



## INTRODUCCIÓN:

La primera sección incluye observaciones sobre algunos aspectos de la generación en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). La segunda sección discute sobre las posibilidades de mayor utilización de energías renovables. También presenta un resumen de la evolución de los costos de inversión y mantenimiento de las tecnologías renovables. La tercera sección menciona algunos eventos recientes que afectan los precios del petróleo, y se analizan potenciales implicaciones en la factura petrolera del país.

### 1. GENERACIÓN ELÉCTRICA

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) incluye las redes eléctricas que alimentan los circuitos en pueblos y ciudades del país, las empresas generadoras que inyectan energía a las redes de transmisión y las empresas distribuidoras, que suplen los clientes regulados. Existen clientes de alto consumo de energía (mayor o igual a un megavatio), denominados no regulados, que pueden comprar energía directamente de los generadores. Estos conforman el mercado eléctrico de mayoristas. Los generadores constituyen un elemento importante en el SENI. Los mismos se encargan de transformar la energía primaria (combustibles) en energía eléctrica, utilizando diferentes tecnologías.

El vector de combustibles utilizado por los generadores está principalmente conformado por derivados del petróleo. Específicamente, Diesel (Fuel OIL #2) y Bunker (Fuel OIL #6). En segundo lugar, se encuentra el gas natural y luego el carbón mineral. El Cuadro 1 resume, para el 2017, la distribución de la capacidad instalada por tipo de tecnología, combustible (fuente primaria) y generación de energía.

**Cuadro 1. Capacidad instalada por tipo de tecnología, fuente primaria de energía y generación. 2017**

Tecnología	2017	%	Fuente Primaria	2017	%	GWh	%
Ciclo Combinado	1,163.25	31.42%	AGUA	615.72	16.63%	2,175.70	13.33%
Eólica	134.95	3.64%	BIOMASA	30	0.81%	137.05	0.84%
Hidroeléctrica	615.72	16.63%	CARBÓN	305.6	8.25%	2,117.61	12.97%
Motor de combustión	1,256.29	33.93%	GAS Natural	678.25	18.32%	4,465.43	27.35%
Solar	30.00	0.81%	SOL	30	0.81%	47.27	0.29%
Turbina a Gas	134.00	3.62%	VIENTO	134.95	3.64%	377.90	2.31%
Turbina a Vapor	368.60	9.95%	FUEL OIL # 2	401.9	10.85%	519.55	3.18%
<b>Total GW</b>	<b>3,702.81</b>	100.00%	FUEL OIL # 6	1067.1	28.82%	5,057.20	30.98%
			GAS O FUEL OIL #2	34	0.92%		0.00%
			FUEL OIL # 6 Y #2	185	5.00%	222.94	1.37%
			GAS Y FUEL OIL #6	220.29	5.95%	1,205.72	7.39%
			<b>Total GW</b>	<b>3,702.81</b>	100.00%	<b>16,326.36</b>	100.00%

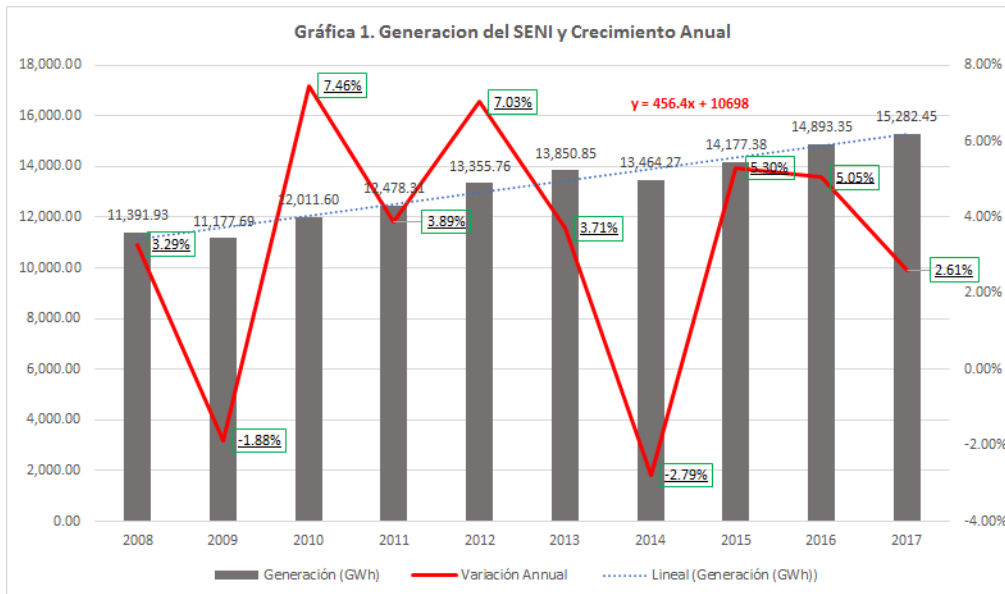
Fuente: OC.org.do

La utilización de derivados del petróleo representa el 70% de la capacidad instalada y de la generación en 2017. Incluyendo al gas natural y el carbón, la participación en la generación de estos dos combustibles, más los derivados de petróleo, aumenta la participación de los combustibles fósiles a un 83.23%. El predominio de los motores de combustión interna, 34% de la capacidad instalada, explica la elevada participación de los derivados del petróleo en el vector de combustibles. La generación hidráulica alcanzó el 13%; pero es importante resaltar la reducida penetración de las renovables (solar, eólica y biomasa) en la generación del país. Estas fuentes alcanzan 5.26% de la capacidad instalada y un 3.44% de la generación.

La generación con biomasa se considera gestionable; puesto que, no está sujeta a la variabilidad de la radiación solar y del viento. La energía hidroeléctrica es renovable y también gestionable. Muchas de las facilidades hidroeléctricas del país tienen un mayor récord de operación, que la mayoría de las plantas instaladas, utilizando derivados de petróleo. El proceso de erosión de suelos en las cuencas hidrográficas y arrastre de sedimentos a los embalses ha reducido la capacidad de generación de las hidroeléctricas del país.

La reducida penetración de las fuentes renovables implica un elevado potencial de crecimiento de estas, por encima de un 20% de la generación actual. Existen tecnologías en el mercado que permiten este aprovechamiento. Estimaciones del National Renewable Energy Lab (NREL, 2001, Wind Energy Resources Atlas) señalan una capacidad de unos 13.4GW, en lugares con vientos clasificados como buenos a moderados. La generación eléctrica estimada para dicha capacidad es de 34,600 GWh. Un poco más de dos veces la generación actual del SENI.

Una serie histórica del total de giga vatios hora (GWh) anuales producido para transmitir por las redes eléctricas del SENI se observa en la Gráfica 1.



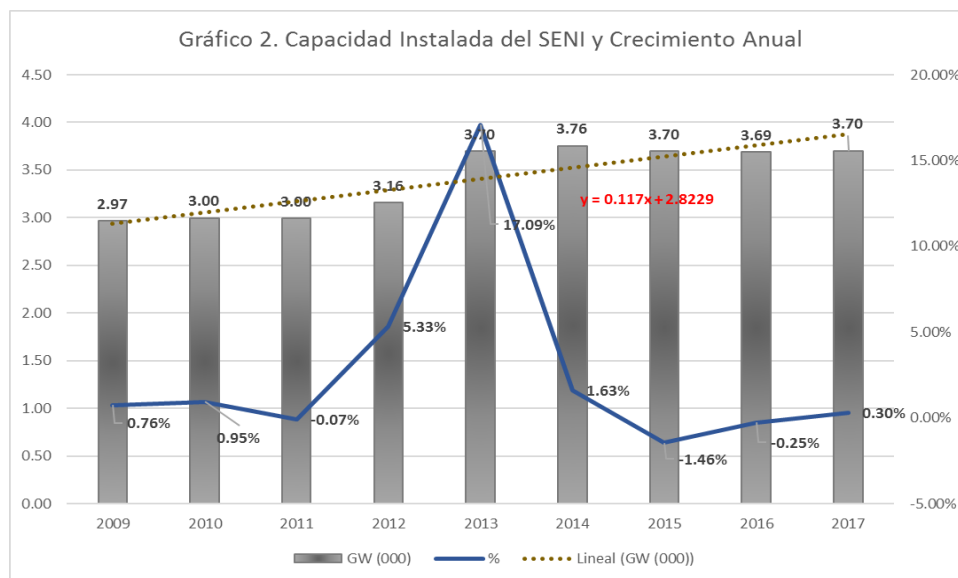
Fuentes: Ege-Haina Reporte Anuales, AES Dominicana Reportes Estadísticos, OC.org.do.

La Gráfica 1 muestra también un ajuste lineal de la tendencia en los niveles de generación anual (GWh). La pendiente de la línea de tendencia señala un crecimiento promedio anual de 456.4 GWh. Esto implica la utilización anual de 61 MW de mayor capacidad de plantas existentes de nueva

generación o combinación de ambas opciones. Para fines de esta estimación se asume un 85% de disponibilidad de planta.

La caída en el ritmo de crecimiento anual, con porcentajes negativos, puede estar relacionada con rezagos en la entrada de plantas al sistema, mantenimientos planeados o paradas forzosas de algunas plantas del SENI. La administración del SENI establece un tope al costo marginal máximo para permitir la entrada al sistema de cualquier planta. En años donde se observa precios elevados del petróleo, se limita la entrada a la red de plantas que utilizan Diesel y Bunker.

En lo relativo a la evolución histórica de los cambios en la capacidad instalada, la Gráfica 2 resume los datos correspondientes al periodo 2009-2017.



Fuentes: EGE-Haina Reporte Anuales, AES Dominicana Reportes Estadísticos, OC.org.do.

Para dar una idea de la magnitud relativa de la capacidad instalada en el SENI, Puerto Rico es una tercera parte del territorio nacional y tiene aproximadamente una capacidad de generación de dos veces la del SENI. Para más detalles ver la página de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (PREPA por sus siglas en inglés).

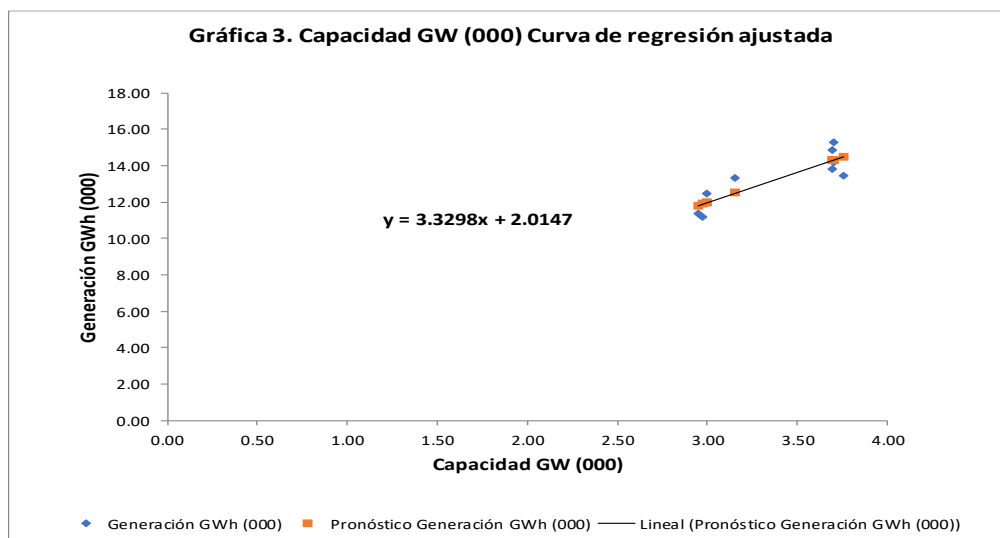
Panamá posee una capacidad instalada de 3.29GW. Para el año en curso, Panamá va a incorporar unos 350MW adicionales, utilizando gas natural. La principal fuente primaria de energía de ese país, la constituye el agua de los embalses (56.6%). El 41.3% de la generación viene de la transformación de derivados del petróleo. El porcentaje restante proviene de fuentes renovables (solar y eólica). (<https://www.businesspanama.com/invest-in-panama/energy-and-power/40/b/>).

En el caso de Costa Rica, de acuerdo con el Instituto Costarricense de Energía, el país produjo un total de 9,864.17 MWh (a noviembre de 2017). El 78.2% fueron producidos por las hidroeléctricas, 10.29% de parques eólicos, 11% se obtuvo de fuentes geotermales, biomasa y energía solar. Solamente se produjo 37.84 GWh (0.38%) mediante el consumo de derivados de petróleo. (<http://grupoice.ticoblogger.com>).

El predominio de fuentes renovables, con un importante componente de energía gestionable, como la hidroeléctrica, permite inferir sobre las mayores posibilidades de que la industria de Panamá y

Costa Rica sean más competitivas que las de República Dominicana. Esto así, dado el peso del costo de energía en los procesos industriales.

Con el propósito de ilustrar sobre la eficiencia del uso de la capacidad instalada en la generación eléctrica, la Gráfica 3 muestra un ajuste lineal entre capacidad instalada, como variable independiente y generación, como dependiente. El coeficiente de la ecuación ajustada es de 3.32. En otras palabras, por cada GW instalado se produjo 3.32 GWh. Esto puede traducirse en un 44.7% de utilización de capacidad, en el periodo 2008-2017. La totalidad de horas anuales es 8,760, con un 85% de uso de estas horas, un GW instalado tiene el potencial de generar 7.44GWh. Razones relacionadas con racionamiento de la oferta eléctrica, en virtud del tope establecido sobre el costo marginal máximo para despacho a la red, y la magnitud de recursos asociados con una aplicación de tarifas por debajo de las denominadas tarifas técnicas (fondo de estabilización de la tarifa eléctrica), explican en parte, este coeficiente. En otras palabras, restricciones presupuestarias.



## 1.2 PRINCIPALES EMPRESAS GENERADORAS: EGE-Haina y AES Dominicana

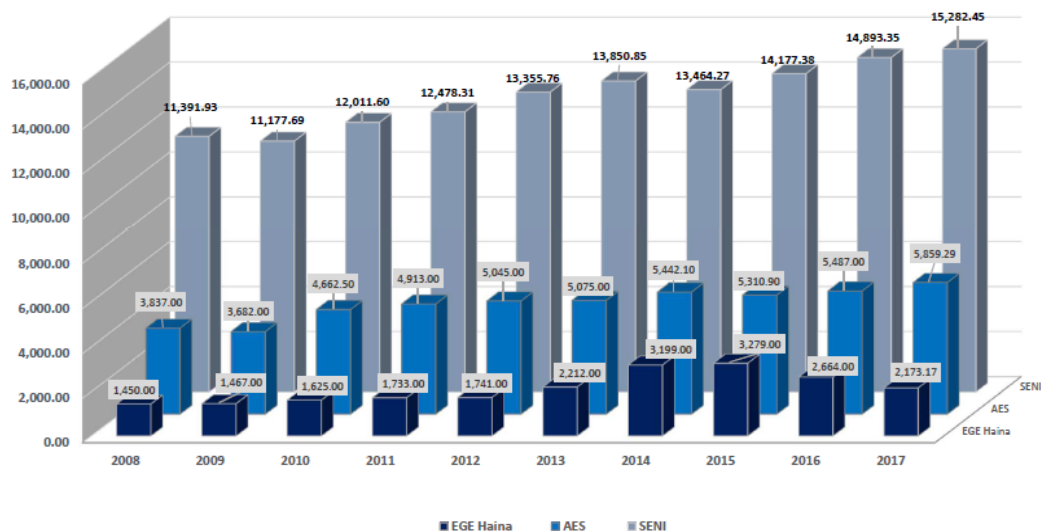
Las empresas previamente mencionadas, generaron el 52.56% de la electricidad del SENI, en 2017. EGE-Haina participó con un 13.33% y AES Dominicana con el 38.34%. Las dos empresas suman el 66% de la energía del SENI, en 2017.

EGE-Haina y AES Dominicana (AES) incluyen en su portafolio de generación diferentes tecnologías. AES produce energía eléctrica transformando gas natural y carbón. EGE-Haina transforma, principalmente, Bunker. Sin embargo, esta empresa ha incluido en su conjunto de plantas de generación, parques eólicos. El Cuadro 2 resume las capacidades instaladas de ambas firmas por tipo de combustible y planta.

AES hace una mayor utilización de carbón como combustible que EGE-Haina. Sin embargo, EGE-Haina tiene instalado 135 MW de generación eólica. Sin lugar a duda, una buena medida para reducir el impacto de futuro de movimientos adversos en los precios del petróleo. AES cuenta con una selección de combustibles de menor costo que los mayormente transformados en las plantas de EGE-Haina.

La Gráfica 4 presentada en la siguiente página resume las cantidades de GWh inyectados al sistema por AES y EGE-Haina. Los promedios correspondientes, para el periodo analizado, son 2,154 (EGE-Haina) y 4,931 (AES). El promedio de generación de AES equivale a 2.28 veces el promedio de EGE-Haina.

Grafico 4. Generación Anual Inyectada al SENI. EGE Haina -AES Dominicana  
gwh



Fuentes: Ege-Haina Reporte Anuales. AES Dominicana Reportes Estadísticos.

Es posible comparar el desempeño financiero de ambas firmas, en función de sus utilidades sobre el patrimonio, apalancamiento y margen neto sobre ventas. Los índices antes mencionados se estiman de los estados financieros auditados, y se presentan gráficamente bajo una identidad de Dupont ((utilidad/patrimonio) = (utilidad/activos) ÷ (1-(deuda/activos)));  
 $ROA = (utilidades/ventas) * (ventas/activos)$ . Más información sobre esta identidad puede leerse en: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/dupont-analysis/>.

Cuadro 2. Capacidad de Planta y Tipo de Combustible. AES Dominicana y EGE-Haina (MW)

AES Dominicana			EGE-Haina			
Planta	Gas Natural	Carbón	Planta	Fuel #6	Carbón	Eólica
AES Andres	319		Haina IV	84.9		
Los Minas V	118		San Pedro	30		
Los Minas VI	118		Sultana	167		
San Lorenzo	34.5		Quisqueya 2	220		
ITABO 1		128	Barahona		46	
ITABO 2		132	Los Cocos 1			25
			Los Cocos 2			52
			Larimar			50
			Quilvio Cabrera			8
<b>Subtotales</b>	<b>589.5</b>	<b>260</b>		<b>502</b>	<b>46</b>	<b>135</b>
Porcentajes	<b>69.4%</b>	<b>30.6%</b>		<b>73.5%</b>	<b>6.7%</b>	<b>19.8%</b>

Fuentes: Ege-Haina Reporte Anuales. AES Dominicana Reportes Estadísticos.

El objetivo de la identidad es desplegar la rentabilidad sobre el patrimonio (ROE) con un conjunto de indicadores financieros como la rentabilidad sobre los activos (ROA), niveles de endeudamiento, ventas sobre activos y utilidades sobre ventas, de forma interrelacionada y gráfica. Esto permite visualizar el desempeño financiero de la empresa, en forma resumida.

En el caso de AES ha podido mantener rentabilidad de dos dígitos, durante 2013-2017. El ROE se redujo a la mitad de 2016 a 2017. Es necesario mencionar, que en 2016 se terminaron muchos de los contratos vigentes con los generadores. Estos fueron substituidos por contratos de corto plazo, pasando un significativo volumen de ventas de energía al mercado “spot”. Como consecuencia de esto, los precios de compra a los generadores se redujeron de forma sustancial. En adición, los intereses pagados a los generadores sobre los balances en cuentas por cobrar a las distribuidoras, también se redujeron.

En lo referente a EGE-Haina, la rentabilidad de la compañía ha registrado continuos descensos, alcanzando tan solo un 7%, en 2017. En 2016 y 2017, los niveles de endeudamiento de la firma aumentaron; pero el retorno sobre las ventas y las ventas sobre los activos se observan descendentes a partir de 2014. Estos indicadores, de mantenerse, implicarían mayor periodo de recuperación de recientes inversiones. También pudiese derivar en una significativa reducción en las inversiones de capital en futuras expansiones.

Una importante diferencia entre las dos compañías generadoras es que AES posee otra fuente de ingreso adicional, vía la venta de energía primaria, gas natural. Las facilidades de AES, en Andrés, Boca Chica, permiten vender gas natural líquido y comprimido. Los clientes incluyen a otros generadores, industrias, comercios y transporte.

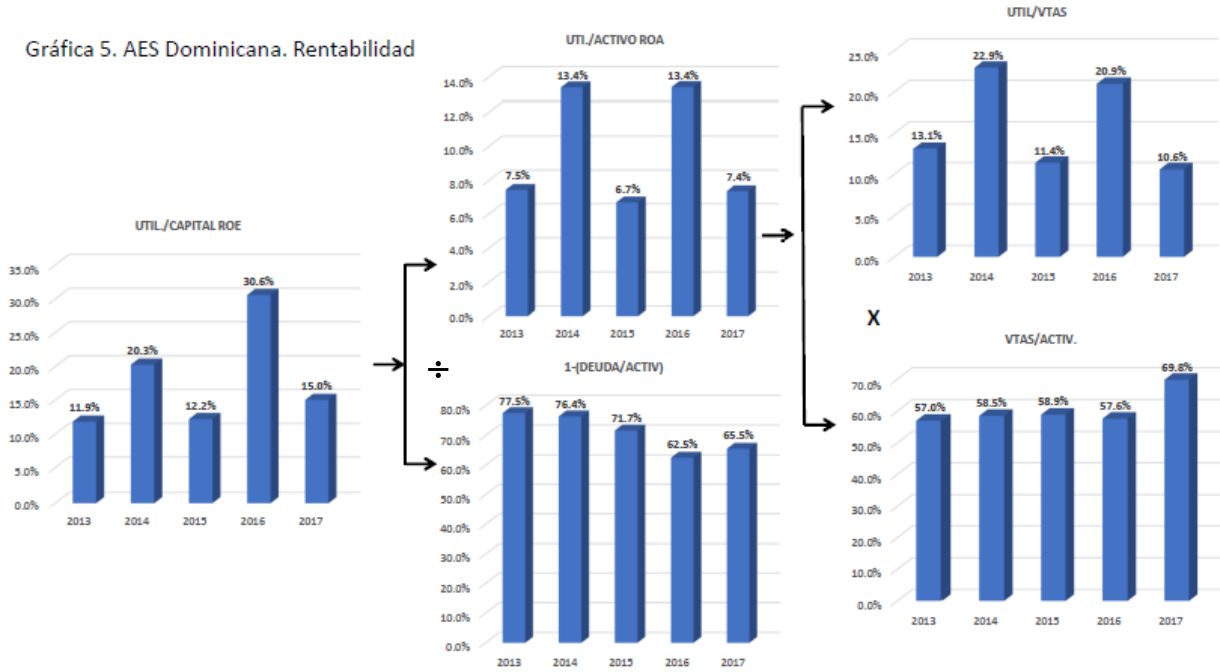
El Cuadro 3 despliega la composición de los ingresos de AES en energía y gas natural. Este último componente de los ingresos de la compañía superaba las ventas de energía en 2013 y 2014. El aumento en los valores de ventas de energía sobrepasa los valores de ventas de gas natural a partir de 2015. El promedio del porcentaje de ventas de gas natural sobre el total de ingresos anuales es de 47%. La participación media de las ventas de energía es de 53%. Esta mezcla de energía primaria (combustible) y energía secundaria (GWH) ha permitido a AES mantener mayores niveles de rentabilidad. Es posible que, si las perspectivas de largo plazo sobre la rentabilidad de la generación de energía no mejoran, AES pudiese decidir expandir sus ventas de energía primaria (gas natural).

**Cuadro 3. AES Dominicana. Ventas de energía y gas natural. US\$MM**

	2013	2014	2015	2016	2017
<b>INGRESOS</b>	<b>424.49</b>	<b>415.3</b>	<b>368.73</b>	<b>360.98</b>	<b>428.4</b>
Ventas de Energía	178.2	170.2	226.09	233.1	232.64
Ventas de Gas Natural	246.29	245.1	142.64	127.88	195.76
Ventas de Energía	42.0%	41.0%	61.3%	64.6%	54.3%
<b>Ventas de Gas Natural</b>	<b>58.0%</b>	<b>59.0%</b>	<b>38.7%</b>	<b>35.4%</b>	<b>45.7%</b>

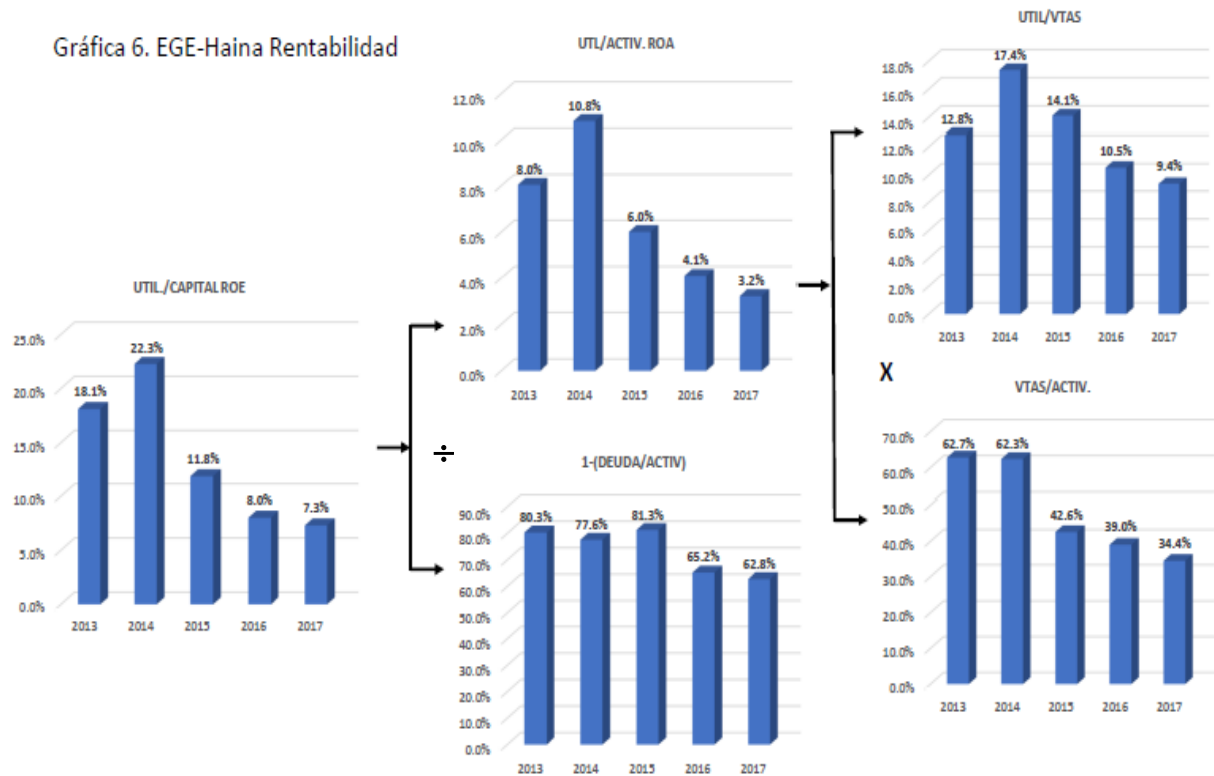
Fuente: AES Dominicana Reportes Estadísticos.

Gráfica 5. AES Dominicana. Rentabilidad



Fuente: AES Dominicana Estados Financieros Auditados

Gráfica 6. EGE-Haina Rentabilidad



Fuente: EGE-Haina. Estados Financieros Auditados

## 2. EL POTENCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

En adición al potencial de 13.4GW de energía eólica, indicados en la sección previa, la radiación solar sobre el territorio nacional se registra en un rango comprendido entre 5KWh/M2/año y 6KWh/M2/año. La Comisión Nacional de Energía afirma la existencia de un potencial de 1.8GW; sin embargo, en el caso de incluir terrenos con suelos salinizados, no lavables, el potencial sería mayor. Aún más, incluyendo techos de edificios públicos, terrenos en cuarteles militares y espacios utilizables dentro de los parques eólicos, el potencial es mucho mayor.

La generación solar, en 2017, fue de 0.29%, y el porcentaje correspondiente a la generación eólica alcanzó 2.31% (Cuadro 1). Aceptando un “límite de 20%” de penetración para las renovables, la generación con las mismas pudiese aumentar a unos 3,000 GWh, en lugar de 425.17GWh generados en 2017. Mayor penetración de energías renovables puede ser un elemento crítico para mejorar la competitividad del país.

La reducción de precios observados en los paneles solares y las turbinas eólicas; al igual que el costo por KWh generado con estas tecnologías, la han convertido en una opción a considerar. Varios estudios, como los de NREL, Lazard y GTM Research, han estimado costos de instalaciones fotovoltaicas en las cercanías del US\$1/KWp instalado. Este estimado es para grandes instalaciones comerciales (“Utility Scale”) y sin seguidores de movimiento solar. El Cuadro 4 resume algunos datos del estudio de NREL, de agosto 2017. Los datos de 2017 fueron estimados al cierre del primer trimestre.

**Cuadro 4. Costos por vatio instalado proyectos fotovoltaicos US\$**

MWp	5	10	50	100
Costo/Vatio DC	1.38	1.26	1.12	1.03
	2014	2015	2016	2017
Escala comercial	1.89	1.82	1.45	1.03
Residencial	3.44	3.18	2.98	2.8

Fuente: U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017

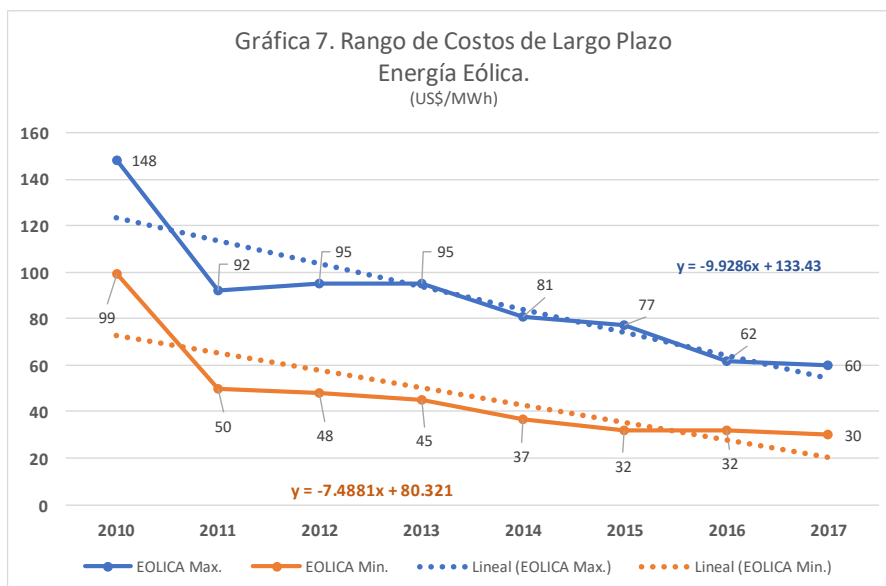
En el mismo Cuadro se detalla también la reducción en los costos para la escala comercial y residencial, en los Estados Unidos. Los costos para instalaciones residenciales superan los US\$2/KWp. Cabe indicar que estos costos, en instalaciones residenciales, sumaban los US\$7.24, en 2010. El costo para las instalaciones comerciales, en el mismo año, era US\$4.57.

Para ampliar sobre instalaciones residenciales, veamos el monto potencial de la inversión, y consideremos unos 10KW (10,000 vatios). Si instalamos paneles de 300 vatios y tamaño de 1.8 metros cuadrado por panel, la instalación necesitaría unos 33 paneles y 60 metros cuadrados de superficie de techo. La inversión totaliza unos US\$28,000. Esta cifra no incluye costos de transporte terrestre, fletes, seguros y gestiones aduanales. El potencial de producción anual, en una zona con radiación solar de 5KWh/M2/día, alcanzaría los 3,800 KWh/año.

Muchas de las instalaciones residenciales en el país, en lo que concierne a inversores de respaldo, se pueden enmarcar en un rango de potencia entre 1.5KW y 5KW; por lo que instalaciones fotovoltaicas entre 5KW y 10KW, lucen comercialmente viables. Esto así en virtud de que el uso de generadores Diesel podría elevar el costo del KWh por encima de los US\$0.35, a los costos actuales de combustibles. El retorno esperado sería de un 15%, financiando el 80% de la inversión, a una tasa de 7% anual en dólares. Existen precios de mercado, para módulos fotovoltaicos e inversores, más

bajos para diferentes niveles de calidad y vida útil más corta. Estos pueden constituir una opción para consumidores residenciales, con decisiones precio orientadas.

El estudio de LAZARD (LAZARD's Levelized Cost of Energy Analysis-Version 11.0. November 2017), muestra importantes reducciones de costos de capital y de generación para ambas fuentes de energía. La Gráfica 7 presenta el rango de costos de largo plazo para generación eólica. Los costos máximos registrados han descendido a un ritmo anual de US\$9.9/MWh. Los costos mínimos registran un promedio de reducción anual de US\$7MWh. La media a noviembre de 2017 se coloca en el rango deUS\$30-US\$60, el MWh.



Fuente: LAZARD V.11.0

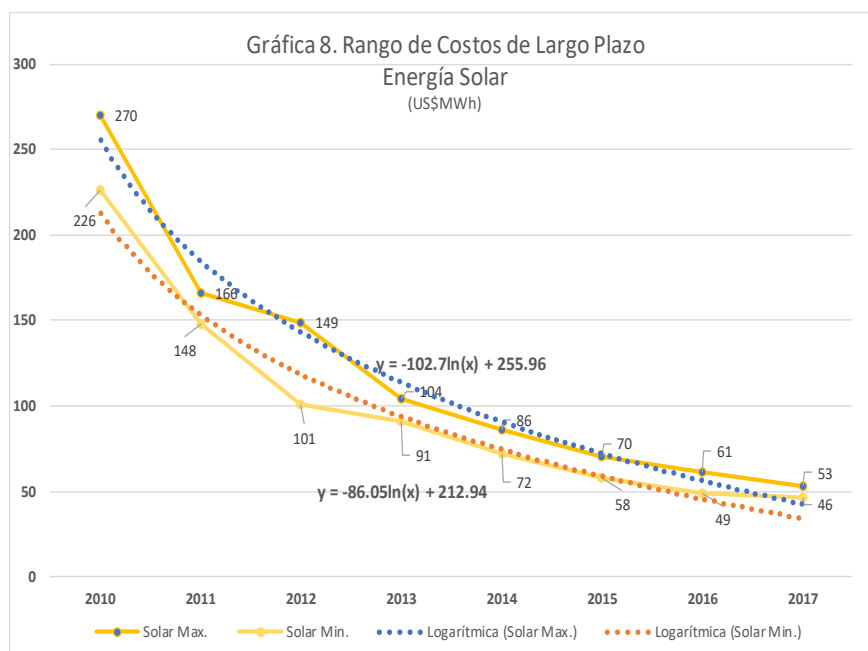
La forma de estimar estos costos de largo plazo implica estimar el flujo de efectivo, durante la vida útil del proyecto, los desembolsos de capital y gastos de operación y mantenimiento. El valor presente de dicho flujo se divide entre el total de energía a producir. Algunas estimaciones descuentan este flujo físico a la misma tasa aplicada al flujo de efectivo. Se debe indicar que los flujos físicos no se descuentan, en virtud de que un MWh en 2017, es el mismo MWh en el 2037.

Debe aclararse que ciertos equipos pierden eficiencia en el curso de su vida útil; por lo que, un factor de degradación anual puede ser utilizado para tener en cuenta esta reducción. Tal es el caso de los paneles solares que el primer año pueden producir entre un 90% y un 95%, de su capacidad nominal. A partir del segundo año, la generación puede disminuir a un ritmo de 0.05% anual. Esta estimación de costo de largo plazo de energía se le conoce por su denominación en inglés Levelized Cost of Energy (LCOE).

En el caso de la energía solar, la Gráfica 8 resume los valores de costos de generación de largo plazo. Estos costos también muestran significativas reducciones; aunque el ritmo es menor que el observado para la energía eólica. Las líneas de tendencia logarítmica muestran desaceleración en la caída; pese a que la reducción de 2010 a 2017 fue de un 80%. La caída en costos de generación eólica fue de 59%. Ambas fuentes de energía presentan costos de generación de largo plazo muy cercanos. La tendencia observada en los costos de energía solar pudiera indicar que los mismos no sigan disminuyendo. Además, recientemente (31 de mayo de 2018) China ha adoptado una medida por medio de la cual reducen la cantidad de GW a instalar, de energía solar, por año, según

información provista por la revista *New Energy Update: PV* en su publicación en la red, en junio 13 de 2018. La publicación señala que el posible exceso de oferta de corto plazo conllevaría a una reducción del 35% del precio de los paneles, en el presente año. Simultáneamente, la reducción en las instalaciones alcanzaría unos 8GW, en el mercado global.

Para el primer trimestre de 2018, GTM Research en su publicación de junio 18, señala que el 50% de la nueva capacidad instalada, fue fotovoltaica (2.5GW). Las tarifas impuestas en los Estados Unidos y las restricciones de importación de la Unión Europea pueden coadyuvar a mejorar los precios de los paneles solares, en los mercados emergentes. El efecto de la reducción de cuota de instalaciones solares en China, y las restricciones comerciales podrían reducir los precios en un tercio.



Fuente: LAZARD V.11.0

Las importantes reducciones observadas en el periodo 2010-2017 están asociadas con aumentos en la competencia y mejoras de eficiencias; tanto en los paneles solares, inversores y turbinas de viento. Los promedios de costos de ambas fuentes de energía las hacen atractivas, en el futuro inmediato. Estos precios no son muy diferentes a los de equipos de gas natural o grandes motores con opciones de quemar Bunker o gas natural. Un mayor uso de renovables explica la reducción en las importaciones de combustibles fósiles. Esto se traduce en mayor libertad energética y recursos liberados para otras alternativas socioeconómicas en el país.

Otro elemento importante que considerar en la planificación de inclusión de renovables en el SENI, es el costo de capital inicial para instalar un KW de capacidad. El Cuadro 5 resume los valores máximos y mínimos determinados en los estudios de LAZARD para los años 2015, 2016 y 2017. La inversión de capital requerida (US\$/KW) en los proyectos fotovoltaicos se redujo en un 13%, en los tres años indicados. El valor mínimo registrado, a noviembre 2017, fue de US\$1,100. Estos valores mínimos descendieron en un 18%, de 2015 a 2017. El monto de inversión de capital para instalaciones eólicas luce estable para dicho periodo. La diferencia entre ambas tecnologías, en los valores mínimos es de US\$100 por KW.

El costo de generación real por KWh depende del potencial del recurso, en cada caso. En lugares con radiación solar de 6KWh/M2/día y vientos inferiores a los 6 metros por segundo, por año, el recurso solar permitiría menores costos de generación. En lugares con incidencia de mucha nubosidad y vientos con velocidad media anual superior a los 7 metros por segundo, el recurso eólico permite costos de generación más bajos.

**Cuadro 5. Inversión de Capital por \$/KW**

		2015	2016	2017	%
<b>SOLAR</b>	MAX.	1600	1450	1400	-12.5%
	Min.	1350	1300	1100	-18.5%
<b>EOLICA</b>	Max.	1700	1700	1700	0.00%
	Min.	1250	1250	1200	-4.00%

Fuente: LAZARD V.11.0

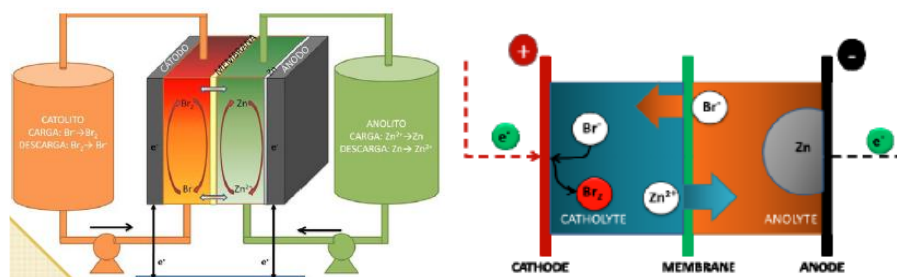
Unas de las restricciones de estas dos fuentes de energía es su variabilidad, ambas dependen de factores climáticos, lo que hace su gestión, una tarea relativamente compleja. El mercado de estas tecnologías ha estado acompañado de alternativas para el almacenamiento de energía. Muchos hogares de República Dominicana tienen experiencia con almacenamiento de energía en baterías con celdas de plomo. Estas permiten utilizar energía almacenada, por varias horas, y consumirla cuando hay interrupción en el servicio de electricidad.

Tecnologías de almacenamiento en proyectos fotovoltaicos y eólicos, permiten continuar el suministro de energía por un tiempo preestablecido; dada la capacidad del almacenamiento. Esto permite la entrada de plantas convencionales de respaldo, sin que la variabilidad del recurso renovable afecte la gestión de las redes, de forma negativa.

Dos tipos de tecnologías sobresalen para estos fines: 1) baterías de iones de Litio; 2) baterías de flujo. Las primeras son más conocidas por su amplia aplicación en la electrónica. Los teléfonos móviles utilizan este tipo de baterías. Las baterías de flujo son dispositivos de almacenamiento electroquímico. Permiten almacenar energía eléctrica por un proceso químico. La energía puede ser luego liberada, invirtiendo el proceso, en forma programada.

**Gráfica 9. Ilustración Esquemática de Batería de Flujo**

Cortesía: Jofemar Energy. España



Los químicos utilizados son Zinc (Br) o Vanadio. Las soluciones electrolíticas se mantienen en dos tanques separados. Este diseño mantiene las soluciones separadas por una membrana. El proceso se denomina reducción-oxidación. Uno de los componentes se oxida perdiendo electrones (energía eléctrica) y el otro componente se reduce (gana electrones). Los componentes no se consumen, sino que únicamente cambian su estado de oxidación. Algunos detalles adicionales pueden encontrarse en: [www.rutanmedellin.org/images/biblioteca/observatoriocti/02\\_ENERGIA/VT\\_ALMACENAMIENTO-ENERGIA\\_BATERIAS-DE-FLUJO\\_EIA.pdf](http://www.rutanmedellin.org/images/biblioteca/observatoriocti/02_ENERGIA/VT_ALMACENAMIENTO-ENERGIA_BATERIAS-DE-FLUJO_EIA.pdf)

El Cuadro 6 muestra información de costos de generación y monto de inversión de capital en estas tecnologías de almacenamiento. En los dos reportes revisados de LAZARD, sobre costos de largo plazo de almacenamiento de energía, el costo de generación prácticamente se ha reducido a la mitad. La inversión de capital luce relativamente elevada en comparación con la inversión asociada a las instalaciones solares y eólicas. El potencial de venta de servicios auxiliares a la red, con las tecnologías de almacenamiento, como la regulación de frecuencia, puede coadyuvar a su integración al SENI, de forma económicamente viable.

**Cuadro 6. Costos de baterías de flujo e iones de litio**

<b>Baterías de Flujo</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Costo de Energía \$KWh	605	261
Inversion de capital \$KW		3,300
<b>Baterías de iones de Litio</b>		
Costo de Energía \$KWh	594.5	300
Inversion de capital \$KW		2,776

Fuente: LAZARD. LCOE Almacenamiento

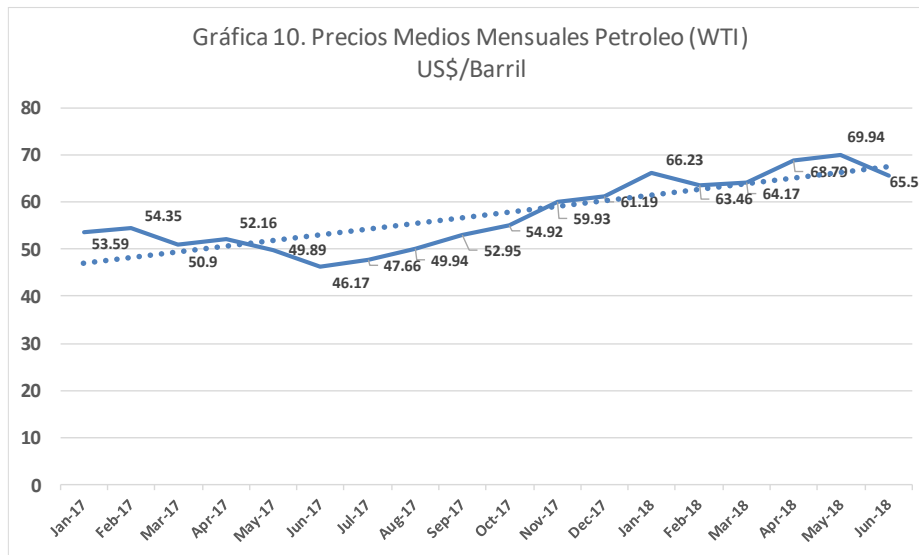
New Energy Update: PV, del 13 junio 2018, indica una reducción de precios de las baterías de iones de Litio, entre 2013 y 2016, en un rango entre 22% y 24%. Se estima que para el 2019, los precios por KWh alcanzarán los US\$250KWh. Llamada a propuestas de energía solar, incluyendo almacenamiento, por parte de Xcel Energy (Estados Unidos), produjo un precio récord de US\$36/MWh (mediana). AES Dominicana instaló 30MW de almacenamiento en baterías en sus plantas de Itabo y Andrés, en enero de 2017 (Diario Libre, Energía, 31 de enero 2017). Esto luce indicar opciones de negocios para las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.

En adición a la regulación de frecuencia, el arbitraje de energía eléctrica de horas con tarifas bajas a horas picos, en especial para operaciones comerciales, también constituye una corriente de ingresos para este servicio. Existen otras tecnologías de almacenamiento no discutidas en esta versión del Monitor Energético. Mejorar los modelos de pronósticos de clima, en base a observaciones diarias, es otro factor que contribuye a mejorar la utilización de renovables.

### 3. PRECIOS DEL PETRÓLEO

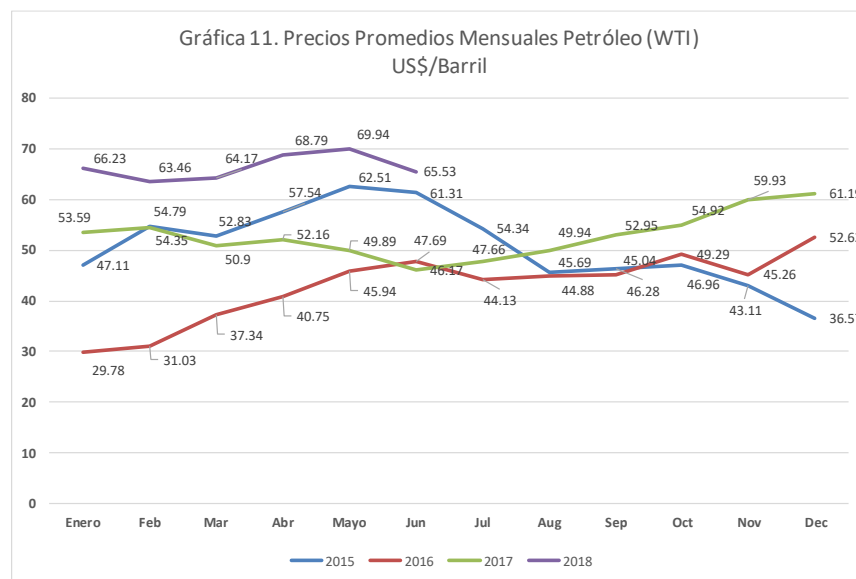
Desde enero 2017, cuando el precio promedio del barril alcanzó US\$53.59, este ha mostrado una tendencia alcista. El promedio del mes de mayo 2018 fue US\$69.94. Este aumento representa un 31%, con relación a enero 2017. La Gráfica 10 ilustra la tendencia antes mencionada. Las correcciones posteriores del mercado impulsaron a la baja el precio del barril. El promedio al 15 de junio del 2018 fue US\$65.53.

Los movimientos de los precios medios del barril, en fechas recientes, han superado la barrera de los US\$50. Los pronósticos de corto plazo señalan que es muy probable que puedan mantenerse sobre los US\$60/barril.



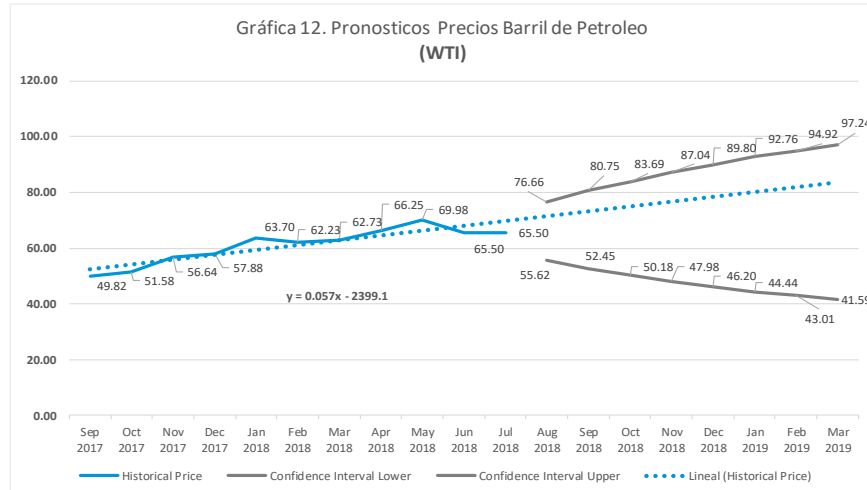
Fuente: Banco Mundial/Index Mundi. EIA mayo y junio.

La Gráfica 11 presenta detalles adicionales sobre el movimiento de los precios del petróleo, en los últimos 42 meses. Los promedios mensuales para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 (junio) muestran la variabilidad de estos. Los promedios para los años indicados son 50.75; 42.81; 52.80 y 65.66, respectivamente. Si observamos los precios promedios a diciembre de cada año; los cuales son: 36.5; 52.62; 61.19 y 65.5, respectivamente, indican potenciales alzas futuras. La tendencia alcista observada se ha mantenido a la fecha, con fluctuaciones que no han reducido el precio por debajo de los 50 dólares por barril desde el último trimestre de 2017.



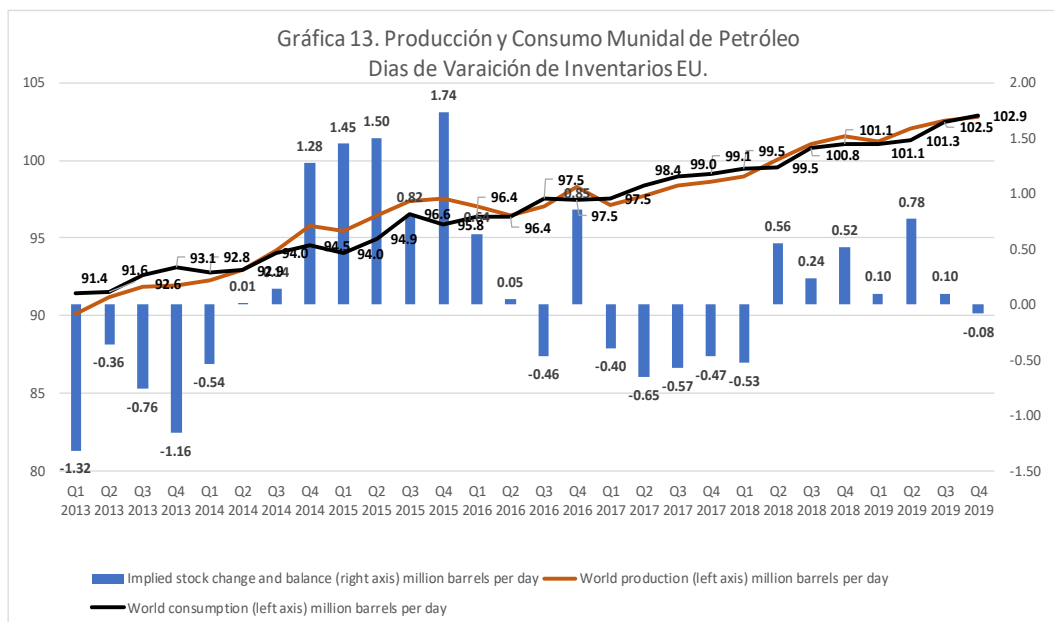
Fuente: Banco Mundial/Index Mundi. EIA mayo-junio 2018.

Las predicciones de corto plazo, para el barril de petróleo, realizadas por la Agencia de Administración e Información de Energía (EIA por sus siglas inglesas) se resumen en la Gráfica 12. El pronóstico medio para los próximos meses, julio y agosto, podría mantenerse en US\$65.5. Sin embargo, el precio muy probablemente aumente a los US\$65.5 y US\$76.66, con un 40% de probabilidad.



Fuente: Energy Information Administration (EIA).

El crecimiento de la demanda por petróleo de China e India, al igual que la reducción de los inventarios en Estados Unidos, en 2017, explican parte de la subida observada en los precios. El analista Jody Chudley, en su artículo de enero 18, 2018, The Daily Edge, comentaba sobre los detalles de movimientos de inventario de Estados Unidos al finalizar 2017. La caída de 31 días de suministro almacenado a 24 días superó las variaciones observadas de 2 días de almacenamiento, en el promedio de los últimos cinco años. La Gráfica 13 presenta los movimientos de inventarios con los datos publicados por la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos.



Fuente: Energy Information Administration (EIA).

Para el segundo trimestre del 2018, se puede observar en la Gráfica una producción mundial que es mayor que el consumo. Esto permitiría reponer inventarios con aumento simultáneo de precios. Bajo el escenario de que OPEP extienda sus cortes de producción y la crisis de Venezuela termine afectando la totalidad de la producción de PDVSA, las fuentes no convencionales de hidrocarburos pudiesen completar la oferta, si los precios actuales continúan su escalada alcista.

Actualmente, la EIA estima las fuentes no convencionales en un 5% de la producción mundial actual. Manteniendo los niveles actuales de producción de petróleo de esquisto, la Cuenca Pérmica, localizada entre Texas y Nuevo Méjico, está produciendo el doble que Venezuela. Este dato se obtuvo del análisis del Commerzbank, publicado en el Hoy de fecha febrero 8, 2018.

La misma fuente arriba citada señalaba el hecho de que los Estados Unidos realizó un embarque de petróleo hacia los Emiratos Árabes Unidos (EAU): “En diciembre 2017, Estados Unidos exportó unos 700,000 barriles de crudo ligero producido en el país a los EAU. Es el primer envío de petróleo estadounidense al cuarto productor más grande de la OPEP”.

Estados Unidos, desde la eliminación de la prohibición de exportar petróleo en 2015, ha hecho que los flujos tradicionales del comercio de este producto hayan cambiado. Previo a la fecha antes mencionada, era inimaginable que OPEP importara petróleo de Estados Unidos. Estados Unidos producirá un promedio de 10.6 millones de barriles por día, en 2018 (EIA).

La perspectiva inmediata incluye aumentos de precios para el petróleo, y aunque no vemos pronósticos de precios cercanos a los US\$100/barril, en los próximos seis meses; aumentos de US\$1/barril implican cargas importantes para nuestra economía. Costos de transporte, costos de generación, tipo de cambio e inflación estarían alcanzando niveles más altos. La tarea incompleta de explorar por gas y petróleo en suelo y costas del país tiene que ser completada. Además, los aumentos en los costos de generación, por aumentos en el precio del barril, también señalan la necesidad de una mayor utilización de fuentes renovables en la generación eléctrica.

En el escenario de una mayor penetración de energías renovables (3,000 GWh), se podría sustituir o eliminar plantas convencionales, utilizando petróleo, con capacidad de unos 380MW. El ahorro de petróleo puede estimarse, con un consumo de 8,800 BTUs/KWh o su equivalente de 1.6 barriles de petróleo por MWh, en US\$240MM ( $1.6 * 3,000,000 \text{MWh} * \text{US\$}50/\text{barril}$ ). Al precio de US\$65.50 el ahorro en la sustitución de energía con petróleo, por renovables, pudiese alcanzar US\$314MM.

República Dominicana importa unos 8.7 millones de barriles de crudo y 8.1 millones de barriles de F.O. #6. Estos valores corresponden a los promedios anuales del periodo 2010-2017. Los precios medios correspondientes para el 2017 son US\$55.92 y \$48.85. El valor total de las importaciones de dichos productos alcanzó la cifra de US\$856 millones. Estas cifras han sido tomadas de las estadísticas de importación publicadas en la página del Banco Central.

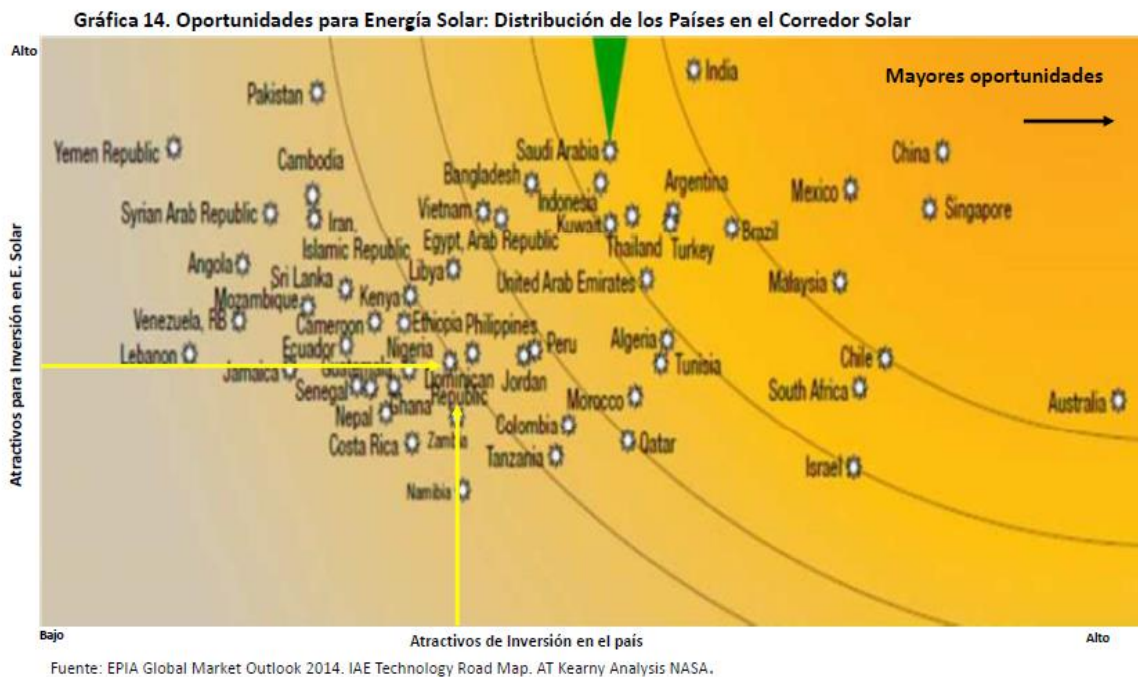
El aumento del barril a US\$65.50, eleva la factura de estos dos renglones de importación a US\$1,033 millones. El aumento en el valor de las importaciones sería mucho mayor, si incluimos los demás derivados de petróleo. Se requerirán más recursos al incluirse los demás derivados que importamos. Es por esto por lo que una mayor penetración de energías renovables es un objetivo prioritario.

Grandes empresas internacionales como: Microsoft, Apple, Ikea, Google, entre otras, han apostado a una mayor utilización de fuentes renovables, energía solar, en sus dependencias, a nivel global. Ikea tiene el 90% de sus tiendas, en Estados Unidos, operando con energía solar. En el mismo artículo publicado por Kent Moors en la revista “*Oil and Energy Investor*”, de junio 23, 2018, incluye

reseñas sobre tiendas como: Target (204 MW), Walmart, Inc. (150MW), y Macy's, Inc. (40 MW). Los números entre paréntesis corresponden a la capacidad instalada, a la fecha antes indicada.

El mismo gigante petrolero BP persigue el objetivo de crecer en el sector de energías renovables. Más aun, Arabia Saudita ha recibido propuestas para construir unos 300 MW de proyectos solares, en el año en curso. El plan de este país conlleva la instalación de 1GW anual de renovables. El objetivo, al 2030, es generar 9.5GWh con renovables (IRENA).

La Gráfica 14 muestra una distribución de los atractivos de inversión por país y atractivos para la inversión en energía solar. Desde un nivel bajo a un nivel alto. La República Dominicana está insertada en el “mapa” en un cuadrante de valores medios.



La visión de futuro de las empresas arriba mencionadas y de uno de los mayores productores de petróleo, sugieren incluir, en planes de corto y mediano plazo, la incorporación de más fuentes renovables en el SENI. Se sugiere cambios en la forma en que comercializamos energía; para así lograr mayor desarrollo del sector eléctrico.