VARIACIÓN ABSOLUTA
Turbina de Gas	336.00	593.00	117.00
Turbina de Vapor	598.08	379.58	-218.51
Ciclo Combinado	804.00	844.30	40.30
Motores de Combustión Interna	744.86	1,060.84	315.98
Hidroeléctrica	523.43	615.93	92.50
Eólica	0.00	183.25	183.25
Fotovoltaica	0.00	87.90	87.90
Total	3,006.37	3,764.80	618.43

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

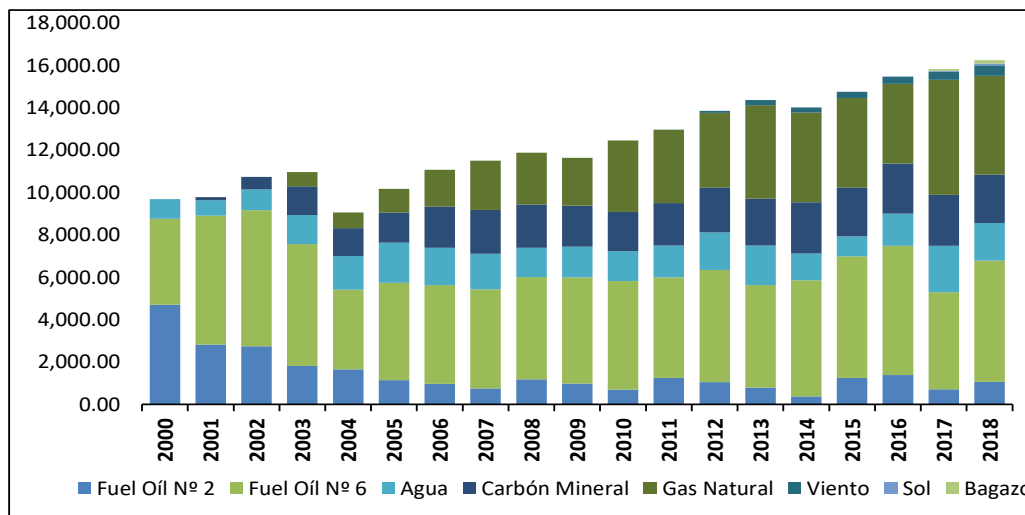
El 82.7 % de la oferta de electricidad del país la generó el sistema eléctrico nacional interconectado, 16,257.38 GWh. Comparado con el año 2017, representa un aumento de 412.86 GWh. El mencionado aumento lo determinaron las empresas de capital privada y de capital mixto que adicionaron 786.79 GWh y 43.33 GWh a la generación del año anterior. En cambio; las del sector público, dejaron de producir 417.26 GWh. Esta diferencia del comportamiento de las empresas explica el crecimiento de 2.6 % respecto al cierre de 2017. En cuanto a los insumos utilizados en el proceso de generación, se observa que los derivados de petróleo representaron el 41.8 % de la producción, similar a la del 2014. Respecto al año 2017, representa un crecimiento negativo de 24.9 %.

El fuel oil n° 6 terminó como el combustible más utilizado en el SENI durante el 2018. Sin embargo; hay que señalar que el accidente que provocó la salida del sistema de la central AES Andres explica, en gran medida, el desplazamiento del gas natural como materia prima más utilizada que había alcanzado en el 2017. El aumento del uso del fuel oil n° 6 determinó que la producción con esta fuente cerrara con 5,728.01 GWh, 35.2 % del total generado. En términos relativos, el uso en generación de la mencionada fuente creció en un 25.0 % respecto al 2017.

El gas natural aportó 4,669.86 GWh al total del año, esto es 28.7 %. Siguen, por orden de magnitud, el carbón mineral con una contribución de 2,284.73 GWh (14.1 %), el agua otros 1,772.82 GWh generado (10.9 %) y, por último; está el fuel oil n° 2 con generación de 1,060.16 GWh (6.5 %).

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, 4.6 %. 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 741.79 GWh en el 2018. De ese total, 497.48 GWh es eólica, 82.48 GWh es solar y 161.83 es en base a bagazo de caña de azúcar. Comparado con el 2017, la generación del año analizado creció en un 43.2 %.

Gráfico N° 14
Producción de electricidad según fuente, 2000 - 2018
 (Cifras expresadas en GWh)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

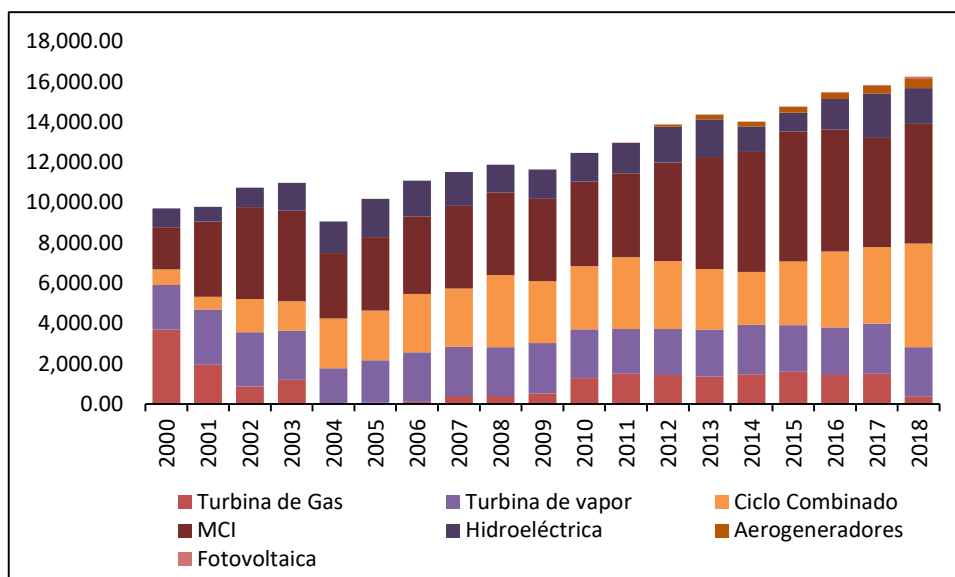
En cuanto a la generación con bagazo de caña de azúcar es importante señalar que es la fuente empleada en el 78.8 % del total generado por San Pedro BioEnergy, mientras; en el 21.2 % se utilizó Carbón Mineral.

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 de los derivados de petróleo y del gas natural, el aporte a la producción del SENI en el periodo analizado es de 43.4 % y 28.4 %, respectivamente. Mientras; en los casos del carbón mineral, agua y las renovables no convencionales, el promedio, en el mismo orden que están escrita, es 15.4%, 11.0 % y 1.8 %, 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° 15
Producción de electricidad según Tecnología, 2000 - 2018
 (Cifras expresadas en GWh)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

Con el 36.6 % del total, los motores de combustión interna se situaron el 2018 como la tecnología más utilizada en la producción de electricidad. Medido en términos relativos, ese porcentaje se aproxima al promedio del 2010-2018, 37.3 %. En segundo lugar, se encuentra la producción con ciclos combinados: 31.6 % que, a diferencia de la anterior, terminó por encima del promedio: 24.2 %.



A las señaladas en el párrafo de arriba, sigue en el tercer lugar, las turbinas de vapor con un 15.0 % y una media de 16.5 % en el aporte a la generación del SENI. Con una contribución de 10.9 % y 11.0 % promedio, ocupa el cuarto lugar la tecnología hidráulica. Las centrales que trabajan con turbina de gas se quedaron en el quinto puesto con 2.3 %.

Pese a que la penetración de tecnologías no convencionales a gran escala aún es limitada, en conjunto, su contribución cerró al alza, 29.0 % por encima de la obtenida en el 2017. El citado crecimiento, fue posible gracias al aporte a la generación del SENI del 3.1 % de aerogeneradores y del 0.5 % de la fotovoltaica.

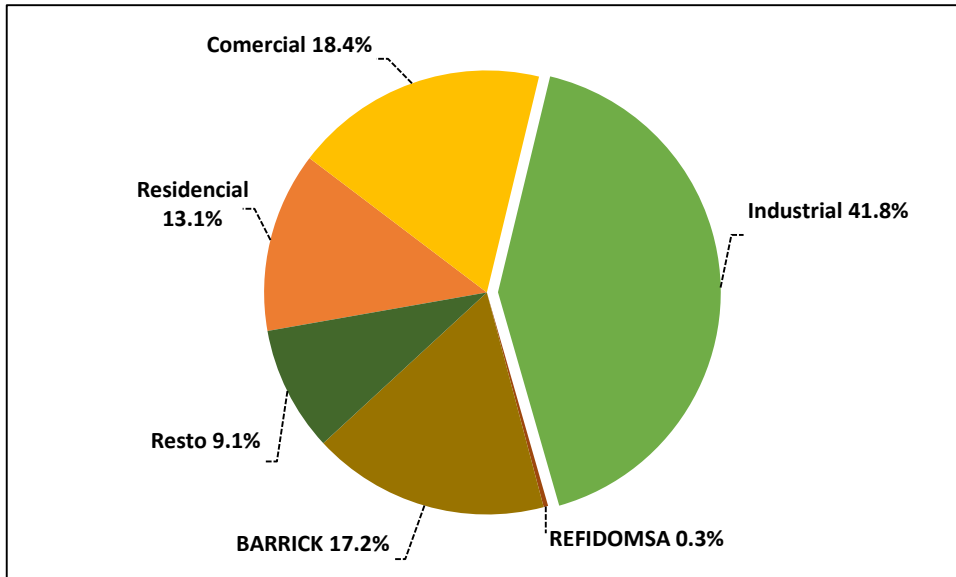
4.1.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE LOS AUTOPRODUCTORES

Pese a que la generación en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) ha mejorado considerablemente, con una tasa de variación acumulada anual de 2.9 % respecto al año 2000, los problemas de inestabilidad en la continuidad del servicio y desabastecimiento persisten. Como respuestas a esta situación, 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 1,307.70 MW, lo que en términos porcentuales equivale al 24.7 % de la potencia instalada en el sistema interconectado.

El 41.8 % de la potencia instalada está en el sector industrial, el 18.4 % en comercial, el 17.2 % corresponde a la minera Barrick, el 13.1 % a residencial y el 0.3 % a REFIDOMSA y, el restante 9.1 % en otros sectores, La electricidad generada en el 2018 fue de 2,010.60 GWh, un crecimiento positivo de 4.8 % respecto al 2017.

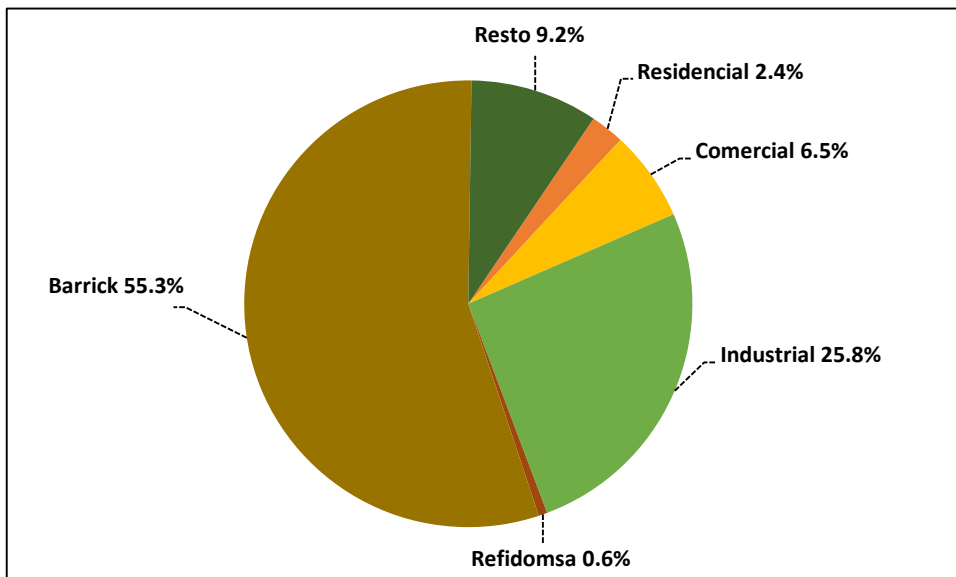
Diferente a lo que ocurrió en el SENI, los derivados de petróleo siguen determinando la generación en autoproducción, el 86.8 % se produjo con estos combustibles y, de ese porcentaje, el 69.4 % corresponde al denominado fuel oíl N.º 6 y el 30.6 % al fuel oíl N.º 2. Siguen, en orden de magnitud, la fuente solar con 7.4 % (basado en los usuarios del programa de medición neta, autoproductores independientes y proyectos desarrollados por CMEX, ITABO y otros), el bagazo de caña con 2.4 %, la gasolina con el 1.6 % y en el 1.9 % restante de la electricidad se utilizó agua, otras biomásas y biogás.

Gráfico N° 16
Capacidad instalada según autoproducer, 2018
(Cifras expresadas en %)



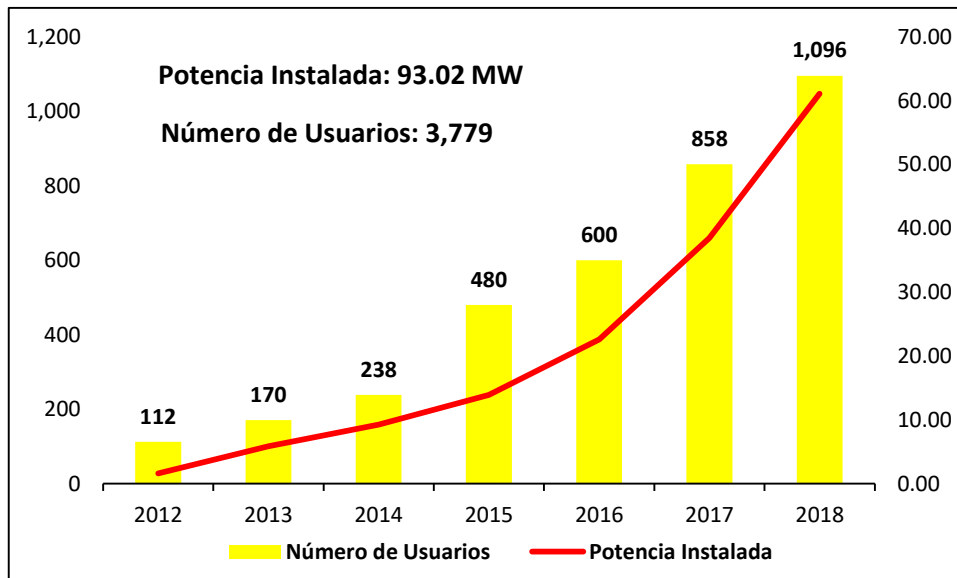
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

Gráfico N° 17
Generación por tipo de autoproducer, 2018
(Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

Gráfico N° 18
Evolución Programa de Medición Neta, 2012 - 2018
 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

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 2018, existían 8 Sistemas Aislados con una capacidad instalada total de 351.74 MW¹³, esta capacidad responde en su mayoría a Motores de Combustión Interna.

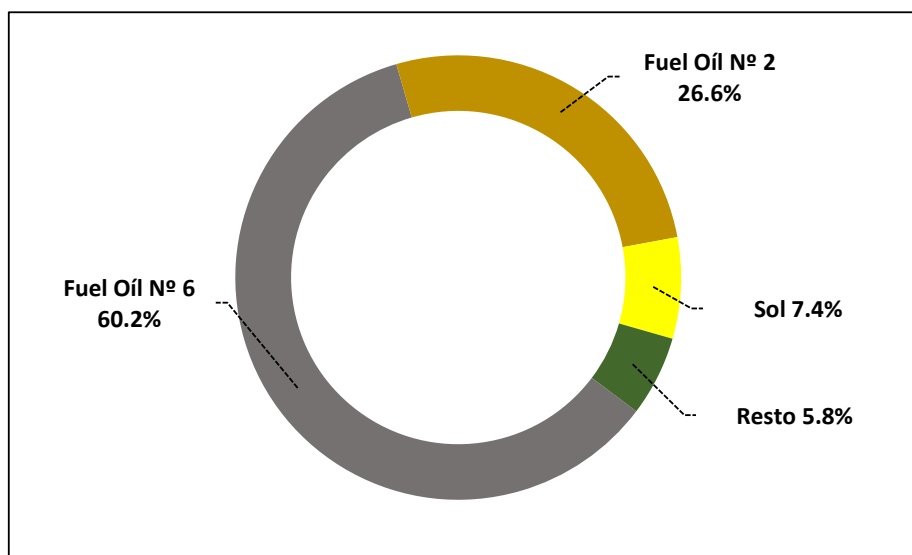
Respecto a la generación en los sistemas aislados y, de acuerdo con los datos reportados por las empresas concesionarias, la producción de electricidad ascendió a 1,383.04GWh, 92.3 % del mencionado total tiene como base el fuel oil N.º 6.

En otro orden de ideas, la demanda de electricidad de los usuarios residentes en los sistemas aislados se situó en alrededor de los 1,214.44.88 GWh, esto es 127.99 GWh adicionales a los reportados en 2017. El sector comercial es el que más electricidad

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.

necesita en esta área de concesión, 76.1 % del total. Sigue, el residencial con el 14.1 %, el industrial con el 9.7 % y el público con el 0.2 % restante.

Gráfico N° 19
Generación de los Sistemas Aislados por fuente, 2018
 (Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

En el gráfico anterior 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 95.1 % del uso de estas fuentes secundarias.

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 5,209 km de líneas de transmisión en voltajes de diseño de 69 kV, 138 kV, 230 kV y 345 kV.

Tabla N° 7
Longitud y capacidad del sistema de transmisión en 2018

Nivel de Voltaje (kV)	Longitud Líneas de Transmisión (km)	Capacidad Instalada Transformadores / Autotransformadores (MVA)
69	1,615	-
138	2,969	2,415
230	275	250
345	350	2,100
Total	5,209	4,765

Fuente: Memoria Anual 2018, Organismo Coordinador (OC-SENI), 2019.

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-080-2017 fijó el pago de peaje de transmisión para el 2018 en aproximadamente MMUS\$109.50. 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 2018, las compras de electricidad por parte de las empresas distribuidoras ascendieron a 14,282.15 GWh, 566.96 GWh adicionales a lo comprado en el 2017. El importe de las compras ascendió a MMUS\$1,790.16, para un precio medio de compra de 12.53 US\$/kWh. En cuanto a la composición de la compra de electricidad, se observa que EDESUR adquirió 35.3 %, EDEESTE 35.1 % y EDENORTE 29.6 %.

Tabla N° 8
Compra, importe y precio medio por distribuidora, 2018
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Empresa	Compras (GWh)	Compras (MMUS\$)	Precio Medio (US\$ ctv/kWh)
EDENORTE	4,230.57	542.61	12.83
EDESUR	5,034.68	623.64	12.39
EDEESTE	5,016.90	623.90	12.49
Total	14,282.15	1,790.16	12.53

Fuente: Preparado con datos del OC-SENI y las Empresas Distribuidoras, 2019.

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\$ 1,754.05. El 87.5 % corresponde a la facturación en el mercado regulado y el 12.5 % en el no regulado.

La cartera de clientes reportada por las EDES en el 2017 es de 2, 424,446 clientes regulados, a los cuales les facturaron 11,276.42 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\$1,535.39. Respecto al 2017, la facturación creció un 6.0 % y el importe disminuyó un 0.3 %.

Las Distribuidoras tienen clasificados los clientes regulados del servicio en cinco categorías: ayuntamiento, comercio, gobierno, industria y residencial. De estos, el sector de mayor participación en 2018 fue el residencial, el cual representa el 90.4 % de los clientes. Este sector es el de mayor facturación, representando el 45.6 % de la electricidad entregada a los clientes. En términos monetarios el importe facturado al sector residencial ascendió a unos MMUS\$594.73, de los cuales fueron cobrados unos MMUS\$581.81. 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 8.3 %, mientras que el sector industrial representa el tercer lugar con una ponderación del 0.8 %. No obstante, en términos de facturación, el sector industrial representa el segundo lugar en importancia, representado el 28.4 % en términos energéticos y 30.1 % en términos monetarios.

Tabla N° 9
Comercialización de electricidad, 2018
 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Sector	No. de Clientes	Facturación (GWh)	Facturación (MMUS\$)	Cobros (MMUS\$)	Precio Medio de Venta (US\$ ctv /kWh)
Ayuntamientos	4,243	256.55	48.09	35.48	18.75
Comercios	200,677	1,176.12	240.27	233.58	20.43
Gobierno	12,790	1,077.04	190.33	162.01	18.40
Industrias	14,724	2,727.94	461.96	473.56	16.93
Residencias	2,192,012	4,356.96	594.73	581.81	13.65
Total	2,424,446	9,594.58	1,535.35	1,486.39	16.00

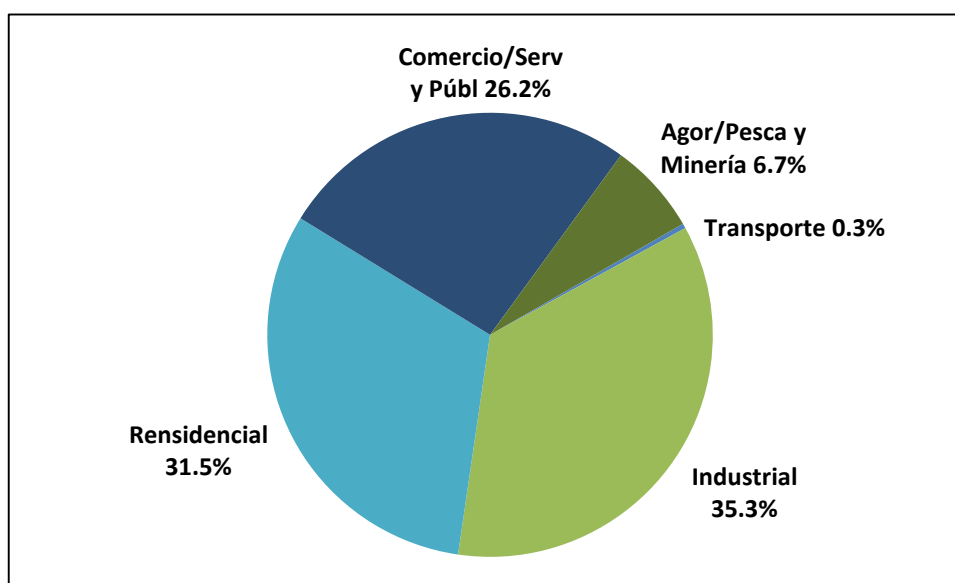
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

El resto de los clientes, corresponden al sector público (incluye el Metro de Santo Domingo) y los ayuntamientos, con 0.5 % y 0.2 % de los clientes. Estos, facturaron 1,333.58 GWh, equivalentes a unos MMUS\$238.43.

4.4 DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Era de esperar que el aumento de las inyecciones a la red en 2.7 % trajera consigo un aumento del consumo de energía eléctrica, como se observa en los resultados del Balance Nacional de Energía Neta del 2018¹⁶. Según las cifras del BNEN, el país contó con 16,409.29 GWh para satisfacer sus necesidades de electricidad, lo que en términos absolutos significa 523.44 GWh más de lo requerido en el año anterior, equivalente a crecimiento de 3.3 %. Desde el punto de vista sectorial, industrias y hogares son los de mayor peso en el consumo final, 35.3 % y 31.5 %, respectivamente. En cambio, comercial/servicio y público tiene el 26.2 %, agro/pesca y minería un 6.7 % y transporte el restante 0.3 %. Es importante anotar que el sector residencial incrementó el uso de electricidad en un 2.0 %, en comercio/servicio y público e industrias el crecimiento fue de 4.2 % y de 3.2 %, respectivamente. Además, en transporte la tasa de variación fue positiva en 12.8 % y en agro/pesca y minería de 6.3 %.

Gráfico N° 20
Demanda final de electricidad según sector, 2018
 (Valores expresados en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

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 16,777.40 GWh y, como se esperaba, el 46.4 % corresponde a la Macro-región Metropolitana, seguida por el Norte con el 28.1 %, el Sur con el 13.1 % y el restante 12.4 % 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, 85.2 %; en cambio, las EDE's no abastecieron en promedio el 14.8 %.

Desde el punto de vista geográfico, el Norte del país registró el más elevado porcentaje de satisfacción, 89.8 %. Le siguen, la Metropolitana con 85.8 %, el Este con 83.1 % y el Sur con el más bajo de las proporciones, 77.2 % y, en términos de desabastecimiento, los casos más notorios lo constituyen las macro-regiones Sur y Este, 22.8 % y 16.9 %. Con menores proporciones aparecen el Norte con 10.2 % y Metropolitana con 14.6 %.

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.

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 2018, el país contó con 8,704.11 kTep para atender los requerimientos de hidrocarburos. Comparado con el año anterior, es igual a un aumento de 460.67 kTep, lo que en términos relativos equivale a una tasa de crecimiento positivo de 5.6 % respecto al 2017. La composición la oferta del 2018 refuerza nuestra condición de país importador neto de energía, 86.4 % 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, 77.4 %, mientras que el 12.4 % corresponde a gas natural y 10.2 % a carbón mineral.

Es importante destacar, que el 72.6 % de las importaciones de petróleo y derivados corresponden a combustibles líquidos, el 18.8 % a petróleo crudo, el 5.8 % a coque, el 2.1 % a cemento asfáltico y no energéticos y, el 0.6 % a lubricantes.

5.1.1 IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS Y CARBÓN MINERAL

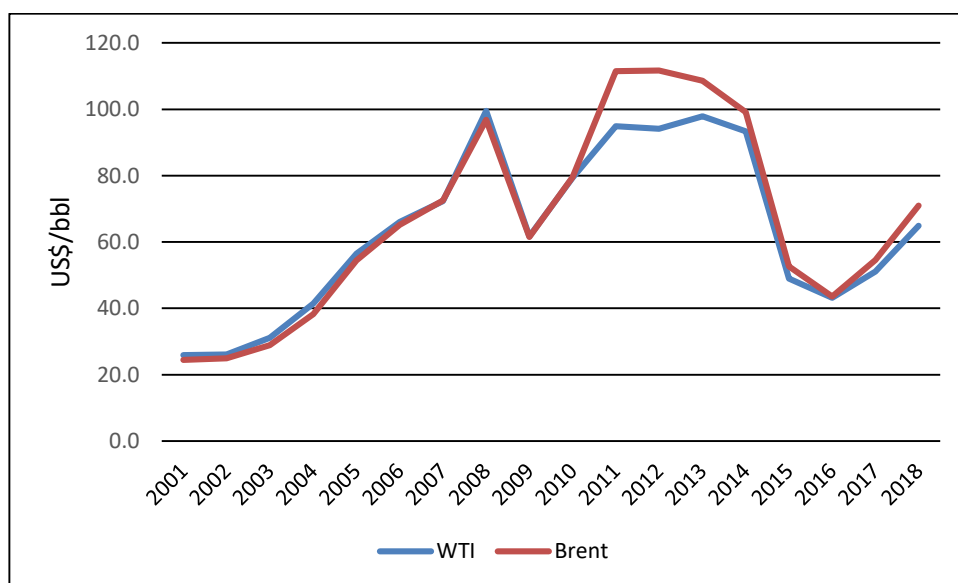
El importe de las importaciones de 8,704.11 kTep en el 2018 fue de 3,833.88¹⁷ millones de dólares estadounidenses. De este total, 3,644.03 millones de dólares corresponden a las adquisiciones para uso energético y 189.85 millones de dólares a las no energéticas. Comparada con el año anterior, el valor de la factura energética aumentó en 870.12 millones de dólares, que es igual a decir que el monto se incrementó en un 29.4 %.

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 dichos indicadores. Así, la relación valor de la factura energética sobre el valor de las importaciones totales es 19.0 %, sobre el total exportado 35.1 % y sobre las remesas familiares recibidas 59.0 %. Frente a los resultados del 2017, el primer indicador creció, en términos relativos, en 13.5 %. En cambio; el segundo lo hizo en 20.2 % y el tercero en 17.8 %.

Asimismo, la factura energética representó el 23.4 % de las importaciones nacionales y 23.3 % de las no petroleras. Mientras, en el caso de las exportaciones nacionales el indicador arroja el porcentaje de 82.0 % y, respecto a las exportaciones de zonas francas el resultado es 61.5 %.

Gráfico N° 21
Precios anuales de referencia en los mercados del petróleo, 2018
 (Unidades expresadas en dólares americanos por barril, US\$)



Fuente: Energy Information Administration, EE. UU., 2019.

Por otra parte, durante el 2018 los precios de compra de los derivados del petróleo presentaron un incremento promedio de un 18.0 %, aumentando el valor de las importaciones energéticas. Sin embargo, éste aumento en los precios no afectó negativamente el volumen de las importaciones petroleras las cuales en promedio aumentaron en 6.8 %, exceptuando las importaciones de Gasolina de Aviación y Avtur, que presentaron disminuciones del orden del 49.7 % y 3.9 % respectivamente.

La situación anterior responde al incremento de los precios del barril del petróleo en los mercados internacionales. En el gráfico N° 21, se observa como los precios del West Texas Intermediate incrementó en promedio 13.8 US\$/Bb, al pasar de 51.1 US\$/Bb en 2017 a

64.9 US\$/Bb a 2018; mientras que el Brent muestra un aumento de 16.4 US\$/Bb en el mismo periodo, pasando de 54.5 US\$/Bb a 71.0 US\$/Bb. En valores relativos, este incremento representó un 27.0 % en el WTI y 30.2 % en el Brent durante el espacio de tiempo analizado.

Tabla N° 10
Importaciones petroleras, 2018
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

	Volumen (Barriles: BB)	Precio (US\$/BB)	Valor (US\$)	Δ Volumen 2017-2018	Δ Precios 2017-2018
Petróleo Crudo	9,128,910.8	72.8	664,602,281.5	25.8%	30.2%
Gasolina	7,717,051.0	80.3	620,026,799.3	4.7%	17.4%
Gasoil	7,910,921.8	84.9	671,497,442.8	2.0%	29.8%
GLP	11,796,535.6	38.5	454,110,236.5	3.6%	16.7%
Gas Natural	13,555,356.7	19.5	264,808,692.3	0.7%	3.3%
Fuel Oil	9,431,781.0	64.8	611,259,275.5	1.7%	32.2%
Gasolina de Aviación	4,157.6	134.7	560,031.4	-49.7%	13.8%
Avtur	2,919,153.9	86.7	253,168,731.0	-3.9%	29.7%
Cemento Asfáltico	551,663.7	83.8	46,234,784.2	0.7%	23.0%
Lubricantes	308,421.5	292.3	90,161,782.3	8.4%	1.0%
Otros	485,956.7	110.0	53,454,931.1	13.5%	9.6%

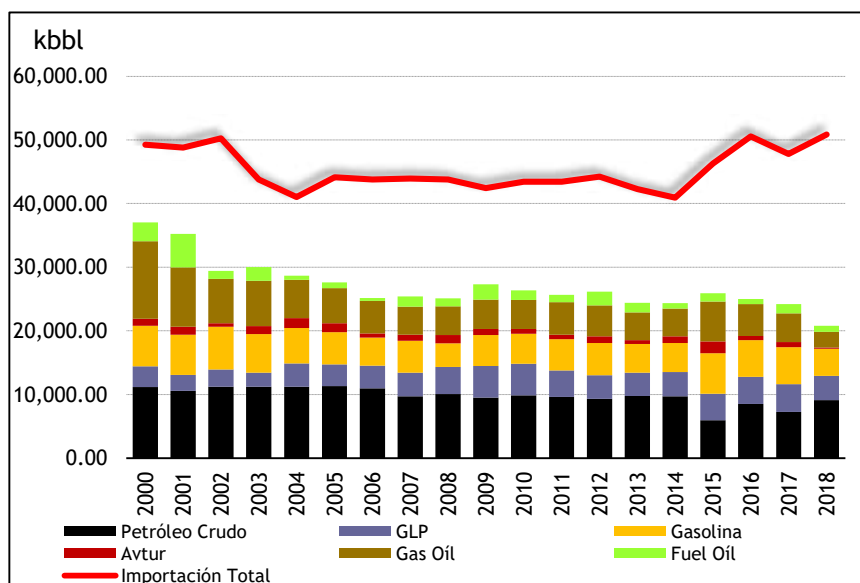
Fuente: Elaboración propia en base a datos de importaciones petroleras del Banco Central de la República Dominicana, 2019.

En el contexto anterior, en la tabla N° 11 se desglosa el detalle de las importaciones petroleras registradas por el Banco Central de la República Dominicana para el año 2018. Se pueden observar importaciones por un volumen total de 50,833.4 kbbl, de los cuales 9,128.9 kbbl corresponden a petróleo crudo y 41,704.5 kbbl a derivados de petróleo. En términos relativos, lo anterior corresponde a un crecimiento de las importaciones de crudo en un 25.8 % y un decrecimiento de las importaciones de derivados del orden del 2.8%, éstas últimas afectadas principalmente por el declive de las importaciones de gasolina de aviación al que se hizo referencia anteriormente.

Las importaciones de REFIDOMSA alcanzaron un total de 20,778.63 kBbl durante el 2018, representando el 40.9 % de las importaciones petroleras nacionales. En comparación con el periodo anterior, donde esta empresa registró importaciones por un volumen total de 24,202.44 kBbl, se observa una disminución del orden de 14.1 %. No obstante, estas bajas responden esencialmente a las importaciones de derivados, que pasaron de un total de 16,944.9 kBbl en 2017 a 11,654.5 kBbl en 2018, reduciéndose en un 45.4 %.

Gráfico N° 22
Importación de Petróleo y derivados importados, REFIDOMSA vs. Resto de agentes, 2018

(Unidades expresadas en miles de barriles)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

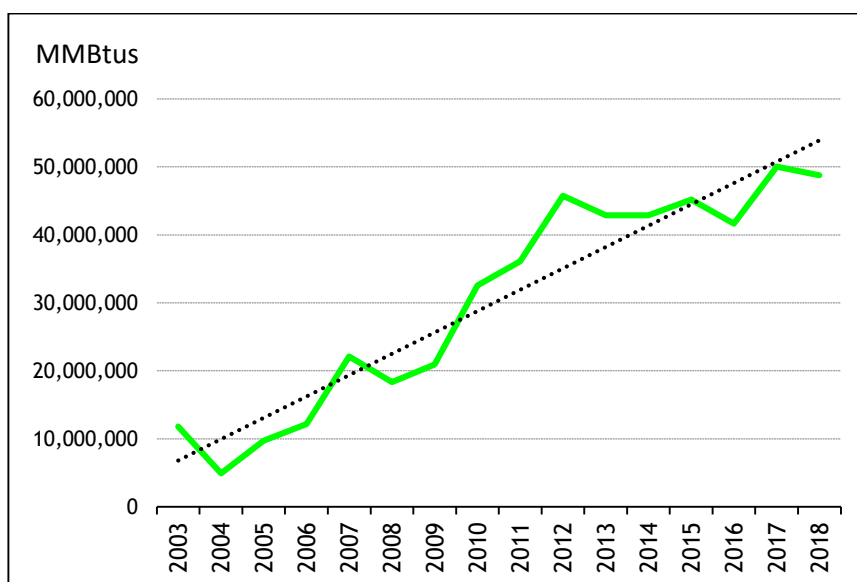
Desde la entrada en vigencia de la Ley 112-00 Sobre Hidrocarburos, la cuota de REFIDOMSA en el mercado de las importaciones ha oscilado entre un máximo de 75.16 % y un mínimo de 40.9 %. Del gráfico anterior se puede apreciar que las importaciones de derivados de petróleo de REFIDOMSA han representado en promedio el 45.2 % del total nacional en la última década. No obstante, las importaciones de combustibles líquidos constituyeron el 27.9 %, el más bajo durante el período 2008-2018, lo que podría estar relacionado con la incursión de otras empresas al negocio de importación y comercialización de combustibles líquidos a nivel nacional.

Adentrarse en el análisis por tipo de combustible, implica considerar el componente producción, que en adición a las importaciones da una idea de la composición del mercado y la porción que satisface la Refinería Dominicana de Petróleo. En efecto, REFIDOMSA tiene en 65.1 % de la oferta de gasolina en el 2018, en el gas oíl es de apenas un 47.8 %,

en gas licuado de petróleo es de 33.1 %, en Avtur es de 38.4 % y, en fuel oíl es de 28.7 %, respectivamente.

En cuanto a las importaciones de gas natural persiste la tendencia de crecimiento iniciada desde su entrada en 2003. Esto, por la penetración, cada vez mayor, de este combustible en el ámbito eléctrico, en el sector industrial y, en menor medida, en el sector transporte. Sin embargo, las importaciones de gas natural cerraron el 2018 con 48,755,907 MMBtus. Comparado con el año anterior, esta cifra representa 1,246,801 MMBtus menos, lo que términos relativos equivale a una variación negativa de 2.5 %. En el año bajo análisis se reexportaron 1,300,800 MMBtus, equivalente a una caída de 19.1 %.

Gráfico N° 23
Importaciones de gas natural, 2003 - 2018
 (Unidades expresadas en millones unidades térmicas británicas, MMBtu)



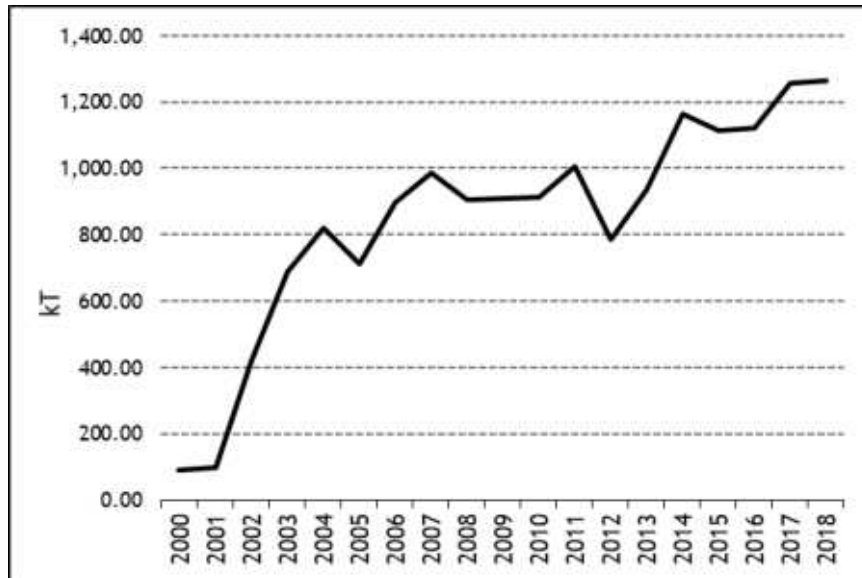
Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

La disminución de las importaciones de gas natural se vincula al aumento en 6.7 % de los precios de este combustible, los cuales incrementaron de un promedio de pasó de 5.05 US\$/MMBtu en 2017 a 5.28 US\$/MMBtus en 2018. Asimismo, se registran disminuciones en el uso de este combustible, tanto en las centrales conectadas al SENI como en las que dan servicio en los sistemas aislados. En efecto, su uso en las plantas conectadas al SENI y en los sistemas aislados de 43,608.81 MMBtus en el 2017 cayó a 43,066.81 MMBtus en el 2018, esto es 542.593 MMBtus menos, equivalente a una variación negativa de 1.2 %. El accidente que en septiembre forzó la salida de la central AES Andres incidió en la caída de la



utilización del mencionado combustible en generación: el 73.9 % de la mencionada disminución se debió a la parada de esta central.

Gráfico N° 24
Importaciones de carbón mineral, 2000 - 2018
(Cifras expresadas en miles de toneladas métricas, kT)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

El comportamiento de los precios carbón mineral muestra patrones similares a los evidenciados en por los hidrocarburos antes analizados, de 75.85 US\$/ton en 2017 subió a 82.36 US\$/ton en 2018, aumentando un 8.6 %. Mientras que el volumen de importado creció de 1,255.01 kT a 1,262.71 kT en el periodo analizado.

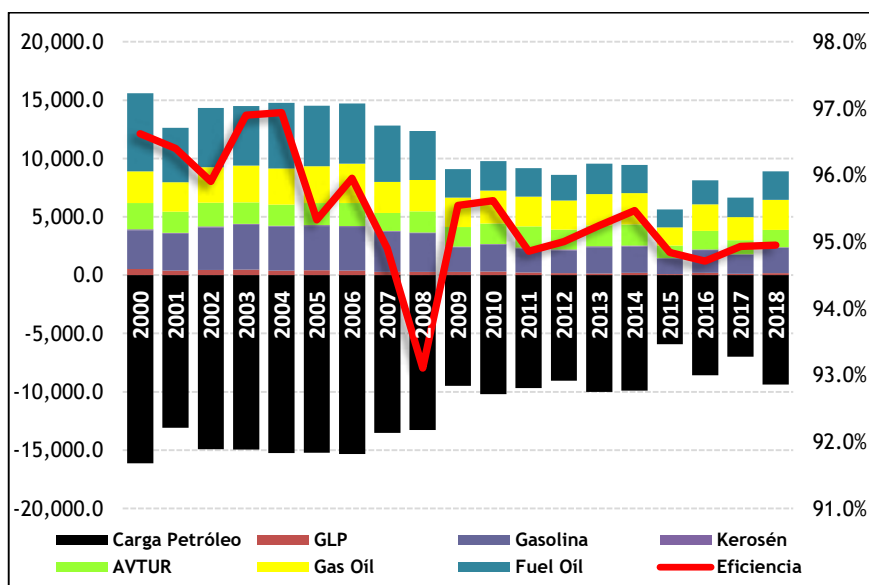
La importación de carbón mineral mantiene una tendencia de crecimiento constante, aun cuando se aprecian cierto grado de fluctuación entre el volumen importado año a año. Esto se debe a las actividades de generación de electricidad, así como su empleo en la producción de calor en la industria cementera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

El pico más alto en las importaciones de carbón mineral en el periodo 2008-2018 se presentó en el 2018, en que alcanzó 1,262.7 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 0.6 % en relación con el 2017.

5.1.2 REFINACIÓN DE PETRÓLEO

Las actividades de refinación aumentaron un 33.9 % en 2018 respecto a 2017, un incremento considerable que se explica en la entrada en operación normal de REFIDOMSA luego de la parada de planta durante los meses de junio a noviembre de 2017. En consecuencia, la carga de crudo aumentó 2,375.5 kbbl respecto al año anterior, al pasar de 7,000.7 kbbl a 9,376.2 kbbl.

Gráfico N° 25
Carga de petróleo crudo y producción de REFIDOMSA, 2000 -2018
 (Unidades expresadas en miles de barriles, kbbls)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

Tabla N° 11
Producción de derivados de Petróleo de REFIDOMSA, 2017-2018.
 (Valores expresados en kbbls)

Derivados	2017		2018	
	Producción	%	Producción	%
Gasolina	1,610.7	24.0%	2,176.9	24.2%
Gasoil	1,982.2	29.5%	2,574.2	28.6%
Kerosén	49.9	0.7%	61.2	0.7%
Avtur	1,196.5	17.8%	1,468.2	16.3%
Fuel Oil	1,681.7	25.0%	2,461.1	27.4%
Gas Licuado de Petróleo	124.9	1.9%	161.4	1.8%
Gas de Refinería	70.6	1.1%	94.5	1.1%
	6,716.4	100%	8,997.4	100%

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

En concreto, la producción de derivados ha mantenido una distribución similar a lo largo de los años. Para el 2018, con una eficiencia de 95.0% (en unidades físicas), los productos de refinación de petróleo mostraron la siguiente participación: gasolinas 24.2 %, fuel oíl 27.4 %, gas oíl 28.6 %, AVTUR 16.3 %, GLP 1.8 % y kerosén 0.7 %.

5.2 DEMANDA DE HIDROCARBUROS

Los requerimientos hidrocarburíferos se posicionaron en 3,911.7 kTep durante el 2018, mostrando una tasa de crecimiento de 3.6 % respecto al 2017. En este sentido, el sector transporte se mantiene con el mayor nivel de demanda con una participación de 62.0 %. De igual manera, los sectores industrial y residencial se mantienen dentro de los tres sectores de mayor consumo de hidrocarburos representando 20.9 % y 12.1 %, respectivamente. El resto de sectores asciende a un total de 5.0 %.

La demanda total de energía del sector transporte ascendió a 2,430.0 kTep durante el 2018. De éstos requerimientos, la participación de los hidrocarburos se descompone en gasolinas (1,052.9 kTep, 43.3 %), diésel (856.5 kTep; 35.2 %), glp (474.6 kTep; 19.5 %) y gas natural (17.4 kTep; 0.7 %). Históricamente las tres primeras fuentes han liderado la demanda de este sector. En el caso del gas natural su participación se ha visto disminuida en el último lustro a una tasa decreciente anual acumulada de 9.5 % desde el 2014.

La demanda de hidrocarburos del sector industrial se ubicó en 817.8 kTep, de estos, el 63.8 % fue demandado por la industria de Cemento y Cerámica, el 11.2 % correspondió a la industria alimenticia, el 9.8 % a los parques industriales de zona franca. Tanto la industria de químicos y plásticos como los ingenios azucareros presentaron requerimientos del 5.8 % cada una, mientras que el resto de industrias, 1.5 %. Respecto a la demanda por fuentes las participaciones se distribuyeron de la siguiente manera: coque (29.2 %), diésel (11.0 %), carbón mineral (7.2 %), gas natural (7.0 %), gas licuado de petróleo (3.9 %), fuel oíl (2.3 %) y gasolina (0.1 %).

Por otra parte, en el sector residencial, la demanda de hidrocarburos en el 2018 fue de 395.8 kTep en la zona urbana y kTep en la zona rural, para un total de 472.7 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.

En ésta sección analizaremos los precios de los combustibles en el mercado nacional, los cuales son establecidos por el Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes semanalmente. En este sentido, los precios internos de los combustibles muestran una tendencia al alza en consonancia con el comportamiento de los mercados internacionales que anteriormente analizamos en la sección 5.1.1.

Los precios de la gasolina premium muestran un incremento promedio de 9.7 % en 2018 con relación al año anterior, al pasar de un precio promedio de 217.0 DOP/gl a 238.1 DOP/gl. Mientras que el precio de la gasolina regular mostró un incremento medio de 11.2 % en el mismo periodo, pasando de 211.6 DOP/gl a 224.7 DOP/gl. Los precios máximos registrados ocurrieron en la semana comprendida entre el 26 de mayo y el 01 de junio, donde los precios se ubicaron en 252.7 DOP/gl para la gasolina premium y 237.5 DOP/gl para la gasolina regular.

En cuanto a los precios del gasoil regular y el gasoil óptimo, se muestran incrementos medios superiores a los 20 y 18 puntos porcentuales, respectivamente. En el caso del gasoil regular incrementó en promedio 31.4 DOP/gl, posicionándose en 185.4 DOP/gl. Mientras que el precio promedio del gasoil óptimo se ubicó en 198.0 DOP/gl, aumentando una media de 30.6 DOP/gl. Los precios máximos de estos se registraron durante el último cuatrimestre de 2018, que para el gasoil regular este ascendió a 198.0 DOP/gl y para el gasoil óptimo 210.0 DOP/gl.

Por otra parte, en relación a los precios internos de fuel oil se observó un incremento una media de 21.4 DOP/gl (21.8%), al colocarse 119.5 DOP/gl como promedio anual. El precio máximo registrado fue de 131.5 DOP/gl durante la segunda semana de noviembre de 2018.

El gasoil regular destinado para empresas generadoras mostro un aumento promedio de 31.4 DOP/gl en las distintas modalidades de suministro (a través de camiones o de tuberías), así como para las interconectadas y no interconectadas. En el caso del fuel oil destinado para estos fines se observa un incremento medio de 21.0 DOP/gl para las diferentes modalidades de suministro mencionadas arriba y situación de interconexión con el sistema eléctrico dominicano.



El precio avtur que se supe en los aeropuertos evidenció un aumento promedio del orden de los 24 puntos porcentuales en el periodo 2017 - 2018. En términos absolutos, éste significó un incremento medio de 28.3 DOP/gl a la media aritmética de 2017.

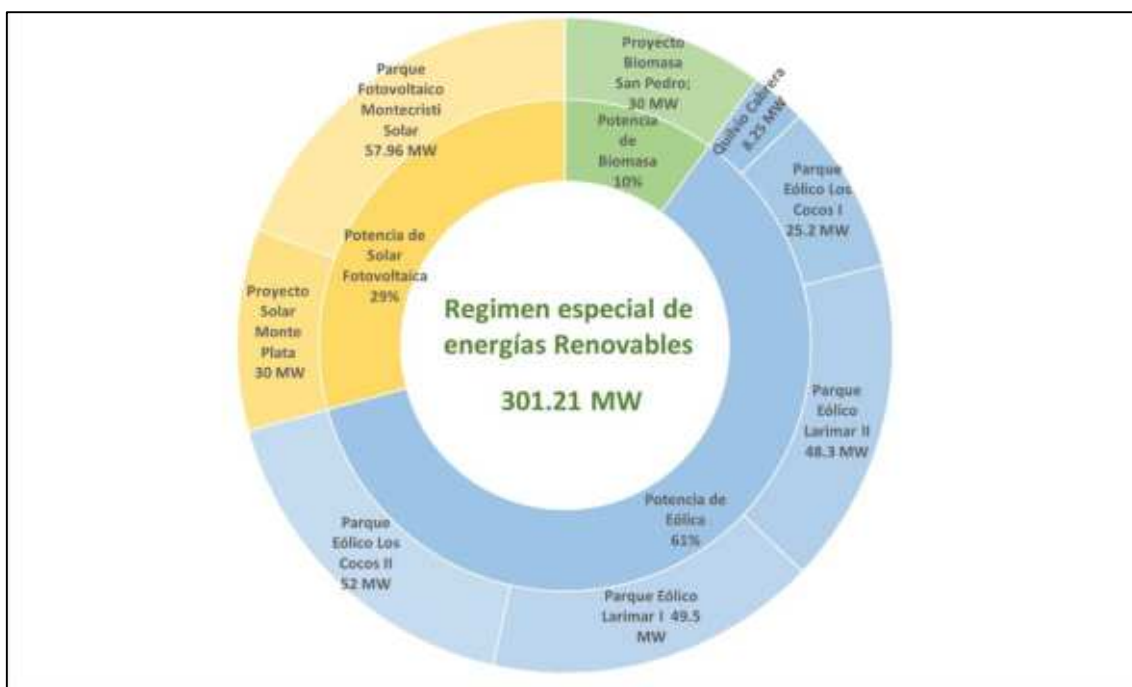
En el caso del kerosene, que tradicionalmente es utilizado en hogares rurales con fines de iluminación, alcanzó los 175.1 DOP/gl promedio. Esto se tradujo en un incremento superior a los 21 puntos porcentuales. En cuanto al gas licuado de petróleo, se registró un aumento de 10.2 % promedio, es decir unos 10.8 DOP/gl adicionales a los registrados en el 2017.

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.

Gráfico N° 26
Potencia Concesionada Definitiva de Proyectos del Régimen Especial
 (Unidades expresadas en MW)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

Al año 2018 bajo el amparo de esta Ley se cuenta con 29 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 1,045.71 MW. De estos hasta el 2018 se habían desarrollado 5 proyectos eólicos interconectados con capacidad de 183.25 MW, 1 a biomasa de 30 MW y 2 solar de 87.96 MW, es decir, un total de 301.2 MW¹⁸.

Esto junto con otros desarrollos privados así como esfuerzos de instituciones no gubernamentales y/o sin fines de lucro, permiten sumar un total de (355.79) MW, que sumados los (615.93) MW hidroeléctricos del SENI, totalizan (997.18) MW de energía renovable instalados en el país a finales del año (2018)¹⁹.

Tabla N° 12
Resumen de Proyectos de Energía Renovable en el país al 2018
 (unidades expresadas en 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	Barahona	2012	100	Eólica
Larimar I	49.50	Barahona	2016	120	Eólica
San Pedro BioEnergy	34.70	San Pedro de Macorís	2016	90	Biomasa
Monte Plata Solar	30.00	Monte Plata	2016	110	Solar
Monte Cristi Solar	57.96 (Peak)	Monte Cristi	2018	100	Solar
Larimar II	48.30	Barahona	2018	102	Eólica
Biodigestores	2.13	23 proyectos (nacional)	2011-2018	N/D	Biomasa
Mini-centrales hidroeléctricas	1.53	52 proyectos (nacional)	1998-2018	N/D	Agua
Programa de Medición Neta	94.52	2458 clientes (nacional)	2011-2018	N/D	Solar
Autoproductores Solar	20.99	Nacional	2018	N/D	Solar

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

El aporte de las energías renovables a la generación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado ascendió a 764.5 GWh, representando el 4.9 % de la demanda total

¹⁸ Ver detalle de los proyectos en la tabla 8.

¹⁹ Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), 2019

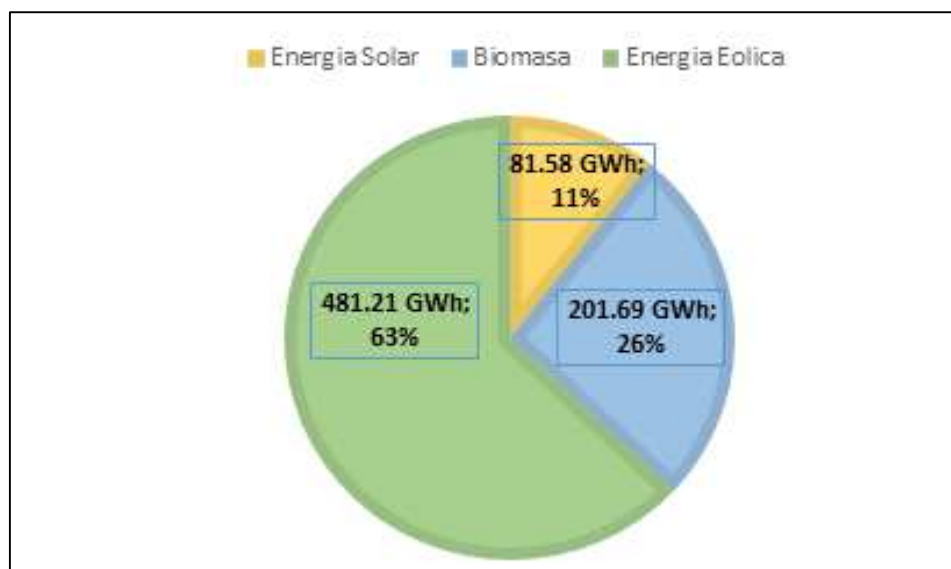
abastecida en este sistema durante el año 2018 (15,701.68 GWh). El mayor porcentaje de energía generada provino de parques eólicos (63 %). Mientras que la generación a partir de biomasa y solar fotovoltaica quedaron en segundo (26 %) y tercer (11 %) lugar de participación porcentual. En la tabla N° 9 y en el gráfico N° 23 se muestran con mayor detalle estas informaciones.

Tabla N° 13
Aporte de los proyectos conectados al SENI de energía renovable, 2018
 (unidades expresadas en MW y USD)

Central	Tecnología	Fuente	Capacidad Instalada (MW)	Energía 2018 (GWh)
Los Cocos ²⁰ + Quilvio Cabrera	Parque Eólico	Viento	85.45	235.24
Larimar I	Parque Eólico	Viento	50.00	218.78
Larimar II	Parque Eólico	Viento	48.30	27.19
Monte Plata Solar	Fotovoltaica	Solar	30.00	48.96
Montecristi Solar	Fotovoltaica	Solar	58.00	32.62
San Pedro BioEnergy	Central Térmica	Biomasa	35.00	201.69
Total			228.90	764.48

Fuente: Elaboración propia en base a datos OC. Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

Gráfico N° 27
Generación eléctrica a partir de energías renovables, 2018
 (Unidades expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

²⁰ Incluye Los Cocos fase 1 y 2.

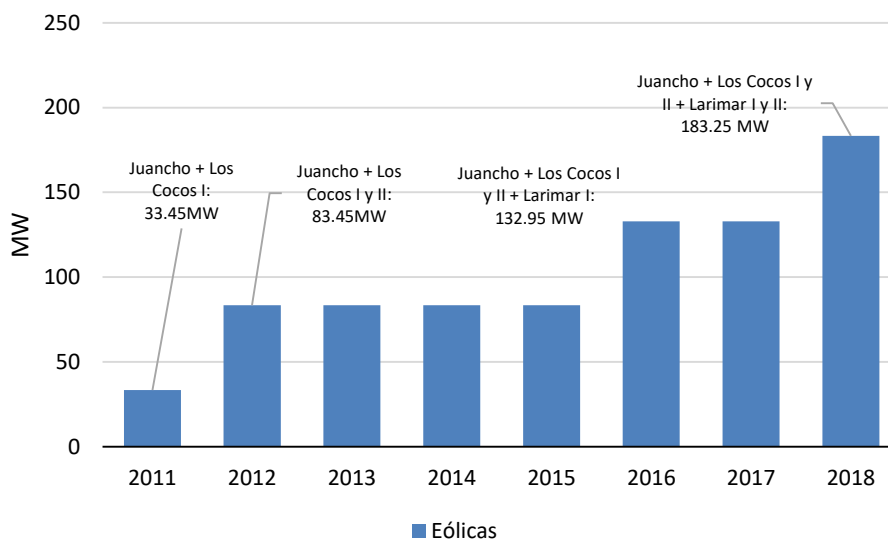


6.1 APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA

Desde la promulgación de la Ley 57-07, sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales se han otorgaron un total de 13 de concesiones definitivas de proyectos eólicos. De estas concesiones han sido desarrollados 5 proyectos (Quilvio Cabrera, los Cocos I y II, Larimar I y Larimar II) con una capacidad instalada total de 183.25 MW, equivalentes a una inversión de 430.55 MM USD de manera acumulada. Cabe resaltar que los proyectos antes mencionados, el Parque Eólico Larimar II empezó a inyectar el 16 de octubre de 2018, siendo el último en interconectarse a al SENI.

En el corto y mediano plazo se espera la puesta en operación de al menos 4 proyectos adicionales (Guanillo, Agua Clara, Matafongo y Los Guzmancitos), anexando 182.3 MW a la capacidad eólica del SENI, con una inversión esperada de unos 411.42 MM USD de manera acumulada.

Gráfico N° 28
Capacidad eólica instalada en República Dominicana, 2011 - 2018
(Unidades expresadas en MW)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

6.2 INTRODUCCIÓN DE MEZCLAS DE BIOCARBURANTES

Actualmente, el país no cuenta con la infraestructura para la producción de Etanol, aunque si se han impulsado iniciativas para su producción. A tal efecto, pese a la amenaza del advenimiento de los vehículos eléctricos, la aviación comercial constituye un nicho de mercado para el Etanol. En ese sentido, la CNE y el INSTITUTO DOMINICANO DE AVIACION CIVIL (IDAC), están involucrados en un proyecto consistente en la producción de un combustible alternativo para la aviación a partir del Etanol de la caña de azúcar. Luego de haber constatado la factibilidad de la producción de la materia prima, la CNE-IDAC, se aprestan a socializar el proyecto con los actores de la Cadena de Valor.

En cuanto al fomento de la producción local del biodiesel, la CNE se encuentra en la fase inicial de un proyecto orientado a evaluar la productividad y adaptación de tres (3) variedades mejoradas de la especie *Jatropha curcas*, para la producción de materia prima para biodiesel (aceite no comestible).

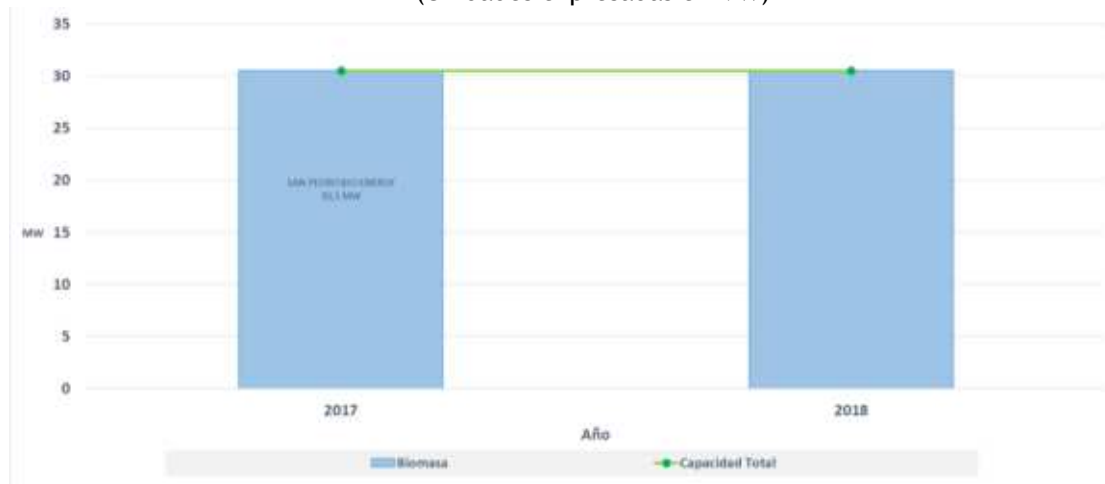
6.3 APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA

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 y energía térmica en pequeñas plantas autoproductoras o en plantas interconectadas al SENI. Para el 2018, se observa que la capacidad instalada en Biogás alcanzó unos 2.1 MW bajo el esquema de autoproducción energética, de los cuales 1.7 MW son aprovechados para generación eléctrica y los restantes 0.4 MW corresponden a energía térmica, específicamente Mataderos de cerdos y avícolas.

Respecto al biogás interconectado, al 2018 existe cuatro concesiones provisionales ascendentes a 6.5 MW para la generación eléctrica a partir del biogás proveniente de los residuos de granjas porcinas y residuos vegetales. A la fecha se ha otorgado a una concesión definitiva para generación eléctrica interconectada a base de biomasa, la cual inició su construcción en 2014: la Central San Pedro BioEnergy, interconectada al

SENI desde el 2016, con una capacidad instalada de 34.7 MW²¹ a partir del bagazo de la caña de azúcar.

Gráfico N° 29
Capacidad de Biomasa Instalada en República Dominicana, 2018
 (Unidades expresadas en MW)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

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. Permitiéndose una capacidad de hasta 150 MW. Esto también fue modificado para permitir igual hibridación para generación a partir de residuos sólidos.

Durante las actividades realizadas en el desarrollo del Aniversario de CNE 2018 se presentó el “*Estudio de la Producción Actual y Potencial de la Biomasa en la República Dominicana y su Plan de Aprovechamiento para la Generación de Energía*”. El estudio abarca, a nivel nacional, la producción actual y potencial de biomasa en República Dominicana y su plan de aprovechamiento para la generación de energía. Los objetivos específicos abordados en el mismo fueron los siguientes:

1. Establecer los niveles actuales de aprovechamiento y uso de biomasa mediante entrevistas a empresas compradoras, intermediarios y productores distribuidos en siete regiones del país;
2. Caracterizar una selección de tipos de biomasa mediante análisis químicos y determinación del poder calorífico;

²¹ Su despacho según el OC-SENI es de 30 MW.

3. Generar mapas georreferenciados de las superficies con las condiciones edafoclimáticas para la producción de especies forrajeras y arbóreas de rápido crecimiento;
4. Elaborar plan de aprovechamiento del potencial de biomasa nacional;
5. Compilar el marco legal y regulatorio existente en relación a la biomasa.

Los resultados de este estudio fueron documentados en cinco (5) productos que corresponden a los objetivos anteriores e incluidos en el entregable general. Estos fueron revisados por técnicos de la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales y la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial. Los productos a los que se hace referencia son los siguientes:

Producto 1. Estudio de base de mercado de biomasa para la generación industrial de calor y energía.

Producto 2. Estudio de base de biomasa disponibles para la generación industrial de calor y energía.

Producto 3. Sistema de información geográfica de zonas y potencial de producción de biomasa para la generación industrial de calor y energía eléctrica.

Producto 4. Plan preliminar de fomento de biomasa para la generación industrial de calor y energía eléctrica.

Producto 5. Consolidado de productos. Levantamiento de las leyes, normativas y reglamentos existentes sobre biomasa”.

6.4 APROVECHAMIENTO DE RSU

Otra de las líneas de política en temas de energía renovable del PEN es 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). Sin embargo, las solicitudes de concesión sometidas a esta CNE, han sido orientadas más bien a la incineración de los RSU. En este sentido, en el 2018, se cuenta con una concesión provisional de 50 MW y una concesión definitiva con capacidad de 80 MW; pendiente esta última de iniciar la construcción de las obras eléctricas.



6.5 APROVECHAMIENTO DE MICROHIDROELÉCTRICAS

El Programa de Pequeños Subsidios del Fondo para el Medio Ambiente Mundial junto con Sur Futuro, se han dedicado a la construcción de mini centrales hidroeléctricas en al menos 52 proyectos, las cuales en conjunto tienen una capacidad instalada de 1.53 MW. Ambas iniciativas de la mano de la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS).

6.6 APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para el 2018 se han otorgado un total de 20 concesiones de proyectos solares fotovoltaicos, 9 provisionales y 11 definitivas. De estas concesiones han sido desarrollados dos proyectos (Monte Plata Solar y Monte Cristi Solar) con una capacidad instalada de 87.96 MW, equivalentes a una inversión de 190 MM USD de manera acumulada. Cabe resaltar que el proyecto Monte Cristi Solar empezó a inyectar el 28 de agosto 2018 y su capacidad concesionada fue otorgada en MWp (potencia máxima instalada).

Gráfico N° 30
Capacidad Solar Fotovoltaica Instalada en República Dominicana, 2018
(Unidades expresadas en MW)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

En el corto y mediano plazo se espera la puesta en operación de al menos 2 proyectos (Parque Solar Mata de Palma y Parque Solar Canoa), que totalizarán 75 MW con una inversión ascendente a 119.2 MM USD.

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 2018.

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

Al 2018 el anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética ha sufrido varios procesos de revisión. El primero de ellos fue la revisión interna de la CNE a principios de año, luego se realizó una revisión en conjunto con el Ministerio de Energías y Minas (MEM). De la revisión del MEM, surgieron cambios relevantes en cuanto a la parte institucional y los roles que juegan los diferentes actores. En el mes de septiembre el documento pasó el proceso de consulta pública, del cual resultaron numerosas y valiosas observaciones de las academias, instituciones públicas y el sector privado, que están siendo analizadas por un comité conjunto entre MEM y CNE, para evaluar la pertinencia de su incorporación en el documento. Finalmente, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) hizo una revisión bastante completa que culminó con importantes recomendaciones, considerando las experiencias y tendencias en políticas de Eficiencia Energética en toda la región.

7.2 ETIQUETADO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS

Bajo el marco del proyecto de etiquetado de equipos eléctricos, liderado por el Instituto Dominicano para la Calidad (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), fueron elaboradas y aprobadas las siguientes normas:

- NORDOM 832 Eficiencia Energética - Equipo de Refrigeración Comercial - Terminos y definiciones
- NORDOM 833 Eficiencia Energética - Equipo de Refrigeración Comercial - Método de Prueba



- **NORDOM 834 Eficiencia Energética - Acondicionadores de aire - Especificaciones y etiquetado**

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.***

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 INFRAESTRUCTURA DE LA CALIDAD PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Del 2013 al 2017, en el marco del programa alemán-mexicano “Energía sustentable en México”, el Instituto de Metrología de Alemania (PTB, *por sus siglas en alemán*) y sus contrapartes mexicanas implementaron actividades de cooperación técnica para fortalecer la Infraestructura de la Calidad (IC) para Energías Renovables y Eficiencia Energética, con el fin de que sus servicios apoyen a la transición energética mexicana.

Con el fin de transferir capacidades existentes a la región, se incluyó un quinto componente, de cooperación triangular con Cuba y República Dominicana (RD). Este componente complementara la cooperación triangular existente de Alemania y México con Cuba en el tema de energía sustentable. Para el caso de República Dominicana, se beneficia de la experiencia de un proyecto regional actualmente siendo implementado por el PTB con los países del Caribe.

Bajo el marco de este proyecto se han realizado dos actividades relevantes, la primera, un viaje de estudio a México con el objetivo de que las delegaciones Cuba y República Dominicana conozcan las políticas y la situación actual de la estructura de la infraestructura de la calidad, así como también sus lecciones aprendidas. La segunda actividad relevante fue una misión de reconocimiento de la infraestructura de la calidad existente en República Dominicana, realizada los días 1 y 2 de noviembre.

A finales del año se estuvo trabajando la estrategia para abordar las diversas formas de cooperación para fortalecer la infraestructura de la calidad de Eficiencia Energética y Energías Renovables de todos los países involucrados en el proyecto.

7.4 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 2018. Los resultados conjuntos de las tres auditorías arrojaron un potencial de ahorro energético de un 14%, equivalente a unos 239,700 kWh/año, lo que significaría un ahorro económico de RD\$2, 991,795 anualmente y una reducción estimada de emisiones de 153 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\$4, 373,715 dicha inversión tendría un tiempo de retorno promedio de un año y seis meses.

Tabla N° 14
Auditorías energéticas realizadas durante el año 2018

Institución	Sistema Nacional de Emergencias y Seguridad 911 (Zona Norte)	Hospital Dr. Salvador B. Gautier	Dirección General de Presupuesto	Total
Consumo actual (kWh)	1,986,869 kWh	2,568,486 kWh	673,249 kWh	5,228,604 kWh
Consumo futuro (kWh)	1,747,170 kWh	2,568,486 kWh	673,243 kWh	4,988,905 kWh
Ahorro Energético (kWh)	239,700 kWh	0 kWh	0 kWh	239,700 kWh
Ahorro Económico	RD\$ 2,126,318.85	RD\$ -	RD\$ 865.476.68	RD\$ 2,991,795.53
Inversión	RD\$ 3,340,003.56	RD\$ -	RD\$ 1,033,711.89	RD\$ 4,373,715.45
Retorno Simple (año)	1.57	0.00	1.19	1.46

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, CNE, 2019.

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 para 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.

7.5 SEGUIMIENTO DE AUDITORÍAS ENERGÉTICAS

En el 2018 la CNE inició a un proceso de seguimiento a las Auditorías Energéticas realizadas por la Dirección Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía (DFAURE) desde el año 2011. Este seguimiento consistió en visitar las instituciones auditadas para verificar la implementación de las medidas de eficiencia energética y ahorro de energía resultantes de las auditorías energéticas. De un total de 44 instituciones y empresas convocadas para realizar el seguimiento, solo 14 respondieron. En la siguiente tabla se muestran los resultados.

Tabla N° 15
Seguimiento a Instituciones Auditadas 2018

Institución	Año de Realización de Auditoría	Fecha de Seguimiento 2018	Nivel de implementación
Cámara de Diputados	2010	29 de agosto	Instalación de Chillers eficientes, cambio a iluminación LED.
Dirección General de Presupuesto (DIGREPRES)	2010	06 de agosto	Cambio gradual a iluminación LED. Sustitución de equipos de oficina obsoletos por modernos y eliminación de equipos innecesarios. Reemplazo de unidades acondicionadoras aire Split por unidades inverters.
Ministerio de Salud Pública	2010	05 de septiembre	Readecuación de la instalación de energía eléctrica. Cambio a iluminación LED. Sustitución de equipos de oficina obsoletos por modernos y eliminación de equipos innecesarios. Implementación de buenas prácticas en el uso de equipos eléctricos. Cambio de equipos acondicionadores de aire dañados por unidades inverter.
Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales	2011	22 de junio	Instalación de sistema de generación de energía solar fotovoltaica. Cambio a iluminación LED. Instalación de UPS central. Sustitución de bombas ineficientes por eficientes. Eliminación de abanicos, estufas eléctricas, sacapuntas eléctricos, bebederos y algunas neveras ejecutivas. Implementación de buenas prácticas en el uso de equipos eléctricos.
Servicios Nacionales de Salud (SENASA)	2012	5 de julio	Cambio total a iluminación LED. Todos los nuevos Equipos Eléctricos adquiridos son de tecnologías más eficientes. Instalación de puertas para delimitar espacios.
Centro Cultural Mauricio Báez	2013	13 de julio	No implementaron ninguna medida

Institución	Año de Realización de Auditoría	Fecha de Seguimiento 2018	Nivel de implementación
Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo (MEPyD)	2013	6 de julio	Sustituyen los equipos que se dañan por equipos más eficientes.
Instituto de Aviación Civil (IDAC)	2013	10 de julio	Cambio total a iluminación LED. Implementación de buenas prácticas en el uso de equipos eléctricos. Crearon una guía de compra de equipos con criterios de Eficiencia Energética. Reemplazo de unidades acondicionadoras de aire obsoletos por otras tipo invertir. Están considerando la instalación de sistemas de generación de energía solar fotovoltaica.
METALDOM	2014	12 de julio	Mejoras en el mantenimiento de la línea para reducir fallos por ajustes mecánicos. Se implementó la producción continua. Instalación de sistema de medición y registro de los parámetros que intervienen en el proceso de producción. Se usan las tres bombas de forma alternada para aumentar el período de mantenimiento de las mismas. Se eliminaron las fugas del sistema de aire comprimido. Reducción de capacidad de Chiller y uso programado junto a la bomba de agua.
Cuerpo Especializado de Control de Combustibles (CECCOM)	2014	18 de julio	Cambio a iluminación LED ha sido de un 40%. Eliminación de neveras ejecutivas. Implementación de buenas prácticas en el uso de la energía. Sustitución de algunos equipos de climatización ineficientes por eficientes.
Radio Santa María	2014	10 de Septiembre	Sustitución de monitores CRT (Tubos de Radio Catódicos) por monitores de pantalla plana. Eliminación las fugas existentes en el sistema de distribución de agua en general.
EDESUR (Torre Serrano)	2014	19 de julio	Cambio gradual a iluminación LED.
Seminario Arquidiocesano Redemptoris Mater	2015	2 de julio	Instalación de sistema de generación de energía solar fotovoltaica. Eliminación de congelador usado para las frutas. Implementación de buenas prácticas en el uso de equipos. Reemplazo de unidades acondicionadoras aire Split por unidades inverters.

8 EVENTOS RELEVANTES

En esta sección se presentan los eventos y declaraciones públicas que tuvieron mayor relevancia para el sector energético dominicano durante el año 2018, estos abarcan cambios en infraestructura, relaciones comerciales o procesos relevantes, tales como licitaciones, contratos u otros hechos que hayan sido de gran relevancia.

Durante el año de análisis han sido inauguradas tres (3) micro hidroeléctricas, bajo los nombres de *Monte Higo*, *Higuera* e *Mahoma*, con una capacidad instalada en conjunto de 80 kV, las cuales han beneficiado directamente a doscientas ochenta y cuatro (284) familias. Implementados por la Unidad de Electrificación Rural u Suburbana (UERS) / Programa de Pequeños Subsidios PPS-SGP/GEF/UNDP²²

En julio, ha sido inaugurado el parque, ubicado en Guayubín, provincia Montecristi, cuenta con una capacidad de 58 MW y 215,000 módulos, que llevará electricidad a más de 50,000 hogares, según información ofrecida por el director de F&S Solar Caribe, Duran Alabi. Su estructura fue levantada en un área total de 208 hectáreas, inversionistas expresaron:

“...prevé una producción de energía de aproximadamente 103 mil MW por hora, con capacidad para ahorro de combustibles fósiles de 46,500 toneladas de carbón o 170 mil barriles de petróleo”. F&S Solar Caribe, Duran Alabi. Inversionistas alemanes de F&S Solar Concept GmbH. Actualmente propiedad de Blue Elephant Solar Energy, S.R.L.

En septiembre, una descarga eléctrica de un rayo provocó daños a la turbina de vapor de la planta AES Andrés, de AES Dominicana, sacando esta central del sistema eléctrico nacional, cuya capacidad nominal al momento de la falla ascendía a 319 MW, operando en base a gas natural, a pesar de contar con sistemas de protecciones, los cuales evidentemente no protegieron la turbina.

²² El Programa de Pequeños Subsidios (PPS-SGP) es una iniciativa del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) destinada a apoyar con fondos no reembolsables y acompañamiento técnico administrativo a las organizaciones de la sociedad civil en el desarrollo de acciones comunitarias a favor del medio ambiente global y a generar bienestar de la gente a nivel local. El PPS fue establecido como resultado de la Cumbre de la Tierra, celebrada en Río de Janeiro en el año 1992. Es implementado a nivel global por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) en nombre de las agencias Implementadoras del FMAM y ejecutado por la Oficina de las Naciones Unidas de Soporte a Proyectos (UNOPS).

“La turbina a gas natural de la generadora AES Andrés podría retornar al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), entre los días 24 y 30 de este mes, luego de que el pasado lunes 3 de septiembre su turbina de vapor fuera afectada a consecuencia de una descarga eléctrica, que le ocasionó serios daños, tal como informó la empresa en nota de prensa el día de la ocurrencia del evento.”
 Nota de prensa Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE).

Para octubre, la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) firmó un contrato con la empresa norteamericana Xcoal Energy & Resources, para la compra de 462,000 toneladas métricas (TM) de carbón mineral que utilizaría en las pruebas de operación de la primera unidad de la Central Termoeléctrica Punta Catalina (CTPC).

Xcoal Energy asumió el compromiso de suministrar, entre noviembre de este año y marzo de 2019, un total de 198,000 toneladas de carbón mineral Tipo A por valor de US\$70.45 la TM, así como otra partida de 264,000 toneladas del Tipo B por un precio de US\$91.95 la TM, para un total de 462,000 TM. El valor de los tipos de carbón varía de acuerdo al contenido de azufre y se usarán los dos tipos para las pruebas.

La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), a finales del año, recibió el barco con el primer cargamento de 38,516 toneladas métricas (TM) de Carbón Mineral, el cual utilizara para la sincronización y pruebas de la primera unidad de la Central Termoeléctrica Punta Catalina (CTPC). Este primer cargamento fue embarcado por la empresa norteamericana Xcoal Energy & Resources, ganadora de la primera licitación para suministrar 642,000 TM de carbón a utilizarse en la etapa de prueba.

En diciembre, la Empresa Generadora de Electricidad HAINA (EGE Haina) inauguró el Parque Eólico Larimar II de 48.30 MW, con una inversión de 100 millones de US\$. Este parque consta de catorce (14) aerogeneradores de la marca Vestas, modelo V-117 de 3.45 MW c/u.

En diciembre, la empresa AES Dominicana, incorporó al sistema eléctrico cuatro (4) unidades de generación, luego de agotar trámites regulatorios y administrativos correspondientes. Unidades Turbo Gas, marca General Electric (GE), con una capacidad nominal de 135MW y propiedad de APR Energy.

9 CONCESIONES

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

9.1 CONCESIONES PROVISIONALES

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

Durante el 2018, la CNE aprobó cuatro (4) solicitudes de concesiones provisionales para explotar recursos hídricos, biocombustible, solar, residuos sólidos urbanos, eólicos y termoeléctricos. De instalarse estas obras adicionarían unos 1,230.96 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 11.3.

9.2 CONCESIONES DEFINITIVAS

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

En este sentido en el periodo enero - diciembre de 2018, la CNE recomendó favorables tres (3) solicitudes de Concesión Definitiva al Poder Ejecutivo, de las cuales dos (2) obtuvieron posteriormente su contrato para fines de explotación de obras de generación eléctrica. Estas resoluciones permitirán la entrada de 188.30 MW a partir de recursos renovables (solar, y eólicos). Para mayor detalle ver Anexo 11.4.

10 LICENCIAS Y AUTORIZACIONES PARA EL MANEJO Y OPERACIÓN DE EQUIPOS QUE EMITEN RADIACIONES IONIZANTES

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 radiaciones ionizantes, las cuales son otorgadas luego realizar las evaluaciones de documentación y de visitas de inspección a los centros que los operan. En el 2018, fueron emitidas un total de 189 autorizaciones y licencias, 257 inspecciones realizadas, 656 capacitaciones impartidas, 57 permisos de importación y exportación y 116 importaciones de fuentes abiertas para uso médico, las cuales se listan a continuación:

Tabla N° 16
Licencias y Autorizaciones emitidas por la Dirección Nuclear, 2018.

Tipo de Servicio Brindado	Cantidad
Autorizaciones	189
Autorizaciones a instituciones Fuentes radiación ionizante	107
Personal ocupacional expuesto	82
Inspecciones	257
Capacitaciones	36
Cursos de capacitación	620
Permisos Importación y Exportación fuentes radiactivas	57
Importaciones fuentes abiertas uso medico	116

Fuente: Evidencias Plan Operativo CNE, 2018.

11 ANEXOS

11.1 BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA NETA

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

BALANCE ENERGETICO 2017 (kTep)	PETROLEO Y DERIVADOS	GAS NATURAL	CARBON MINERAL	RENOVABLES	ENERGIA ELECTRICA	TOTAL ENERGIA PRIMARIA	TOTAL ENERGIA SECUNDARIA	TOTAL
PRODUCCION	903.04			1,325.56	1,636.90	1,331.80	2,617.64	1,331.80
IMPORTACION	6,258.69	1,106.23	878.50			2,993.45	5,249.98	8,243.43
EXPORTACION		35.57		2.47		35.57	2.47	38.04
VARIACION DE INVENTARIO	14.05	-1.93	3.70			46.04	-30.22	15.82
NO APROVECHADO								
BUNKERS	556.52						556.52	556.52
OFERTA TOTAL	6,619.26	1,068.74	882.21	1,323.09	1,636.90	4,335.73	7,278.41	8,996.50
REFINERIA	-69.98					-973.01	903.04	-69.98
SENI	-976.30	-950.34	-717.82	-292.64	1,362.44	-2,044.74	386.14	-1,658.60
SISTEMAS AISLADOS	-271.86	-14.43			109.42	-14.43	-162.45	-176.88
AUTOPRODUCTORES	-379.76			-82.31	165.04	-82.31	-214.71	-297.02
CENTRO DE GAS								
CARBONERA				-64.35		-142.05	77.70	-64.35
COQUERIA/A. HORNO								
DESTILERIA								
OTROS CENTROS								
TRANSFORMACION TOTAL	-2,600.93	-964.78	-717.82	-517.00		-3,256.55	-1,627.92	-2,266.83
CONSUMO PROPIO	37.95				57.25		95.20	95.20
PERDIDAS			12.85		212.64	12.85	212.64	225.49
AJUSTE	99.61	0.00	51.66	-2.47	1.02	131.63	18.18	149.82
TRANSPORTE	2,205.51	15.96			4.35	15.96	2,209.86	2,225.82
INDUSTRIA	711.24	87.99	99.86	293.01	482.40	480.87	1,193.64	1,674.51
RESIDENCIAL	467.91			513.06	435.89	437.31	979.56	1,416.86
COMERCIAL,SER,PUB	84.17			2.49	354.84	0.55	440.96	441.51
AGRO,PESCA,MINER.	63.02				88.50		151.52	151.52
CONSTRUCCION,OTR.	40.44						40.44	40.44
CONSUMO ENERGETICO	3,572.28	103.96	99.86	808.57	1,365.99	934.69	5,015.97	5,950.66
NO ENERGETICO	308.50						308.50	308.50
CONSUMO FINAL	3,880.78	103.96	99.86	808.57	1,365.99	934.69	5,324.47	6,259.16
% Ajuste/Oferta Total	1.5%	0.0%	5.9%	-0.2%	0.1%	3.0%	0.2%	1.7%

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), actualizado al 13 de mayo 2019, 2:13 p.m.

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

11.2 BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ÚTIL

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

BALANCE ENERGETICO 2017 (kTep)	PETROLEO Y DERIVADOS	GAS NATURAL	CARBON MINERAL	RENOVABLES	ENERGIA ELECTRICA	TOTAL ENERGIA PRIMARIA	TOTAL ENERGIA SECUNDARIA	TOTAL
CONSUMO DE ENERGÍA NETA								
RESIDENCIAL URBANO	173.23	-	-	18.17	214.02	9.72	396.68	409.99
RESIDENCIAL RURAL	34.08	-	-	46.62	16.20	40.32	57.65	103.44
RESIDENCIAL TOTAL	207.31	-	-	64.79	230.22	50.05	454.33	513.43
RESTAURANTES	10.54	-	-	0.19	20.08		29.90	29.90
HOTELES	28.14	-	-	0.21	80.31	0.21	110.00	110.13
RESTO SERVICIOS	6.60	-	-	-	84.09		91.01	91.01
COMERCIAL, SERV. Y PÚBL.	45.28	-	-	0.40	184.48	0.21	230.91	231.03
INGENIOS AZUCAREROS	5.92	11.32	7.45	186.85	8.46	205.04	15.51	222.79
RESTO IND. ALIMENTICIA	71.58	10.34	7.43	1.94	101.27	16.36	176.67	196.52
TABACO	0.60	0.09	-	-	1.52	0.09	2.15	2.25
TEXTILES Y CUEROS	13.51	0.69	-	-	13.24	0.69	27.43	28.14
PAPEL E IMPRENTA	20.51	-	-	-	15.17		36.36	36.36
QUIMICOS Y PLASTICOS	18.98	12.08	-	-	47.73	12.08	67.47	80.19
CEMENTO Y CERAMICA	268.18	7.09	50.04	-	115.03	60.97	390.75	451.96
RESTO INDUSTRIA	7.65	2.29	-	-	20.65	2.29	28.76	31.14
ZONA FRANCA	33.27	17.69	-	-	60.53	17.69	94.85	112.68
INDUSTRIA	440.21	61.60	64.91	188.79	383.61	315.21	839.96	1,162.03
TRANSPORTE	444.74	2.87	-	-	3.48	2.87	443.78	446.97
TERRESTRE	443.25	2.87	-	-	-	2.87	441.24	444.43
AEREO	1.49	-	-	-	-		1.66	1.66
METRO	-	-	-	-	3.48		0.87	0.87
AGRO,PESCA,MINER.	15.12	-	-	-	72.29		86.08	86.08
CONSTRUCCION,OTR.	12.67	-	-	-	-		12.21	12.21
TOTAL CONSUMO NETO	1,165.35	64.47	64.91	253.98	874.08	368.34	2,067.27	2,451.76

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), actualizado al 13 de mayo 2019, 2:13 p.m. Clasificación de las fuentes energética de acuerdo a "International Recomendaciones for Energy Statistics (IRES), ST/STAT/SER.M/93, United Nations, New York, 2016."

11.3 CONCESIONES PROVISIONALES

No. de Concesión	Peticionario	Fuente	Capacidad Instalada	Fecha de Otorgamiento	Plazo de Concesión	Ubicación
CNE-CP-0001-2018	Consortio Energético Punta Cana Macao (CEPM)	Termoeléctrica	73 MW	6-nov-18	18 meses	La Altagracia
CNE-CP-0002-2018	SK A&S DOMINICANA S.R.L.	Termoeléctrica	800 MW	6-dic-18	18 meses	Santiago de los Caballeros (Zona Urbana)
CNE-CP-0003-2018	Consortio Energético Palenque	Termoeléctrica	300 MW	6-dic-18	18 meses	San Cristóbal
CNE-CP-0004-2018	Blue Elefant Solar Energy, S.L.	Solar	57.96 MW	10-enero-18	18 meses	Montecristi

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Consultoría Jurídica, 2019.

11.4 CONCESIONES DEFINITIVAS

No. de Concesión	Peticionario	Fuente	Capacidad Instalada	Fecha de Recomendación Favorable	Fecha Firma Contrato	Plazo de Concesión	Ubicación
CNE-CD-0001-2018	Levitals Grupo Inversor, S.L.U.	Solar	40.0 MW	04-abril-18	12-dic-18	25 años	Azua
CNE-CD-0002-2018	EGEHAINA, S.A. (Parque Eólico Larimar II)	Eólica	48.30 MW	26-sept-18	26-sept-2018	20 años	Barahona
CNE-CD-0003-2018	Natural World Energy Corporation, S.R.L.	Solar	100 MW	12-marzo-18	n/a	25 años	Azua

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Consultoría Jurídica, 2019.



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