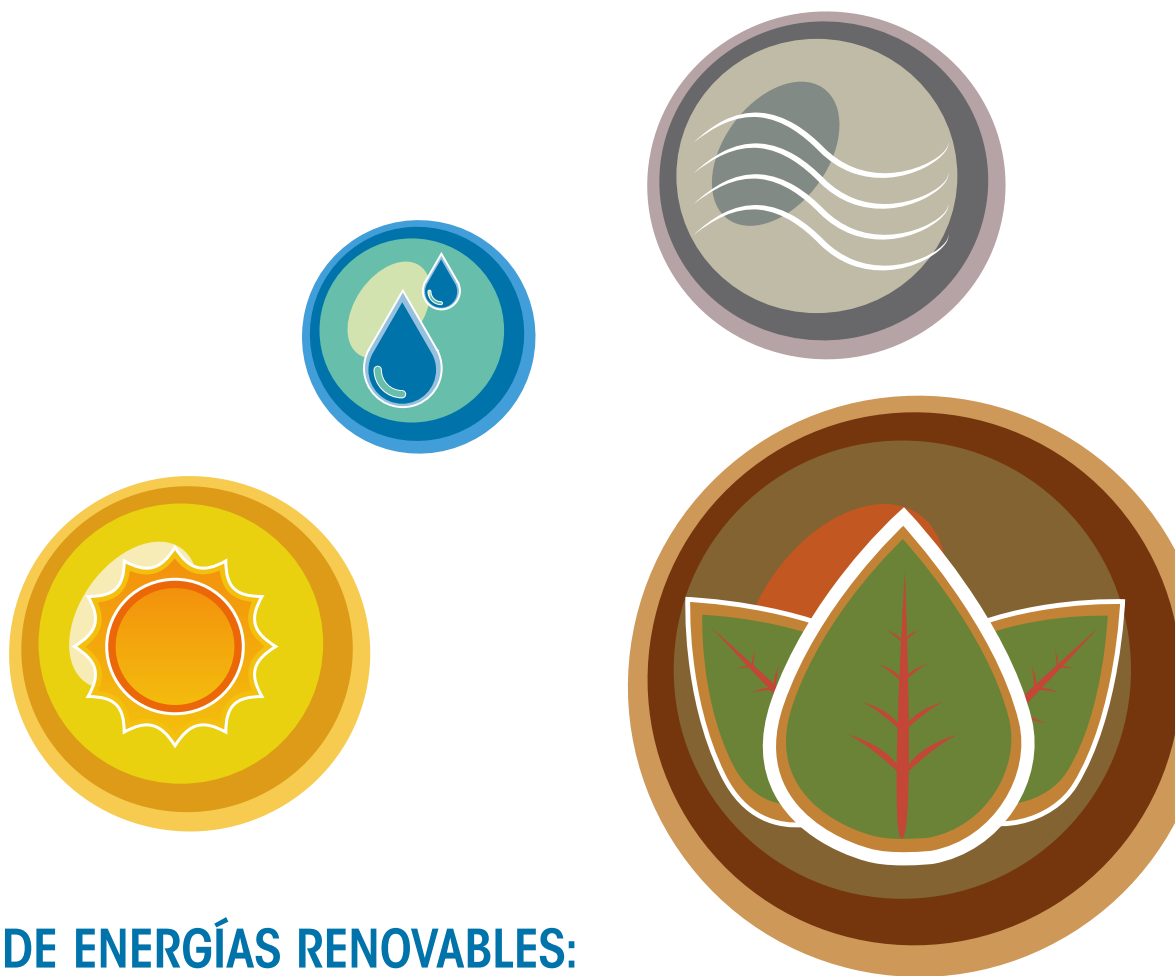


REmap 2030  
A Renewable Energy Roadmap



PERSPECTIVAS DE ENERGÍAS RENOVABLES:

# REPÚBLICA DOMINICANA

© IRENA 2017

Salvo que se indique lo contrario, el material contenido en este documento puede ser utilizado libremente, compartido, copiado, reproducido, impreso y/o conservado, siempre que se indique claramente su fuente y su autor. El material contenido en esta publicación atribuido a terceras partes puede estar sujeto a diferentes condiciones de uso y restricciones, y es posible que se requieran permisos adecuados de estas terceras partes.

Este reporte es una traducción no oficial de Renewable Energy Prospects: Dominican Republic, REmap 2030 (Prospectivas de Energías Renovables: República Dominicana, REmap 2030) (© IRENA 2016) (ISBN 978-92-95111-29-5 – print; ISBN 978-92-95111-30-1 – PDF). La versión original en inglés prevalece.

ISBN (impresión)

ISBN (PDF)

## Acerca de IRENA

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) es una organización intergubernamental que apoya a los países en su transición a un futuro de energía sustentable y actúa como la principal plataforma para la cooperación internacional. Un centro de excelencia y repositorio de conocimiento en materia de políticas, tecnología, recursos y financiamiento de energías renovables. IRENA promueve la adopción generalizada y el uso sostenible de todas sus formas, incluyendo bioenergía, geotermia, hidroelectricidad, energía oceánica, solar y eólica, con el propósito de lograr un desarrollo sustentable, acceso y seguridad de la energía, además de crecimientos económicos y prosperidad, bajos en carbono.

## Acerca de la CNE

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es la institución responsable de la formulación del Plan Energético Nacional, con un enfoque holístico que abarca todas las fuentes de energía, para promover un desarrollo ambientalmente sostenible y económicamente racional, contribuyendo al desarrollo de la política nacional de energía. La CNE promueve inversiones en tecnologías de energía renovable de acuerdo a las estrategias definidas por el Plan Energético y la Ley 57-07.

## Reconocimientos

Este estudio ha contado con los valiosos comentarios y guías de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Agradecimientos especiales a Juan Rodríguez por apoyar la realización del estudio y a Joan Genao por su experta contribución y su amable y dedicado apoyo durante el desarrollo del estudio. Un reconocimiento especial a Amer El Kadi (de la embajada de la República Dominicana en los Emiratos Árabes Unidos) por coordinar el compromiso entre IRENA y la República Dominicana durante la preparación del estudio.

Contribuciones adicionales durante el análisis y revisión fueron provistas por otro equipo del personal de la CNE (Francisco Mariano, Francisco Cruz, Manuel Capriles, Ángela González, Deury Ogando, Lenny Alcántara e Hipólito Núñez) y Andrés Manzueta, Alexis Vásquez, Pedro Santana del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, OC-SENI. El reporte contó además con los significativos aportes y comentarios de la revisión de expertos externos como Paul Deane, (University College Cork), George Reinoso (Consultor experto) César Santos (Pontificia Universidad Católica Madre y Maestra), Carlos Janariz (RENSA y la Asociación de Energía Renovable y Eficiencia Energética local) Paul Cárdenas (Mundo Solar Internacional) y Rubén Contreras, Ghislaine Kieffer, Álvaro López-Peña, Emmanuel Taibi y Dennis Volk, colegas de IRENA. Finalmente, se extiende un agradecimiento especial a la CNE (en particular a Luz Suárez) por su gran contribución en la realización de la traducción de esta publicación.

**Autores:** Dolf Gielen, Deger Saygin, Francisco Gáfaró, Isaac Portugal, Laura Gutiérrez y Tomás Jil (IRENA)

**Cita del reporte:** IRENA (2016), Prospektivas de Energías Renovables: República Dominicana, REmap 2030, Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), Abu Dhabi, [www.irena.org/remap](http://www.irena.org/remap).

Para más información o para hacer llegar sus comentarios, póngase en contacto con el equipo REmap en [REmap@irena.org](mailto:REmap@irena.org).

## Exención de responsabilidad

Esta publicación y el material contenido en el mismo son ofrecidos "tal cual". Todas las precauciones razonables han sido tomadas por IRENA para verificar la fiabilidad del material contenido en esta publicación. Ni IRENA, ni ninguno de sus funcionarios, agentes, terceras partes proveedores de datos o contenidos ofrece una garantía, explícita o implícita, y no aceptan la responsabilidad por las consecuencias del uso de la publicación o del material contenido en el mismo.

La información contenida en este documento no refleja necesariamente los puntos de vista de los miembros de IRENA. La mención de compañías o proyectos específicas no implica que sean avalados o recomendadas por IRENA con preferencia a otros análogos. Las designaciones empleadas y la presentación del material de este documento no implican la expresión de opinión alguna por parte de IRENA sobre la condición jurídica de cualquier región, país, territorio, ciudad o área, o de sus autoridades, o en lo relativo a la delimitación de sus fronteras o límites.

# PRÓLOGO DE IRENA



La República Dominicana, como muchos estados insulares, está enfrentando un número importante de desafíos que limitan su crecimiento económico, tales como la dependencia de la importación de combustibles, exposición a la volatilidad del precio de petróleo e incertidumbre en la oferta energética. Aunque es una de las economías más grandes y diversas del Caribe, aún depende en gran medida de la importación de combustibles fósiles, para satisfacer casi todos sus requerimientos energéticos.

Sin embargo, la República Dominicana se ha organizado para abordar estos desafíos ampliando sus recursos de energía renovable, los cuales pueden ayudarle a satisfacer la demanda energética al tiempo que se perciben beneficios socio-económicos significativos. El objetivo es utilizar el 25% más de electricidad renovable en 2025.

El despliegue acelerado de energías renovables en la República Dominicana, disminuiría los costos de la energía para los consumidores y crearía nuevas oportunidades de empleo, estimularía la actividad económica y ayudaría a cumplir los compromisos climáticos internacionales alineados con el Acuerdo de París. Además, reduciría la contaminación, mejoraría la salud pública y fortalecería la seguridad energética.

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) apoya a los países en el logro de sus transiciones hacia la energía sostenible a través de tecnología realista, alcanzable y variedad de recursos. La hoja de ruta REmap – hoja de ruta global de energía renovable de IRENA- ofrece conceptos valiosos sobre las oportunidades y retos venideros.

La República Dominicana debería establecer un marco regulatorio e institucional propicio para las renovables, así como incentivos financieros adecuados para atraer la inversión. Con las medidas apropiadas puestas en marcha, los recursos variables como el sol y el viento pueden ser integrados armónicamente a la red y el país puede aprovechar su vasto potencial de renovables en los sectores de calor, refrigeración, y transporte.

Las acciones claves descritas en este reporte pueden ayudar a impulsar la transición energética. Aún más, la experiencia de la República Dominicana puede proveer lecciones útiles para otras naciones insulares que buscan alcanzar un futuro energético sostenible.

**Adnan Z. Amin**  
**Director General**  
**Agencia Internacional de Energías Renovables**

# PRÓLOGO DE LA CNE

La República Dominicana es uno de los diez países más vulnerables a los efectos del cambio climático. Al mismo tiempo nuestro país necesita tratar con extrema seriedad las contribuciones específicas prometidas, bajo el Acuerdo de París.

De nuestra parte, reconocemos plenamente que lograr los objetivos de esos Acuerdos depende del cumplimiento de nuestros compromisos. Estos conllevan el desarrollo de las energías renovables, así como el mejoramiento de la eficiencia energética a través del país.

Esta hoja de ruta, por lo tanto, es de vital importancia para que la República Dominicana refuerce sus decisiones políticas e identifique los principales retos a encarar en el logro de esos objetivos, adoptando objetivos específicos cuyo análisis es esencial para permitirnos cumplir dichas metas.

Este reporte de las realidades energéticas de la República Dominicana, debería ser la primera de muchas oportunidades de colaboración entre la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) con el propósito de colocarnos en el rumbo del desarrollo de proyectos de energía renovable, especialmente en el sector eléctrico y de esa manera asegurar que para el año 2030 tengamos energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible.



**Juan Rodríguez Nina**  
**Director Ejecutivo**  
**Comisión Nacional de Energía, República Dominicana**

# CONTENIDO

PRÓLOGO DE IRENA.....	I
PRÓLOGO DE LA CNE .....	II
LISTA DE ABREVIATURAS.....	V
LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE TABLAS.....	IX
RESUMEN EJECUTIVO.....	1
INFORMACIÓN SOBRESALIENTE.....	15
1 EL PROGRAMA REMAP Y REMAP REPÚBLICA DOMINICANA .....	17
1.1 El programa REMap de IRENA.....	17
1.2 Enfoque REMap.....	18
Métricas para evaluar Opciones REMap.....	19
1.3 Principales fuentes de información y supuestos en REMap República Dominicana.....	22
2 PANORAMA ACTUAL – DESARROLLO DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN LA REPÚBLICA DOMINICANA.....	23
2.1 Factores impulsores de la energía renovable .....	23
2.2 Políticas de Energía Renovable .....	24
2.3 Tendencias recientes en el consumo de energía final total.....	25
2.4 Sector Eléctrico.....	28
Marco institucional y regulatorio.....	28
Principales actores y actividades en el sector eléctrico.....	30
2.5 Estatus actual de la energía renovable por sector .....	45
Energía Renovable en el sector eléctrico .....	45
Usos directos de las energías renovables en calefacción, refrigeración y transporte.....	49
3 POTENCIAL DE LAS RENOVABLES PARA 2030 DE ACUERDO A LAS PROYECCIONES NACIONALES DE ENERGÍA Y REMAP .....	50
3.1 Potencial de los recursos de energía renovable .....	50
3.2 Caso de Referencia 2030.....	51

3.3 REmap .....	53
El sector eléctrico y el potencial para una mayor absorción de las energías renovables.....	53
Usos directos de energías renovables en la industria y los edificios.....	57
Papel de las energías renovables en el sector transporte.....	59
Resumen de las Opciones REmap .....	60
<b>4 QUÉ SE NECESITA PARA HACER REALIDAD EL POTENCIAL DE REMAP? .....</b>	<b>62</b>
4.1 Sector eléctrico .....	62
Desafíos institucionales y económicos.....	62
Los desafíos técnicos.....	64
4.2 Sectores de uso final.....	79
Industria.....	82
Transporte.....	82
Edificios.....	82
Áreas claves de acción para las energías renovables utilizan en los sectores de uso final.....	82
4.3 Desarrollo del mercado de bioenergía .....	86
<b>5 LOS COSTOS Y AHORROS DE LAS RENOVABLES EN LA REPÚBLICA DOMINICANA.....</b>	<b>90</b>
5.1 Necesidades de inversión .....	90
5.2 Costos de la energía renovable en la República Dominicana.....	90
5.3 Beneficios de las Opciones REmap .....	93
<b>6 SUGERENCIAS PARA ACELERAR LA ADOPCIÓN DE LA ENERGÍA RENOVABLE .....</b>	<b>97</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>99</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>103</b>
ANEXO 1: RESUMEN DE RESULTADOS .....	103
ANEXO 2: PROYECCIONES DE PRECIOS DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS.....	104
ANEXO 3: COSTOS Y PARÁMETROS TÉCNICOS DE TECNOLOGÍAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO EN 2030 .....	105
ANEXO 4: MAPA DE RECURSOS DEL GLOBAL ATLAS DE IRENA.....	106
ANEXO 5: PLANTAS EXISTENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA E INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN DE LOS MAPAS DE LA CNE.....	108
ANEXO 6: HIPÓTESIS GENERALES SOBRE LOS INDICADORES DE LA REPÚBLICA DOMINICANA .....	109

# LISTA DE ABREVIATURAS

<b>°C</b>	Grados Centígrados	<b>ERCOT</b>	Energy Reliability Council of Texas (Consejo de Confiabilidad del Servicio Eléctrico en Texas)
<b>BRGM</b>	Bureau de Recherches Géologiques et Minières (Oficina de Investigación Geológica y Minera)	<b>ERV</b>	Energía Renovable Variable - VRE (variable renewable energy)
<b>CCE</b>	Centro de Control de Energía	<b>ETED</b>	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
<b>CDE</b>	Corporación Dominicana de Electricidad	<b>exc.</b>	excluyendo
<b>CDEEE</b>	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales	<b>FAO</b>	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura
<b>CEB</b>	Compañía Eléctrica de Bayahibe	<b>GEI</b>	Gases de Efecto Invernadero
<b>CEFT</b>	Consumo de energía final total	<b>GJ</b>	Giga-julio
<b>CEPM</b>	Consortio Eléctrico de Punta Cana-Macao	<b>GLP</b>	Gas Licuado de Petróleo
<b>CH<sub>4</sub></b>	Metano	<b>GW</b>	Gigavatio
<b>CNE</b>	Comisión Nacional de Energía	<b>GWh</b>	Gigavatio-hora
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Carbono	<b>hr</b>	hora
<b>COP21</b>	Vigésima Primera Conferencia de las partes del Convenio-marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático	<b>IEA</b>	International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)
<b>CSP</b>	Concentrated Solar Power (Energía termosolar de concentración)	<b>inc.</b>	incluyendo
<b>CST</b>	Concentrated solar thermal (Energía solar térmica concentrada)	<b>INDC</b>	Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional)
<b>CSTPC</b>	Corporación de Servicios Turísticos de Punta Cana	<b>INECON</b>	Ingenieros y Economistas Consultores
<b>EDE</b>	Empresa Distribuidora de Electricidad	<b>IRENA</b>	International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de Energías Renovables)
<b>EE</b>	Eficiencia Energética	<b>julio</b>	julio (unidad de medida de trabajo de energía)
<b>EGEHID</b>	Empresa de Generación Eléctrica Dominicana		

<b>km</b>	kilómetro	<b>PIB</b>	Producto interno bruto
<b>km<sup>2</sup></b>	kilómetros cuadrados	<b>PJ</b>	petajulio
<b>ktep</b>	Mil toneladas equivalentes de petróleo	<b>p-km</b>	pasajero kilómetro
<b>kV</b>	kilovoltio	<b>ppm</b>	partes por millón
<b>kW</b>	Kilovatio	<b>PV</b>	photovoltaic (fotovoltaica)
<b>kWh</b>	Kilovatio-hora	<b>s.f. s/f</b>	sin fecha
<b>LCOE</b>	Levelized Cost of Energy (Costos Nivelados de la Energía)	<b>SE4All</b>	Sustainable Energy for All (Energía Sostenible Para Todos)
<b>m</b>	metro	<b>SENI</b>	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
<b>m<sup>2</sup></b>	metro cuadrado	<b>SIDS</b>	Small Island Developing State (Pequeños estados insulares en desarrollo)
<b>m<sup>3</sup></b>	metro cúbico	<b>SIE</b>	Superintendencia de Electricidad
<b>MEM</b>	Ministerio de Energía y Minas	<b>SWAC</b>	Sea Water for Air Conditioning (Sistemas de Acondicionamiento de Aire por aguas marinas profundas)
<b>mi</b>	milla	<b>T&amp;D</b>	Transmisión y Distribución
<b>MJ</b>	megajulio	<b>tep</b>	Tonelada equivalente de petróleo
<b>Mt</b>	Megatonelada	<b>TWh</b>	Teravatio-hora
<b>MW</b>	Megavatio	<b>UNEP</b>	United Nations Environmental Programme (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente)
<b>MWh</b>	Megavatio-hora	<b>UNFCCC</b>	United Nations Framework Convention on Climate Change (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático)
<b>NA</b>	No aplica	<b>USD</b>	United States dollars (Dólares de los Estados Unidos)
<b>OC-SENI</b>	Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado	<b>W</b>	Vatio
<b>OEDC</b>	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos		
<b>OLADE</b>	Organización Latinoamericana de Energía		
<b>ONU</b>	Organización de las Naciones Unidas		
<b>PEN</b>	Plan Energético Nacional (República Dominicana)		
<b>PHEV</b>	Plug-in hybrid electric vehicle (vehículo híbrido eléctrico enchufable)		



# LISTA DE FIGURAS

Figura ES1: Matriz energética final de la República Dominicana, 2014.....	2
Figura ES2: Cuota de energías renovables modernas, 2010–2030.....	4
Figura ES3: Uso final de energías renovables modernas en la República Dominicana en el Caso de Referencia y en REmap, en 2030.....	5
Figura ES4: Ubicación de la capacidad de generación eléctrica con energías renovables en REmap en 2030.....	6
Figura ES5: Emisiones de CO <sub>2</sub> provenientes de usos energéticos, 2010–2030.....	10
Figura ES6: Capacidad instalada de generación eléctrica, 2010–2030.....	11
Figura 1: Desglose de CEFT por sector, 2014.....	25
Figura 2: Matriz energética final de la República Dominicana, 2014.....	26
Figura 3: Porcentaje de uso de las energías renovables modernas por sector, 2010 y 2014.....	27
Figura 4: Desglose del uso de energía renovable por sector y aplicación, 2014.....	28
Figura 5: Principales desarrollos institucionales y legislativos de la República Dominicana en el sector eléctrico.....	30
Figura 6: Estructura Institucional en el mercado eléctrico de la República Dominicana.....	32
Figura 7: Demanda de energía eléctrica por sector y generación total, 1995–2013.....	33
Figura 8: Perfiles de demanda horaria del SENI para 2015.....	33
Figura 9: Capacidad total de generación eléctrica instalada en SENI por tecnología en la República Dominicana, 2000–2014.....	35
Figura 10: Desglose anual de generación de electricidad en SENI por tipo de combustible en República Dominicana, 2010–2014.....	35
Figura 11: Descripción del sistema de transmisión actual.....	37
Figura 12: Demanda de potencia máxima por área de transmisión.....	38
Figura 13: Mapa del alcance geográfico de las tres compañías estatales de distribución EDESUR, EDENORTE y EDEESTE y de los mayores sistemas aislados.....	39
Figura 14: Electricidad distribuida por cada Compañía Estatal de Distribución.....	40
Figura 15: Pérdidas de energía y energía facturada en el Sistema de Distribución de energía eléctrica, 2009–2013.....	41
Figura 16: Energía anual medida por SENI en años seleccionados (2002–2014).....	43
Figura 17: Desglose de comercialización de energía mensual por OC-SENI, 2014.....	43
Figura 18: Precio promedio mensual al cual las EDEs compraron electricidad entre 2014 y mediados de 2015.....	44
Figura 19: Generación y cuota de energía renovable en SENI, 2008–2015.....	46

Figura 20:	Capacidad hidroeléctrica instalada y generación anual, 2008–2015.....	46
Figura 21:	Disponibilidad de recursos de energía hidroeléctrica y factor de capacidad promedio.....	48
Figura 22:	Capacidad y generación eólica, 2010–2015.....	48
Figura 23:	Factor de capacidad mensual para parques eólicos (2013–2015) y plantas hidroeléctricas (2008–2014).....	49
Figura 24:	Capacidad instalada de generación eléctrica, 2010–2030.....	52
Figura 25:	Ubicación de la capacidad de generación eléctrica con energías renovables en REmap en 2030.....	54
Figura 26:	Uso final de energías renovables modernas en la República Dominicana en el Caso de Referencia y en REmap, en 2030.....	60
Figura 27:	Participación de las energías renovables en CEFT, generación de energía y sectores de uso final (incluyendo electricidad y excluyendo el uso tradicional de biomasa).....	61
Figura 28:	Resumen de características e impactos de la generación con energía renovable variable en la planificación y operación del sistema.....	65
Figura 29:	Proyecciones de demanda eléctrica al 2030 (izquierda) y curvas de duración de carga (derecha).....	66
Figura 30:	Simulación de generación eólica y fotovoltaica, demanda proyectada, demanda residual (izquierda) y curva de duración de carga (derecha).....	68
Figura 31:	Curva de duración de la penetración instantánea de ERV bajo el escenario REmap.....	71
Figura 32:	Curva de duración de rampa para el 2015 y 2030 con ERV bajo el escenario REmap.....	73
Figura 33:	Envoltentes de la tasa de rampa promedio para el 2015 y 2030.....	73
Figura 34:	Ubicación potencial de proyectos eólicos y principales centros de carga.....	76
Figura 35:	Carga neta local de los nodos críticos en el 2030.....	77
Figura 36:	Carga neta local para la Región Sur.....	78
Figura 37:	Área de techos cubierta por tecnologías de energía renovable en REmap en 2030.....	85
Figura 38:	Desglose del uso de bioenergía primaria en la República Dominicana, 2030.....	86
Figura 39:	Potencial de Suministro de Bioenergía en República Dominicana para biomasa primaria, 2030.....	87
Figura 40:	Promedio anual de necesidades de inversión en tecnologías de energía renovable, 2016–2020.....	92
Figura 41:	Curva de Costo-Suministro de Energía Renovable, por recurso renovable, Perspectiva empresarial, 2030.....	92
Figura 42:	Curva de Costo-Suministro de Energía Renovable, por recurso renovable, Perspectiva gubernamental, 2030.....	94
Figura 43:	Suministro total de energía primaria en la Republica Dominicana, 2010–2030.....	95
Figura 44:	Emisiones de CO <sub>2</sub> provenientes de usos energéticos, 2010–2030.....	96

# LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Plan de expansión de generación, proyectos con concesiones definitivas por tecnología y propietario.....	36
Tabla 2: Capacidad y líneas del sistema de transmisión .....	37
Tabla 3: Capacidad de transmisión del sistema (hacia la zona Central).....	38
Tabla 4: Plan de expansión de transmisión .....	39
Tabla 5: Características de las Empresas de Distribución de Electricidad de propiedad Estatal.....	40
Tabla 6: Características de los sistemas aislados .....	45
Tabla 7: Potencial y costos de suministro de bioenergía en la República Dominicana, 2030 .....	51
Tabla 8: Resumen de resultados por tecnología del año base, Caso de Referencia y REmap- sector eléctrico .....	56
Tabla 9: Resumen de resultados por la tecnología para el año base, Caso de Referencia y REmap - Usos directos en edificios e industria .....	58
Tabla 10: Resumen de resultados por tecnología para el año base, Caso de Referencia y REmap - sector transporte .....	60
Tabla 11: Energía Solar fotovoltaica y eólica por tamaño de la planta para las Opciones REmap .....	67
Tabla 12: Cuotas de energía de plantas de ERV y gestionables, 2030 .....	68
Tabla 13: Distribución de los proyectos y sus nodos de transmisión asociados .....	77
Tabla 14: Resultados de REmap en usos directos de energía renovable en la industria, 2030 .....	79
Tabla 15: Resultados de REmap en usos directos de energía renovable en el transporte, 2030.....	80
Tabla 16: Resultados de REmap en usos directos de energías renovables en edificios, 2030.....	81
Tabla 17: Promedio de requerimientos de inversión anual en capacidad de energía renovable por sector, 2016-2030 .....	91
Tabla 18 Promedio de costos de sustitución de Opciones REmap por sector en 2030 .....	91
Tabla 19: Indicadores financieros para el uso de energía renovable en la Republica Dominicana, perspectiva gubernamental .....	96



# RESUMEN EJECUTIVO

## Programa REmap de la Agencia Internacional de Energías Renovables

En el 2014, el uso de las energías renovables tuvo una participación del 18% del consumo total de energía final (CTEF). Si se combinan los planes de energía existentes y los propuestos, así como los objetivos energéticos de los países, la cuota global de energías renovables para 2030 ascendería al 21%. Esto representa una continuación de las tendencias de crecimiento observadas con anterioridad en la participación de las energías renovables.<sup>1</sup>

El programa REmap de la Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA por sus siglas en inglés, muestra que es posible duplicar la cuota de energía renovable para 2030 en comparación con 2014. Este crecimiento acelerado ayudaría a alcanzar el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) para una energía asequible y limpia, y contribuiría a mitigar el cambio climático.

REmap es una hoja de ruta desarrollada en estrecha cooperación y consulta con expertos locales (expertos en estadística, modeladores energéticos y expertos en política energética) nominados por los gobiernos. El estudio analiza el potencial, los costos y los ahorros económicos de las opciones de generación de energía con tecnologías de energía renovable. REmap proporciona una perspectiva sobre las opciones tecnológicas disponibles a nivel sectorial que representan el potencial realista de las renovables más allá de los objetivos y planes energéticos de ámbito nacional. Estas opciones tecnológicas se adicionan para formar curvas de costo de tecnologías. A julio de 2016, REmap colabora con más de 40 países, los cuales representan más del 80% de la demanda energética global al día de hoy.

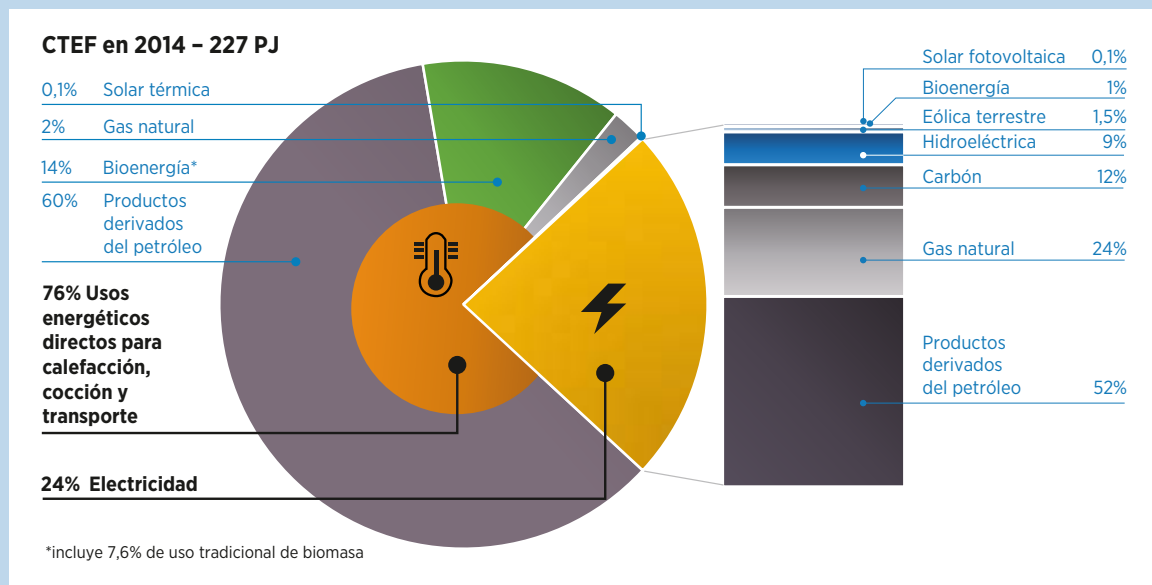
## Contexto

La República Dominicana es una de las economías más importantes y diversificadas de la región del Caribe, y su consumo energético está creciendo de forma acelerada. El país depende en gran medida de las importaciones de combustibles fósiles, los cuales comprenden casi todo el suministro energético primario hasta hoy.

La República Dominicana ha planteado metas ambiciosas para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) per cápita. Otro de los objetivos consiste en reducir la dependencia de las importaciones de combustibles fósiles, así como sus impactos en el medioambiente incluyendo aquellos asociados al cambio climático. La meta es reducir las emisiones de GEI en un 25% para 2030 con relación a 2010. El logro de este objetivo requerirá un cambio en la matriz energética del país. Las energías renovables pueden desempeñar un papel crucial para alcanzar los objetivos de cambio climático, así como para lograr la diversificación del suministro energético. Aunado a esto, el desarrollo acelerado de energías renovables puede reducir el costo energético para los consumidores y la factura de importación de combustibles. En 2014, la cuota de energía renovable en el conjunto de energía final total de la República Dominicana alcanzó el 16,3% (8,7% de energía renovable moderna y 7,6% de uso tradicional de biomasa, figura 2).

<sup>1</sup> Las energías renovables incluyen la bioenergía, la geotérmica, la hidroeléctrica, la oceánica, la solar y la eólica.

**Figura ES1: Matriz energética final de la República Dominicana, 2014**



Fuente: Estimaciones de IRENA basadas en balances energéticos nacionales

Nota: 1 kilotonelada equivalente de petróleo (ktep) = 41.868 megajulios (MJ)

El sector eléctrico es clave para conseguir un incremento de la cuota de energías renovables. En la actualidad, la matriz de generación eléctrica está basada esencialmente en hidrocarburos. En los últimos años, el sector eléctrico ha pasado por una serie de reformas cuyo objetivo es asegurar un suministro eléctrico seguro y asequible para los consumidores. Como parte de estas reformas, la Ley 57-072 establece objetivos específicos para que el sector eléctrico incremente su cuota de renovables a un 25% en la matriz de generación de electricidad para 2025. Para alcanzar esta meta, se han introducido una serie de políticas de apoyo que incluyen, incentivos fiscales y tarifas reguladas (feed-in tariffs). Un programa de electrificación rural también afianza el desarrollo de proyectos de energías renovables aislados (no conectados a la red eléctrica nacional), y el país está ampliando su infraestructura de red eléctrica para asegurar el acceso universal a la electricidad. Sumado a esto, se ha implementado un programa de reducción de apagones que tiene como objetivo mejorar la calidad del servicio de suministro eléctrico a la población. A pesar de los esfuerzos realizados y los logros alcanzados, el éxito de las reformas ha sido parcial.

En este entorno en evolución, caracterizado por una creciente demanda de electricidad, el cúmulo de nuevos proyectos de generación de electricidad alcanza los 2,4 gigawattios (GW). De éstos, el 66% corresponde a proyectos con tecnologías de energías renovables – principalmente eólica terrestres e hidroeléctrica. El país cuenta con un potencial significativo de recursos renovables, que va más allá de lo que se ha considerado en la planificación hasta ahora. Éste se puede desarrollar no solo en el sector eléctrico, sino en otros sectores, incluyendo los usos directos de energía renovable en edificios residenciales y comerciales, la industria y el transporte.

2 Ley 57-07 de 7 de mayo del 2007, sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales.

Esta hoja de ruta se desarrolló en estrecha cooperación con la Comisión Nacional de Energía (CNE). La hoja de ruta cuantifica el potencial de energías renovables por tecnología que puede alcanzarse de forma realista para 2030 en la totalidad del sistema energético de la República Dominicana, teniendo en cuenta los costos y ahorros asociados a estas tecnologías. Para realizar el análisis, la CNE ha facilitado datos energéticos y económicos de referencia, mientras que el potencial de energía renovable se ha calculado con la participación de sus expertos. Este es el primer informe preparado para la República Dominicana que cubre el sistema energético en su totalidad. Tal como se describe en esta hoja de ruta, cada sector tiene desafíos concretos en cuanto al despliegue acelerado de energías renovables. Con las condiciones adecuadas de marco regulatorio y soluciones técnicas, la República Dominicana puede ser un país clave en la región, que atraiga inversión significativa para el desarrollo de las energías renovables.

## Un sistema eléctrico que se desarrolla rápidamente

El sector eléctrico de la República Dominicana se está desarrollando rápidamente. Las reformas que empezaron a finales de la década de los 90's han definido su estructura institucional actual. Como resultado de dichas reformas, se ha llevado a cabo la separación de las actividades que conforman la cadena de suministro eléctrico, y se ha incrementado la participación del sector privado.

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, o SENI, suministra el 87% de la electricidad consumida en el país. La red de transmisión de alto voltaje pertenece a una única empresa estatal, la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana o ETED, mientras que tres compañías del sector público, con concesiones en tres zonas geográficas diferentes, distribuyen el 78% de toda la electricidad consumida. Otras siete empresas más pequeñas, en su mayoría privadas, generan y distribuyen electricidad en zonas no interconectadas al SENI. Grandes pérdidas de electricidad a nivel de distribución en las tres principales concesiones, afectan al día de hoy el sistema eléctrico. Esta situación está siendo tratada por el gobierno, ya que pone en riesgo la viabilidad económica del sistema.

La demanda nacional de electricidad ha experimentado un rápido crecimiento, aproximadamente un 45%, con respecto a la década anterior. La generación total de electricidad alcanzó los 18 terawatios-hora (TWh) en 2014 a partir de una capacidad instalada de generación de alrededor de 4,9 GW (incluyendo la capacidad del SENI, la de los sistemas aislados y las de los autoprodutores).<sup>3</sup> Más del 60% de la capacidad instalada opera con productos derivados de petróleo, principalmente fueloil pesado el cual es especialmente contaminante.

Las tecnologías de energía renovable representan un 15% de la capacidad total de generación instalada. La participación de energías renovables en el sector eléctrico a nivel nacional asciende al 11,5% de la generación eléctrica total. Esto se conforma de un 9% de energía hidroeléctrica, 1,5% de energía eólica, de 1% de bioenergía, y el resto corresponde a energía solar fotovoltaica. La capacidad instalada y la generación a partir de energía renovable están creciendo al mismo ritmo que la demanda de electricidad.

La contribución de las energías renovables fuera del sector eléctrico está limitada al uso de bioenergía para generación de calor industrial (la cual representa 27% de los usos energéticos directos en la industria), así como para cocción y calentamiento de agua en edificios (41% de uso tradicional de biomasa y 8% de bioenergía moderna del consumo energético final, excluyendo la electricidad). La utilización de energías renovables en estos sectores ha sido promovida esencialmente por iniciativas privadas, y por el momento no se han definido políticas que fijen objetivos para estos sectores.

<sup>3</sup> Del total de la capacidad instalada en este año, 3,7 GW pertenecen al SENI, mientras que los auto-productores y los sistemas aislados representan cerca de 0,9 GW y 0,3 GW, respectivamente.

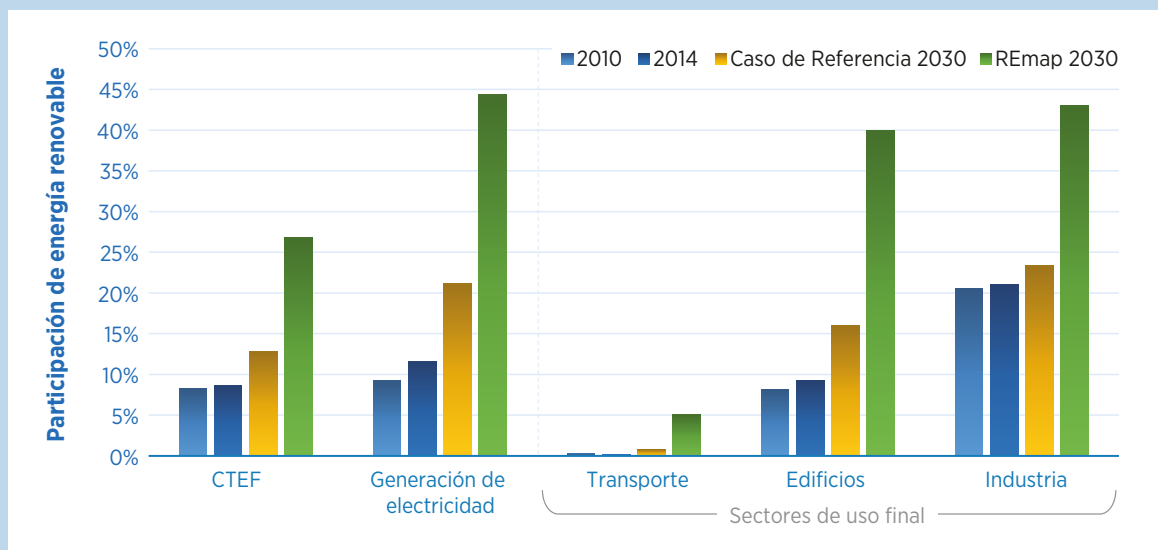
## Análisis REmap: perspectivas de energías renovables en la República Dominicana

La demanda total de energía final de la República Dominicana crecerá en un 2,2% anual entre hoy y 2030, alcanzando los 7 677 ktep anuales. Esto se basa en los resultados preliminares de las proyecciones de demanda energética entre 2013 y 2030 que la CNE estimó en colaboración con Fundación Bariloche, las cuales constituyen la base del Caso de Referencia (o manteniendo el statu quo, business as usual). En el Caso de Referencia, la cuota de energías renovables modernas representa el 13% de la matriz energética final total para 2030, en comparación con casi 9% en 2014 (excluyendo los usos tradicionales de la bioenergía).

La República Dominicana cuenta con abundantes recursos solares y eólicos y con potencial para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas que aún no se ha explotado en su totalidad. Por otro lado, en el ámbito de la bioenergía, los residuos y desechos agrícolas son las fuentes que ofrecen mayor potencial, el cual podría utilizarse para cubrir la demanda creciente de energía y a su vez incrementar la cuota de renovables más allá del Caso de Referencia.

Entre tanto, si todos los proyectos de energías renovables que están previstos pasan a implementarse, la participación de energías renovables en el total de generación de electricidad en el Caso de Referencia se eleva de alrededor del 12% en 2014 al 21% para 2030. Esto implicaría que la meta de suministrar el 25% de la

**Figura ES2: Cuota de energías renovables modernas, 2010–2030**



*Nota: Los sectores de uso final incluyen el consumo de energía renovable a través de usos directos y electricidad*

electricidad con energías renovables para 2025, establecida en la Ley 57-07, no se alcanzaría en el Caso de Referencia. Según el Caso de Referencia, la participación de energías renovables en los sectores de uso final, experimenta un ligero incremento entre 2014 y 2030, del 21% al 23% en la industria, del 9% al 16% en edificios, y del 0,3% al 0,8% en el sector transporte. Todo ello se muestra en la figura 2.

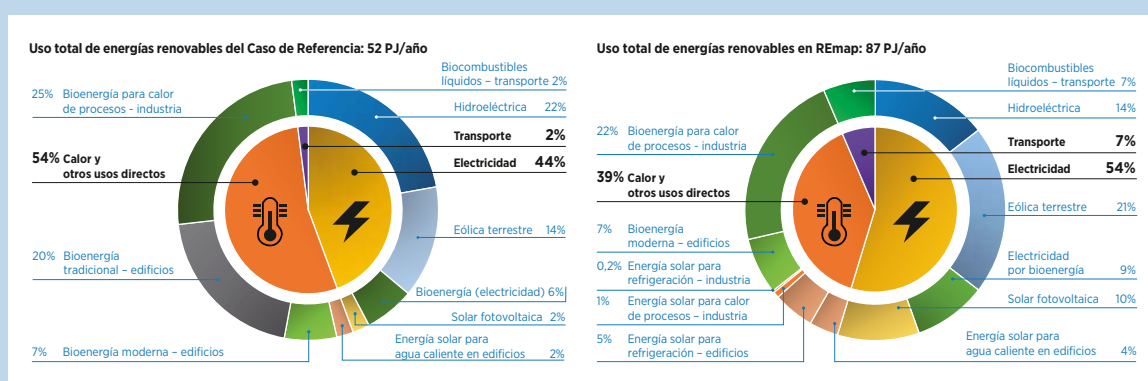
La implementación del potencial adicional de las opciones de tecnología renovable identificado en REmap incrementa la participación de energías renovables hasta el 27% en 2030 en la República Dominicana. En la



industria y en el sector eléctrico se observan las mayores cuotas de energías renovables, estimadas en un 43% y un 44% respectivamente. Por su parte, los sectores de edificios y transporte, tendrían un 40% y un 5% cada uno.

En el caso REmap, el consumo final de energía renovable puede duplicarse con respecto al Caso de Referencia para alcanzar 2 080 ktep al año en 2030. La bioenergía sería la mayor fuente de energía renovable, representando casi la mitad del uso total de energías renovables en 2030. Esto se explica gracias a que puede tener usos diversos en todos los sectores energéticos, incluyendo el sector eléctrico. La energía solar empleada en la generación de electricidad, calor y frío, constituye en conjunto un 20% del consumo total de energías renovables. Finalmente, las energías eólica e hidroeléctrica representan el 21% y el 14% del uso total de energías renovables, respectivamente.

**Figura ES3: Uso final de energías renovables modernas en la República Dominicana en el Caso de Referencia y en REmap, en 2030**



## La energía eólica y la solar lideran la generación de electricidad con energías renovables

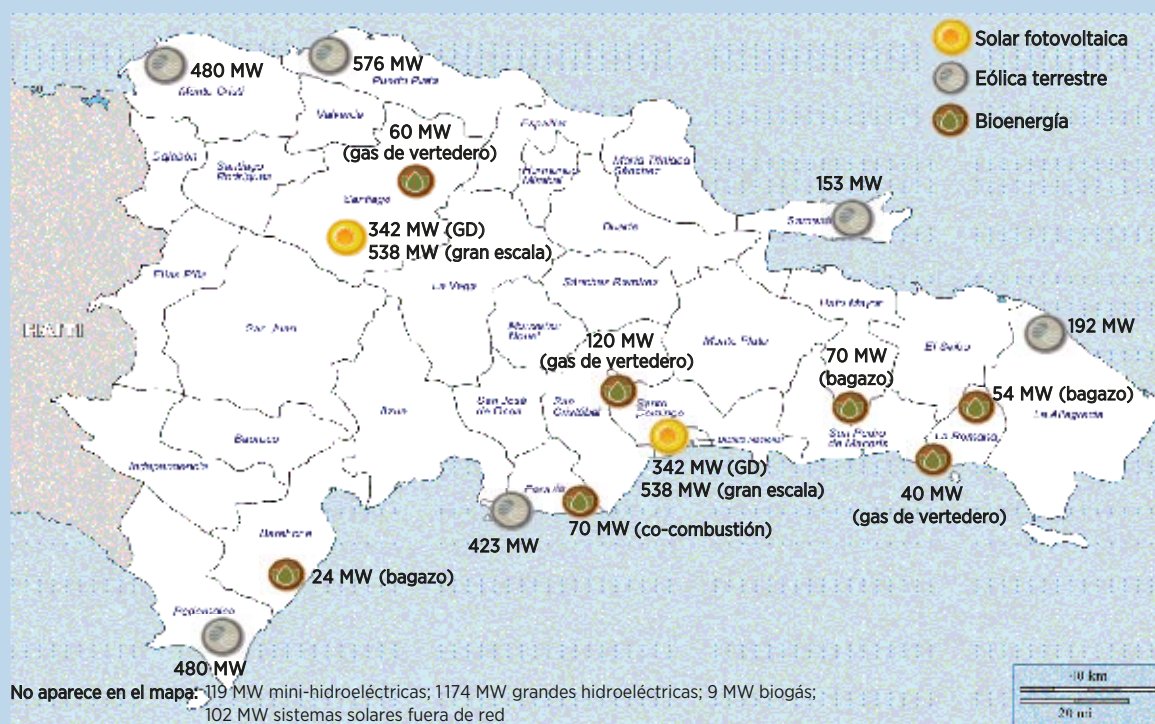
En el caso REmap, para 2030 54% de toda la energía renovable utilizada se deriva del consumo de electricidad proveniente de fuentes renovables. Los datos proporcionados por la CNE y las estimaciones de IRENA muestran que la República Dominicana podría generar 16 TWh de electricidad a partir de energías renovables para 2030. Esto se produciría a partir de una capacidad de generación renovable de 6 GW (de un total de capacidad instalada de 10 GW). La generación de electricidad renovable en REmap para 2030 es ocho veces mayor que los niveles actuales, y significativamente mayor que la expansión proyectada en el Caso de Referencia (7,7 TWh principalmente de la energía hidroeléctrica y de la eólica terrestre). Para poder desarrollar el potencial renovable identificado en REmap, se tienen que utilizar los abundantes recursos tanto de energía eólica terrestre, como de energía solar del país, los cuales se encuentran entre las opciones más rentables de la matriz energética.

**Eólica terrestre**, sería la mayor fuente de electricidad con recursos renovables, con una generación eléctrica de 6,1 TWh anuales en 2030. La capacidad eólica total, si se ponen en funcionamiento todas las Opciones REmap, sería de 2,3 GW. Ello se traduce en la construcción de alrededor de 45 parques eólicos entre hoy y 2030. Los proyectos eólicos se expandirían por todo el norte, este y sur del país, tal y como se muestra en la Figura 4.

**Solar fotovoltaica**, podría contribuir con 3 TWh a partir de una capacidad total de 1,9 GW en 2030 según REmap. Este potencial incluye tanto capacidad conectada a red (a gran escala y descentralizada), como capacidad fuera de la red en zonas no interconectadas. El potencial para desarrollar instalaciones a gran escala representa cerca del 60% de esta capacidad de generación fotovoltaica. Con el fin de desarrollar este potencial, se requiere de una tasa media anual de instalación de alrededor de 77 megavatios (MW) entre hoy y 2030. Por otro lado, la generación descentralizada conectada a la red nacional eléctrica contaría con una capacidad de 685 MW para 2030 en sistemas residenciales y comerciales, que cubrirían cerca del 8% de toda la demanda eléctrica en el sector de edificios. Según REmap, los proyectos solares se dividirían entre los dos centros principales de demanda, en Santo Domingo y Santiago, tal y como se muestra en el mapa a continuación. Finalmente, sistemas solares domésticos con una capacidad agregada de 102 MW (alrededor de 70 000 unidades) suministrarían energía al 2% de la población que aún carecerá de acceso a la electricidad en 2030.

**Bioenergía y residuos**, son otras fuentes importantes de generación de energías renovables. Hay potencial para incrementar la capacidad de bioenergía total a partir de bagazo y biogás, así como mediante co-combustión. Para 2030, la capacidad total instalada podría alcanzar 448 MW en el caso REmap. Esto se divide en cuatro fuentes. La primera concierne gas de vertedero, del gran vertedero Duquesa y de otros vertederos de gran capacidad, los cuales podrían sumar un total de 220 MW. En segundo lugar, se considera que los cuatro ingenios azucareros más importantes del país podrían alcanzar 148 MW de cogeneración para suministro de calor y electricidad provenientes de bagazo. Finalmente, el estiércol animal podría utilizarse para proporcionar 9 MW de biogás, y la co-combustión conjunta de biomasa y carbón en plantas eléctricas podría suministrar otros 70 MW. La mayoría de los proyectos de bioenergía se ubicarían en zonas del sur del país.

**Figura ES4: Ubicación de la capacidad de generación eléctrica con energías renovables en REmap en 2030**



GD: generación distribuida; km: kilómetro; mi: milla

## El papel primordial de los sectores de uso final

Además de la generación de electricidad con fuentes renovables, la otra mitad del uso final de energías renovables, procede del uso directo de energía renovable en los sectores de uso final. Sin embargo, al día de hoy los planes nacionales de energía de la República Dominicana no han hecho uso de este potencial de manera significativa.

El mayor potencial de utilización de energías renovables en las aplicaciones de uso final se ofrece para calor industrial. El calor de proceso de temperatura media puede generarse a partir de cogeneración a base de bagazo. Igualmente, los sistemas solares térmicos pueden emplearse para proporcionar calor de baja temperatura y frío. En REmap, se pondrían en funcionamiento 100 instalaciones para generación de calor calefacción y unas 85 de refrigeración en plantas industriales para 2030, lo que sumaría una capacidad total de 125 MW.

En REmap, la capacidad para calentar agua mediante energía solar podría alcanzar 1,4 GW en el sector de edificios, lo que proporcionaría la mitad de la demanda energética para calentamiento de agua tanto en edificios residenciales como comerciales – principalmente hoteles. Por otro lado, la demanda de refrigeración (para enfriamiento de espacios) ha ascendido considerablemente. Los factores potenciadores de este incremento son unos ingresos superiores, el crecimiento de la población y el sector hotelero. Los sistemas de refrigeración por energía solar y por agua marina pueden cubrir el 20% y el 5% de la demanda total de refrigeración de espacios de los edificios, respectivamente.

El sector hotelero genera cantidades significativas de desechos orgánicos procedentes, entre otros, de actividades de cocina y de los restos de comida que pueden transformarse en biogás, mediante un proceso de digestión anaeróbica, para utilizarlos como una fuente energética para cocinar. Se podrían instalar unos 100 de estos biodigestores en los hoteles de la República Dominicana para 2030.

Con respecto a las políticas actuales, se observa un crecimiento mínimo proyectado para las energías renovables en el transporte, las cuales sólo contemplan el uso de biodiesel. Sin embargo, el etanol y la movilidad eléctrica proporcionan un potencial adicional significativo. Esto sería un paso importante para el sector que demanda la mayor cantidad de energía total final de la República Dominicana. Dado que miles de hectáreas de tierra se utilizaban con anterioridad para producir caña de azúcar, se considera que al menos una parte de estos terrenos se pueden utilizar nuevamente para cultivar caña de azúcar para extracción de etanol. Para 2030, se podrán producir más de 170 millones de litros de etanol convencional, lo que permitirá alcanzar una mezcla del 15%, lo que requeriría la utilización de vehículos de tipo flex-fuel. En cuanto al biodiesel, se estima una mezcla del 5%, lo que representa un consumo total de 50 millones de litros. Es importante considerar que la producción de biocombustibles líquidos convencionales debe derivarse de fuentes sostenibles, y no competir con los recursos necesarios para la producción de alimentos.

El número de vehículos de cuatro ruedas para 2030 podría alcanzar las 220 000 unidades, lo que representa un 15% del parque automovilístico destinado al transporte de personas. Los vehículos de dos y tres ruedas tienen un potencial bastante importante, especialmente en las partes congestionadas de la ciudad y en los lugares turísticos. Se estima que, desde una perspectiva realista, se podrían poner en circulación 500 000 unidades de este tipo de vehículos para 2030. Todo presenta una serie de oportunidades para combinar la movilidad eléctrica con el suministro de electricidad renovable.

En conjunto, todos los tipos de vehículos eléctricos ofrecen una capacidad de almacenamiento de energía equivalente a 1,4 gigawatios-hora. Esto podría emplearse para proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico en la gestión de la variabilidad en la generación eólica y solar fotovoltaica.

## Ahorros significativos en la matriz energética renovable en 2030

El incremento de la cuota de energías renovables de la República Dominicana a un 27% de su matriz resultaría en ahorros económicos. En el análisis REmap, el costo y los ahorros de las opciones renovables se estiman tanto desde una perspectiva empresarial como gubernamental. La perspectiva empresarial se basa en los precios nacionales de energía, los cuales incluyen impuestos locales y subsidios. Bajo esta perspectiva se utiliza una tasa de descuento nacional del 12%. La perspectiva gubernamental se basa en los precios estándar internacionales de los productos energéticos y asume una tasa fija de descuento del 10%. El análisis de costos de esta hoja de ruta utiliza, como punto de partida, las proyecciones a 2030 de costos de inversión para tecnologías de generación de energía renovable. En lo que concierne a los precios de los combustibles fósiles, se asume una subida media del 40% entre 2010 y 2030 (en términos reales), así como la continuación de los esquemas de precios de los energéticos que se aplican actualmente. El análisis excluye los costos de infraestructura (p.ej. para capacidad de generación o transmisión eléctrica adicional) y los costos de las tecnologías instrumentales (p.ej. para integración a la red eléctrica).

En el caso REmap, más del 80% de todas las opciones tecnológicas basadas en energías renovables podrían implementarse obteniendo ahorros económicos si se comparan con las tecnologías no renovables a las que sustituyen. Desde la perspectiva empresarial, el conjunto de tecnologías de energías renovables identificadas más allá del Caso de Referencia, arroja ahorros de 62 dólares de los Estados Unidos (USD) por megavatio-hora de energía renovable final (o 17 USD por gigajulio-GJ). Desde la perspectiva gubernamental, estos ahorros serían de 68 USD por megavatio-hora de energía renovable final (o 19 USD/GJ). Esto se resume en ahorros anuales totales con un valor de 1020 millones de USD en la totalidad del sistema energético de la República Dominicana. Para desarrollar la pequeña fracción de tecnologías que incurren en costos adicionales, se requeriría un apoyo de inversión total de alrededor de 160 millones de USD por año.

También se pueden conseguir ahorros con base en la reducción de externalidades asociadas a las emisiones evitadas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y contaminantes atmosféricos. Según las estimaciones de esta hoja de ruta, cuando se tiene en cuenta esta reducción de externalidades, los ahorros anuales adicionales oscilarían entre 1100 y 4300 millones de USD en 2030. Esto daría como resultado un ahorro total de entre 2100 y 5300 millones de USD anuales para 2030.<sup>4</sup>

Adicionalmente se tienen ahorros en materia de salud, que por un lado se estiman sobre la base de los costos por unidad de cinco de las principales emisiones de contaminantes atmosféricos, provocadas por la combustión de combustibles fósiles en la generación de electricidad, calefacción y transporte.<sup>5</sup> Además, el uso tradicional de la bioenergía en los hogares en las aplicaciones de cocción y calentamiento de agua también resulta en contaminación de espacios cerrados. Estos costos externos por unidad se aplican concretamente al caso de la República Dominicana al tener en cuenta los desarrollos esperados en su producto interno bruto para 2030. Además, en el cálculo se asume un rango de precios de entre 17 y 80 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>, siguiendo el mismo enfoque aplicado al resto de los países del programa REmap. La sustitución en REmap de las tecnologías no renovables por renovables, recorta la demanda de combustibles fósiles en 2170 ktep en 2030, si se compara con las actividades comerciales al uso. Dado que gran parte

4 Los costos de las renovables se han comparado con las alternativas de tecnologías de energías no renovables asumiendo un crecimiento relativamente alto de los precios del petróleo a 2030; la evaluación de externalidades se ha realizado con base en una serie de parámetros estándar, lo que podría resultar en una sobreestimación de los ahorros en el contexto de islas. Por esta razón, se integra un análisis de sensibilidad para estos resultados en el informe completo.

5 Los cinco contaminantes atmosféricos evaluados incluyen: amoníaco, monóxidos de nitrógeno, partículas en suspensión, dióxido sulfúrico y compuestos orgánicos volátiles.

del consumo energético se suministra con combustibles fósiles importados, la reducción de su demanda disminuye también la factura energética anual en 1600 millones de USD.

Las inversiones totales en tecnologías de energías renovables que se necesitan para alcanzar una participación del 27% de energías renovables requerirían 566 millones de USD de inversión por año. De éstos, 337 millones de USD provendrían de las Opciones REmap y 229 millones de USD de las inversiones que se asumen en el Caso de Referencia.

Una menor combustión de combustibles fósiles reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> en unas 8 megatoneladas (Mt) por año de CO<sub>2</sub> para 2030. Esto supone un 23% de recorte de emisiones con respecto al Caso de Referencia. Esta disminución, sería un paso importante para que el país pudiera alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de GEI de sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés). Cerca del 70% del potencial de mitigación total procede del sector eléctrico.

## Desafíos para un crecimiento acelerado de las energías renovables

Si el uso de las energías renovables aumenta rápidamente, de la forma en como se ha considerado en este informe, habrá una serie de desafíos que superar. Una consulta con la CNE y otros actores del sector energético de la República Dominicana han identificado las barreras que actualmente impiden el rápido crecimiento de las energías renovables en el país. El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI), desarrolladores de proyectos y fabricantes de equipos fueron algunas de las instituciones involucradas en la consulta. Los retos identificados se refieren específicamente a las circunstancias que se observan actualmente en la República Dominicana. En el caso del sector eléctrico, los desafíos principales se refieren al marco institucional y regulatorio actual, así como a la necesidad de atraer el capital requerido para llevar a cabo las inversiones asociadas con las Opciones REmap. Además de ello, debe tenerse en cuenta que será necesario abordar retos técnicos asociados con la integración de grandes cantidades de energía renovable variable en el sistema interconectado.

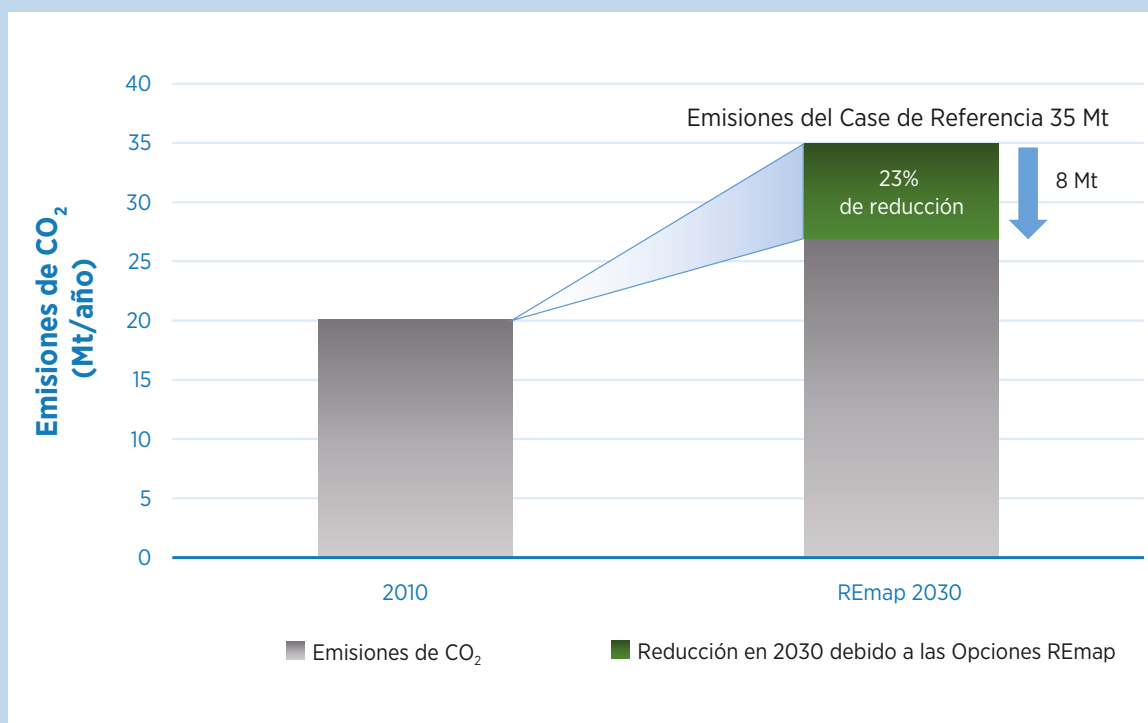
## Desafíos en el sector eléctrico

### *Desafíos económicos e institucionales*

Es importante reconocer que se necesita que surja una visión a largo plazo, basada en el potencial identificado en REmap, con objetivos intermedios claros, así como los incentivos necesarios para alcanzarla. Ello requiere mantener congruencia entre los Planes Energéticos y las Estrategias de Desarrollo Nacionales, para asegurar legitimidad.

Han de adoptarse un marco institucional y normativo robustos para proporcionar un entorno estable y atractivo y por ende conseguir las inversiones requeridas. Es necesario que el marco regulatorio permita que se pongan en funcionamiento los cambios requeridos en los procedimientos de planificación y operación del sistema eléctrico, incluyendo el mercado de electricidad. La finalidad de estos cambios debería ser la integración de un alto porcentaje de energías renovables variables.

Figura ES5: Emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de usos energéticos, 2010-2030



### Retos técnicos asociados con una alta participación de energía renovable variable

**Capacidad firme y flexibilidad en la generación:** para cumplir el potencial identificado en REmap, se necesitarían por lo menos 4 GW de generación gestionable (tanto renovable como no renovable), para cubrir los picos de demanda de electricidad en 2030 durante los períodos de baja producción de fuentes de energía renovable variable. Los planes de expansión de la generación a largo plazo, junto con los objetivos intermedios correspondientes, serán esenciales para alcanzar dicha condición. Los planes habrán de tener en cuenta los requisitos de flexibilidad y de capacidad firme para la generación gestionable, necesarios para garantizar el suministro confiable de electricidad. También se requieren mecanismos financieros adecuados para asegurar que la capacidad firme y ciertos servicios de flexibilidad por parte de algunas centrales térmicas, estén disponibles cuando sean necesarios. Estos mecanismos deberían considerar las nuevas condiciones de operación de las plantas gestionables, las cuales tendrán factores de carga reducidos derivados del incremento de la participación de energía eólica y solar.

**Desarrollo adecuado de la red eléctrica:** Santiago y Santo Domingo son los dos principales centros de carga en el sistema interconectado. Ambos están a una distancia considerable de las zonas con alto potencial eólico localizadas en el Norte, Oeste y Suroeste del país. Alcanzar el potencial identificado en REmap podría requerir una expansión adicional de la capacidad de transmisión para la generación eólica, con el fin de evitar restricciones poco rentables por congestiones en la red. La planificación de la expansión requerida en la red de transmisión, necesitaría de una acción coordinada con el desarrollo de objetivos de capacidad de generación de energías renovables planteadas en los planes energéticos de largo plazo. Los estudios y planes de expansión de la transmisión de largo plazo podrían necesitar proyectarse más allá de la pura capacidad de transmisión entre áreas, analizando otras alternativas, con el fin de encontrar el modo óptimo

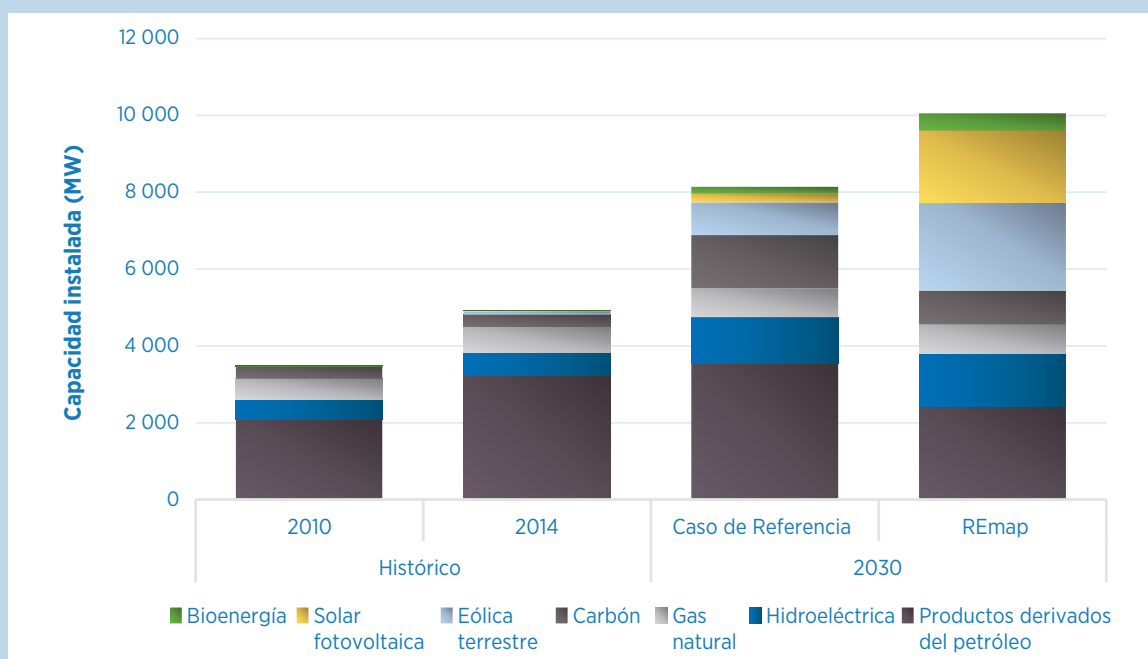


de gestionar potenciales congestiones en la red. Debería considerarse también la definición de reglas más claras y atractivas para los inversionistas, en cuanto a la financiación de la conexión a la red de la nueva generación renovable y los refuerzos necesarios en el sistema de transmisión.

**Gestión de la variabilidad y previsibilidad limitada de electricidad procedente de energías renovables variables:** puede que los procesos operativos del sistema eléctrico interconectado nacional tengan que revisarse y adaptarse a las nuevas condiciones impuestas por la variabilidad y la previsibilidad limitada de las energías renovables variables. La adaptación de la operación del sistema eléctrico y los procedimientos de mercado correspondientes deberían aunarse a los objetivos de generación a medio plazo y a la puesta en marcha de nuevos proyectos de energías renovables. El beneficiarse de herramientas avanzadas de pronóstico de la producción con fuentes variables, para reducir los costos operativos del sistema, requeriría una mayor frecuencia en las actualizaciones del despacho de la generación y el uso de las opciones de flexibilidad disponibles para responder a los cambios en los despachos previamente definidos. La adaptación a los procesos operativos y de mercado puede requerir ampliar y modificar los códigos de la red existentes. Igualmente, se necesitarían incentivos para implementar las opciones de flexibilidad y mejorar los pronósticos de producción de las renovables variables, los cuales son necesarios para facilitar la operación del sistema bajo las nuevas circunstancias.

**Gestión de los niveles instantáneos de penetración para energía eléctrica renovable variable:** en el sistema eléctrico aislado de la República Dominicana, los altos niveles de penetración de las energías renovables variables pueden traer nuevos desafíos para la seguridad y estabilidad de la operación del sistema. La evaluación realizada en este estudio sugiere que en el caso REmap, hasta un 10% de la electricidad total que podría generarse con las energías renovables variables en 2030 tendría que restringirse para garantizar la seguridad del sistema. Aquí, se asume que tecnologías y procedimientos operativos de vanguardia que hoy en día no están implementados en la República Dominicana estarán disponibles en el 2030. La utilización

**Figura ES6: Capacidad instalada de generación eléctrica, 2010–2030**



de las últimas tecnologías y prácticas de operación en el futuro, podrían permitir reducir la cantidad de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable variable que debe ser restringida hasta menos de un 2%. Este valor se calculó teniendo en cuenta las características específicas de SENI en la medida de lo posible, pero se basa en gran medida en parámetros en consonancia con la experiencia internacional. Los desarrollos futuros de las características y la economía de SENI podrán cambiar estas estimaciones. Por ello, se necesita comprender e identificar, mediante estudios técnicos detallados, los niveles máximos de penetración para las posibles configuraciones futuras del sistema eléctrico dominicano. Las medidas necesarias para una gestión eficiente de las posibles restricciones han de definirse en concordancia con los objetivos de expansión de la generación a medio y largo plazo.

## Desafíos en los sectores de uso final

**Edificios:** existe una amplia gama de calor renovable y de tecnologías de refrigeración para reemplazar los combustibles fósiles en los hogares, edificios comerciales y hoteles. Incluso cuando no se consideren las externalidades, REmap sugiere que las tecnologías solares térmicas son rentables, aunque en algunos casos podría ser pertinente implementar apoyos de inversión para familias con pocos ingresos. Se considera también que es necesario crear una mayor concienciación entre los consumidores sobre las oportunidades que ofrecen las energías renovables. Por ejemplo, los residuos orgánicos generados en el sector hotelero son un recurso importante que puede transformarse en biogás para autoconsumo. Los planes energéticos actuales descuidan este potencial tanto en los edificios existentes como en la expansión que habrá en el parque inmobiliario.

**Industria:** este continuará siendo el sector que utilice en gran medida las energías renovables en el país – para generación de calor de proceso. Esto se debe a la disponibilidad de residuos y desechos que emplean los dueños de las plantas para la generación de calor. Aún hay más potencial para suministrar calor de proceso a temperaturas baja y media a partir de la energía solar térmica y la bioenergía. Sin embargo, para mantener la rentabilidad y la seguridad de funcionamiento, el suministro de combustible tiene que ser asequible y continuo, lo que plantea un desafío específico para las materias primas que siguen cierta estacionalidad, como es el caso de algunos residuos de biomasa. Los sistemas solares térmicos también precisan una capacidad de almacenamiento adicional. Aunado a esto, no todas las plantas industriales están diseñadas para que ser reacondicionadas para utilizar energía solar térmica, lo que conlleva una planificación más avanzada de espacios y de las modificaciones necesarias para ser integrada en el proceso.

**Transporte:** aunque el transporte consume la mayor parte de la energía de la República Dominicana, los planes nacionales de energía no consideran la utilización de energías renovables en el sector. Los biocombustibles líquidos podrían sustituir a la gasolina y al diésel, pero aún no existe un mercado para éstos, por lo que es necesario estimular la demanda estableciendo objetivos de consumo. También será esencial la planificación para el gran potencial proveniente de la industria cañera, sin olvidar que la seguridad alimentaria y la sostenibilidad son aspectos que deben ser resueltos.

Por su parte, la puesta en funcionamiento de las distintas formas de movilidad eléctrica identificadas en REmap ofrecen un potencial importante para la reducción de externalidades (concretamente en relación con la contaminación atmosférica). Todo esto precisa de una buena planificación para implantar la infraestructura requerida, para idear cómo ha de financiarse y que considere las implicaciones para el sector eléctrico.



## Desafíos en la utilización de la bioenergía

En el caso REmap, la bioenergía es una tecnología clave para la generación de electricidad, calor y transporte. Sin embargo, el potencial de suministro y la variedad de materias primas que pueden cultivarse son limitados. Surge, por lo tanto, la necesidad de priorizar el uso de los recursos de bioenergía más eficientes y rentables en los distintos sectores. Del lado del suministro los residuos y desechos serán la materia prima principal, dado que no tienen que competir con los recursos requeridos para la producción de alimentos. Los sistemas eficientes y ecológicos de recogida de materias primas serán esenciales para asegurar su disponibilidad. También se cuenta con las grandes áreas de tierra arable que fueron antaño usadas por la industria de la caña de azúcar y se estima que mientras se aborden las cuestiones de sostenibilidad, se conseguirá desarrollar el potencial ofrecido por estas tierras. Finalmente, los rendimientos agrícolas podrían mejorarse hasta alcanzar el nivel establecido por las mejores prácticas internacionales, especialmente en la producción de etanol para el transporte.

## Sugerencias sobre políticas

El informe completo REmap de la República Dominicana aborda el marco de las políticas energéticas del país en detalle, e incluye sugerencias específicas por sector. En este resumen, estas sugerencias están esbozadas para cada desafío identificado en la sección anterior:

Determinar objetivos claros y constantes sobre la participación de las energías renovables teniendo en cuenta la visión establecida en REmap. Asegurar que estos objetivos sean coherentes con otras estrategias nacionales, y que exista un marco institucional y regulatorio que esté en línea con los incentivos económicos adecuados para atraer inversión en tecnologías de energía renovable.

- » Asegurarse de que suficiente generación gestionable esté disponible para proporcionar la capacidad firme y la flexibilidad que necesita el sistema eléctrico. Diseñar los incentivos apropiados para este fin con el respaldo de un plan de expansión de generación actualizado que integre objetivos intermedios.
- » Alinear la planificación de las redes de transmisión con los objetivos de energías renovables, y evaluar los costos y beneficios de la expansión de la red eléctrica y de otras medidas locales de balance, para asegurar una gestión eficiente de las posibles congestiones de la red.
- » Definir medidas que estén en consonancia tanto con la planificación para el desarrollo de las energías renovables, como con la capacidad de transmisión, con el fin de garantizar que se alcance un nivel económico en las restricciones de generación eléctrica con tecnologías de energía renovable variable. Explorar la viabilidad de las distintas medidas de flexibilidad para gestionar las restricciones de forma eficiente.
- » Idear e implementar incentivos y mecanismos de mercado adecuados para promover un sistema eléctrico flexible, capaz de funcionar bajo las nuevas condiciones de operación impuestas por la elevada participación de tecnologías de energía renovable variable.
- » Definir códigos y estándares para la construcción y renovación de edificios que contemplen el uso de energías renovables. Integrar el uso de energía renovable dentro de la planificación energética y urbana para acelerar su despliegue, asegurando un suministro de energía rentable a la población.

- » Planificar y desarrollar una estrategia para el uso de energías renovables en la industria, prestando especial atención al diseño técnico-económico, a las horas de funcionamiento y a los niveles de temperatura de los procesos industriales.
- » Crear un mercado de biocombustibles líquidos para el transporte, y promover la movilidad eléctrica en las áreas urbanas con congestión y en las partes turísticas del país. Este mercado debe aprovechar las sinergias con el sector eléctrico y planificar sobre la infraestructura requerida y sobre las necesidades de financiación.
- » Establecer metas para el uso de la bioenergía en aplicaciones en las que no se puede emplear alguna otra alternativa de energía renovable, y donde la bioenergía crea un valor añadido al sistema. Promover el uso de los recursos de bioenergía más rentables y eficientes para asegurar la sostenibilidad.

Esta hoja de ruta proporciona una perspectiva detallada sobre el potencial de energías renovables que se puede alcanzar de forma realista en la República Dominicana para 2030. Desarrollar las Opciones REmap para 2030 requerirá esfuerzos significativos al momento de planificar los objetivos intermedios y las medidas para alcanzarlos, especialmente en el sector eléctrico.

Los resultados de esta hoja de ruta para el sector eléctrico necesitan ser complementados con estudios técnicos y económicos detallados que se centren en el funcionamiento y la planificación de los sistemas interconectados en los que habría una alta participación de energías renovables variables. Previa solicitud, IRENA podrá posteriormente respaldar al gobierno de la República Dominicana realizando estudios detallados de tipo tecno-económico que respalden la utilización del alto porcentaje de energía solar y eólica propuesto en este análisis.

# INFORMACIÓN SOBRESALIENTE

- El sistema de energía de la República Dominicana se basa, en gran medida, en importaciones de combustibles fósiles, cuyo monto se sitúa en unos 5 billones de USD (dólares de Estados Unidos) anuales. Esto representa aproximadamente el 7% del Producto Interno Bruto del país (PIB) y el 90% de su principal fuente de energía.
- Las Contribuciones Previstas Determinadas a nivel nacional (INDC, por su sigla en inglés) establecen un objetivo ambicioso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI o GHG por su sigla en inglés) del país, en un 25% para el año 2030 comparado con el nivel de 2010. La energía renovable y la eficiencia energética podrían jugar un papel importante en la consecución de estos objetivos.
- La Ley 57-07 de Incentivos al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales, es el principal instrumento legislativo del país para promover las energías renovables, incluyendo un número de medidas en todos los sectores energéticos, particularmente en el sector eléctrico. La Ley establece una meta del 25% de la electricidad a partir de fuentes renovables de energía para el 2025.
- La demanda total de energía en todo el país ha estado creciendo en alrededor del 1% anual, durante más de una década. Esta demanda total de energía final alcanzó 5 433 ktep (227 petajulios- PJ) anuales en 2014. Los combustibles fósiles suman el 62% de esa demanda. Las formas tradicionales y modernas de bioenergía proveen el 14% y la electricidad 24% – del cual, sólo el 11.5% es energía renovable (principalmente hidroeléctrica). En promedio, el 8.7% de la demanda total de energía final del país está cubierta por las energías renovables modernas.
- La estructura del sector eléctrico es el resultado de un proceso de reforma, que se inició a finales de la década de los noventa. Este proceso desagregó las actividades dentro de la cadena de suministro de electricidad, permitiendo la participación del sector privado. El Ministerio de Energía y Minas (MEM), formado en 2013, es el responsable de formular y administrar las políticas de energía. La CNE, establecida en 2001, contribuye al desarrollo de la política energética nacional, incluyendo la planificación energética para todo el país.
- La capacidad eléctrica total instalada para la generación de electricidad renovable en 2014 alcanzó 795 MW para generar 2.1 TWh por año, de electricidad renovable. Esto incluyó 613 MW de energía hidroeléctrica, 85 MW de eólica en tierra, 70 MW de bioenergía y 27 MW de energía solar fotovoltaica (PV- por su sigla en inglés) incluyendo auto-productores. Cerca de dos tercios de la capacidad prevista de nueva generación, está basada en energías renovables, lo cual incluye 588 MW de energía hidroeléctrica con plantas de más de 10 MW, 715 MW de eólica en tierra, 175 MW de energía solar fotovoltaica (PV) y 9 MW de mini-hidroeléctricas.
- Los sectores de uso-final están rezagados en la implementación de energías renovables en comparación con los desarrollos promisorios en el sector eléctrico. El uso actual de la energía renovable está concentrado principalmente en forma de bioenergía tradicional, para calentamiento de agua y cocción de alimentos, en el sector residencial.

- Esta hoja de ruta muestra que la República Dominicana tiene el potencial para elevar su cuota de energías renovables a 27% en 2030, considerando todo el panorama energético. Esto resultaría en un consumo anual de 2 080 ktep (87 PJ) de energía final renovable en ese mismo año. Esto se compara a una cuota de 13% si la República Dominicana sigue escasamente sus planes y objetivos actuales para las energías renovables.
- Si el potencial de las tecnologías en REmap se desarrolla, la cuota de energías renovables en el sector eléctrico alcanzará el 44%. Esto es significativamente más alto que el objetivo del 25% en la ley 57-07.
- La capacidad total instalada de energías solar fotovoltaica y eólica en tierra aumentará a 1.7 y 2.3 GW en 2030 respectivamente. La capacidad solar fotovoltaica se divide entre techos e instalaciones a nivel empresarial y se espera que se encuentren localizadas principalmente en las provincias Santo Domingo y Santiago. La eólica se desarrollaría en las regiones con el más alto potencial – las provincias del norte, sur y este.
- En los sectores de uso final, la cuota de energía renovable alcanzará 43% en edificios, 41% en la industria y 5% en el transporte, en 2030. Las opciones más importantes de las tecnologías renovables son: bioenergía para la industria, calentadores solares para agua en edificios, mezclas de movilidad eléctrica (incluyendo dos y tres ruedas) y biocombustibles para el transporte.
- Bajo REmap, más de un 80% de todas las opciones de tecnología de energías renovables, podría ser desplegado con ahorros financieros, si se compara con la tecnología no-renovable que ellas reemplazan. Los ahorros también son alcanzados como resultado de la reducción de las externalidades provenientes de evitar el CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) y la emisión de contaminantes del aire. Contabilizándolos, el ahorro total alcanza un rango entre los 2.1 billones y 5.3 billones de USD por año.
- El promedio de inversión total anual, que se necesita en el desarrollo de la tecnología de energías renovables entre 2016–2030 asciende a los 695 millones de USD. Se encuentra que 245 millones de USD son requeridos cada año para cubrir el Caso de Referencia y se necesita de 450 millones de USD anuales adicionales para implementar las Opciones REmap.
- Para que el uso de la energía renovable crezca rápidamente a lo largo de las líneas sugeridas en este reporte, hay un número de retos que deben asumirse. Una consulta con la CNE y otros estamentos del sector energético en la República Dominicana han arrojado luces sobre barreras y retos venideros, al rápido crecimiento de las tecnologías de energía renovable. Este reporte REmap, también ha analizado más profundamente los desafíos técnicos, para la integración de las tecnologías de energía renovable variable del sector eléctrico.
- Sugerencias de alto nivel han sido provistas para lidiar con los retos identificados, incluyendo la perspectiva institucional y regulatoria, la planificación energética, los retos técnicos en el sector eléctrico, el mercado bioenergético y las medidas específicas para promover el uso de las energías renovables en los sectores de uso final.

# 1 EL PROGRAMA REMAP Y REMAP REPÚBLICA DOMINICANA

## 1.1 El programa REmap de IRENA

REmap busca definir el camino para promover el desarrollo acelerado de la energía renovable a través de una serie de actividades, incluyendo estudios globales, regionales y de cada país. El análisis y la actividad de REmap también informan en las publicaciones de IRENA acerca de tecnologías renovables o sectores de energía específicos.

El programa REmap colabora muy de cerca con los cuerpos gubernamentales y otras instituciones responsables de la planificación energética y el desarrollo de la energía renovable. Los análisis se basan en amplias consultas con expertos en energía y actores de numerosos países alrededor del mundo.

En su concepción, REmap emergió como la propuesta de IRENA de una ruta para apoyar la iniciativa de Energía Sostenible para Todos (SE4All, por sus siglas en inglés) de las Naciones Unidas (ONU) en su objetivo de duplicar la cuota global de energía renovable de 18% en 2010 a 36% para 2030 (Naciones Unidas y el Banco Mundial, 2016). Desde entonces la 21a Conferencia de las partes (COP 21) adoptó el Acuerdo de París en 2015, con el objetivo de minimizar el incremento de la temperatura en la tierra, a menos de 2 grados Celsius (°C) para 2050. El amplio desarrollo de las renovables es un punto crucial para cumplir este objetivo.

Para duplicar la cuota de energía renovable alrededor del mundo, REmap adopta un enfoque ascendente – esto es, de abajo hacia arriba, iniciando con un análisis a nivel país y agregando los resultados para obtener la perspectiva global. Las evaluaciones relativas a cada país son llevadas a cabo para determinar las contribuciones potenciales que cada uno de ellos pudiera aportar, a la cuota total de energía renovable.

El primer reporte global de REmap publicado en 2014, incluyó un análisis detallado de los 26 países mayores

consumidores de energía, que representan alrededor del 75% de la demanda global de energía. El programa REmap se ha expandido desde entonces a cuarenta países, contabilizando el 80% del uso mundial de energía. La República Dominicana forma parte de este estudio y se unió al programa en 2015.

La evaluación REmap de los planes nacionales de cuarenta países (los cuales pueden ser considerados como tendencias -escenarios que mantienen el status-quo) y a los cuales se refiere REmap como “Caso de Referencia” – Reference Case) sugiere que, bajo el enfoque de políticas y condiciones actuales, la cuota global de energías renovables aumentará solamente a 21% para 2030. Esto indica una disminución de 15 puntos porcentuales en relación al objetivo de duplicar la cuota de energías renovables para 2030 (IRENA, 2016<sup>3</sup>). Siendo uno de los más grandes usuarios de energía en el Caribe, la República Dominicana juega un rol crítico en la transformación del consumo de energía en la región.

La República Dominicana ha implementado cambios institucionales y operacionales en su sector energético, incluyendo la formación del Ministerio de Energía y Minas (MEM) en 2013. Uno de sus mandatos es formular y administrar la política energética del país.

Clasificada por las Naciones Unidas como un pequeño estado insular en vías de desarrollo (SIDS por sus siglas en inglés) el país enfrenta varios retos económicos y desafíos ambientales, que van desde el cambio climático hasta la alta dependencia de combustibles fósiles importados. En consecuencia, el gobierno y los legisladores, han estado dirigiendo mayor atención al despliegue de la energía renovable para la generación de electricidad y en usos directos como refrigeración y transporte. El aumento de la sensibilización sobre los beneficios socioeconómicos, ambientales y de seguridad energética de las renovables, contribuye a este esfuerzo. Mejorar la eficiencia energética y las

operaciones del sector eléctrico son también medidas básicas que apoyan la transición a una energía más sostenible y asequible en la República Dominicana.

En enero de 2016, el gobierno de la República Dominicana representado por la Comisión Nacional de Energía del país (CNE), pidió a IRENA un estudio REmap. Su objetivo era explorar la diferencia potencial que podrían hacer las renovables, para alcanzar los objetivos de la política energética del país para 2030 y más allá. El Gobierno pidió a IRENA examinar las siguientes áreas:

- (i) El papel de las energías renovables para calefacción, refrigeración y transporte, así como electrificación para proveer servicios de energía en los sectores de uso final;
- (ii) Mayor potencial para aumentar la cuota de renovables variables en el sector eléctrico;
- (iii) Costos y beneficios de las renovables;
- (iv) Identificación de retos para aumentar la participación de las renovables en el sector eléctrico y sugerencias de alto nivel sobre cómo enfrentarlos.

Este informe presenta el minucioso análisis REmap, realizado para la República Dominicana. REmap elabora las opciones de tecnología renovable, que el país podría desplegar aún más, para aumentar la participación de las renovables en 2030. Para cumplir con este objetivo, la República Dominicana tiene la oportunidad de obtener más de su energía eólica, solar y el potencial de la biomasa en particular.

## 1.2 Enfoque REmap

Esta sección explica la metodología REmap y resume la base de datos, utilizada para el análisis de la República Dominicana. Los anexos proporcionan información más detallada.

REmap es una hoja de ruta de opciones tecnológicas, para incrementar la cuota global de las energías renovables. Es un análisis reiterativo ascendente. En marzo de 2016 el programa REmap de IRENA, había evaluado el potencial de las energías renovables de 40 países para el año 2030, lo que representa el 80% de la demanda global de energía. Estos son: Argentina, Australia, Bélgica, Brasil, Canadá, China, Colombia, Chipre, Dinamarca, **la República Dominicana**, Ecuador, Egipto, Etiopía, Francia, Alemania, India, Indonesia, Irán, Italia, Japón, Kazajstán, Kenia, Kuwait, Malasia, México, Marruecos, Nigeria, Polonia, República de Corea, La Federación Rusa, Arabia Saudita, Sudáfrica, Suecia, Tonga, Turquía, Ucrania, Los Emiratos Árabes Unidos, el Reino Unido, los Estados Unidos y Uruguay.

REmap identifica el potencial real para acelerar el despliegue de las energías renovables. Este puede ser satisfecho con las tecnologías existentes y es económicamente práctico y alcanzable en 2030.

Comienza construyendo el balance energético de un país utilizando datos nacionales, en el que se toma el 2010 como el año base. En el caso de la República Dominicana, se han utilizado las estadísticas de la CNE. Al límite que la disponibilidad de los datos permite, la información para años más recientes (2013 y 2014), es provista donde sea relevante. El país proporciona sus planes nacionales de energía más recientes y los objetivos para las energías renovables y combustibles fósiles. Toda esta información se compila para producir una perspectiva de negocio regular tendencial (business as usual, en inglés) del sistema energético. Esto se denomina en REmap el **Caso de Referencia**. Este incluye el Consumo de Energía Final Total (CEFT por sus siglas en inglés) para cada sector de uso final (edificios, industria y transporte). Se distingue entre energía eléctrica, calefacción urbana y usos directos de la energía<sup>6</sup> con un desglose por portador de energía para 2010–2030.

Una vez que el Caso de Referencia está listo, el potencial adicional de la energía renovable por tecnología, es investigado para cada sector. El potencial de estas

<sup>6</sup> Uso final de energía/consumo de los usos directos excluye electricidad y calefacción urbana.

tecnologías se denomina como **Opciones REmap**<sup>7</sup>. Cada opción REmap substituye una tecnología de energía no renovable<sup>8</sup> para proveer el mismo servicio de energía. El caso que resulta cuando todas estas opciones se agregan se llama **REmap**.

A lo largo de este estudio la proporción de energías renovables, se estima en relación con la CEFT.<sup>9</sup> Las energías renovables modernas excluyen los usos tradicionales de la bioenergíaenergía.<sup>10</sup> La participación de las energías renovables modernas en CEFT, es igual al consumo total de energías renovables modernas en los sectores de uso final (incluyendo el consumo de electricidad renovable, calefacción y aplicaciones directas de las energías renovables), dividido por CEFT. La cuota de las energías renovables en la generación de electricidad, también se calcula. La proporción de energía renovable puede expresarse también en términos de los usos directos de las energías renovables solamente. El uso de energías renovables por sector de uso final, cubre las áreas que se describen a continuación:

- **Edificios** incluyen los sectores residenciales, comerciales y públicos. La Energía renovable se utiliza en aplicaciones directas para calefacción, refrigeración o cocción o como electricidad renovable.

- **Industria** incluye los sectores de la manufactura y la minería, en los que la energía renovable se consume en aplicaciones de uso directo (por ejemplo, calefacción o refrigeración) y en electricidad procedente de fuentes renovables.
- Sector **Transporte**, que puede hacer uso directo de energías renovables a través del consumo de los biocombustibles líquidos y gaseosos o a través de la electricidad generada con tecnologías de energía renovable.

## Métricas para evaluar Opciones REmap

Para evaluar los costos de las Opciones REmap, se calculan los **costos de sustitución**. Este informe también analiza los costos y ahorros del despliegue de la energía renovable y las externalidades debido a los cambios del clima y la contaminación del aire. Los expertos idearon cuatro indicadores principales. **Estos son: costos de sustitución, costos del sistema, necesidades totales de inversión y necesidades de apoyo a la inversión en energías renovables.**

## Costos de Sustitución

Cada tecnología renovable y no renovable tiene su propio costo individual relativo a la energía no-renovable que substituye. Esto se explica en detalle en la metodología REmap (IRENA, 2014a) y se representa en la siguiente ecuación:<sup>11</sup>

$$\begin{array}{|c|} \hline \text{Costo de} \\ \text{Tecnología/} \\ \text{Opciones} \\ \text{REmap} \\ \text{USD/año en} \\ \text{2030} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \text{Costo de} \\ \text{capital anual} \\ \text{equivalente} \\ \text{USD/año en} \\ \text{2030} \\ \hline \end{array} + \begin{array}{|c|} \hline \text{Costo de} \\ \text{operación} \\ \text{USD/año en} \\ \text{2030} \\ \hline \end{array} + \begin{array}{|c|} \hline \text{Costo de} \\ \text{combustible} \\ \text{USD/año en} \\ \text{2030} \\ \hline \end{array}$$

Para cada opción REmap, el análisis considera el costo de substituir una tecnología de energía no renovable para entregar una cantidad igual de calor, electricidad o

7 Un enfoque basado en opciones, en lugar de escenarios es deliberado. REmap 2030 es un estudio exploratorio y no un ejercicio de fijación de objetivos.

8 Tecnologías no renovables comprenden los combustibles fósiles, usos no-sostenibles de Bioenergía (referido aquí como bioenergía tradicional) y la energía nuclear. Como complemento de los anexos de este informe, una lista detallada de estas tecnologías y datos relacionados con antecedentes se proporcionan en el sitio web de REmap.

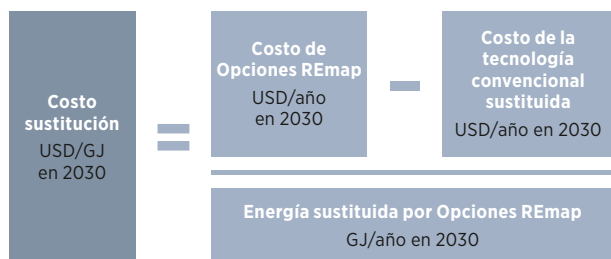
9 CEFT es la energía suministrada a los consumidores como electricidad, calor o combustibles que pueden utilizarse directamente como fuentes de energía. Este consumo se subdivide generalmente en transporte, industria, edificios residenciales, comerciales y públicos y la agricultura. Excluye los usos no energéticos de los combustibles.

10 La Organización para Comida y Agricultura de la Organización de las Naciones Unidas define el uso de la biomasa tradicional como los combustibles de madera, subproductos agrícolas y estiércol quemado para cocinar y calefacción. En los países en desarrollo, la biomasa tradicional todavía es ampliamente cosechada y utilizada de manera insostenible, ineficiente e insegura. Sobre todo, negociada informalmente y no comercialmente. La Biomasa moderna, por el contrario, se produce en una forma sostenible de los desechos sólidos y residuos de agricultura y la silvicultura y se basa en métodos más eficientes (IEA y Banco Mundial, 2015).

11 USD = Dólar de Estados Unidos.



servicio energético. El costo de cada opción REmap es representado por su **costo de sustitución**.<sup>12 13</sup>



Este indicador ofrece una métrica comparable para todas las tecnologías de energía renovable identificadas en cada sector. Los costos de sustitución son los indicadores clave, para evaluar la viabilidad económica de las Opciones REmap. Estos dependen del tipo de tecnología convencional sustituida, los precios de la energía y las características de la Opción REmap. El costo puede ser positivo (adicional) o negativo (ahorro) porque muchas tecnologías de energía renovable son o podrían ser más rentables que las tecnologías convencionales.

### Costos del Sistema

En base a los costos de sustitución, pueden realizarse inferencias para efectos en los **costos del sistema**. Este indicador es la suma de las diferencias entre el capital total y los gastos de operación de todas las tecnologías de energía basadas en su despliegue en REmap y el Caso de Referencia en 2030.

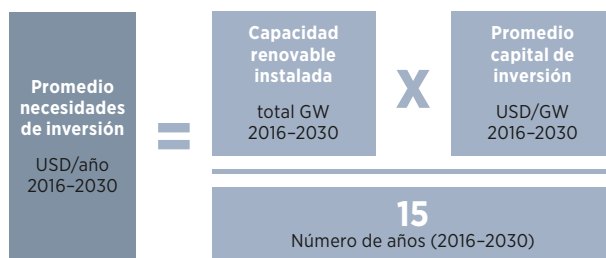


12 El costo de sustitución es la diferencia entre el costo anualizado de la opción de reasignación y el costo anualizado de la opción REmap y el costo anualizado de tecnología no renovable sustituida utilizada para producir la misma cantidad de energía. Esto se divide por el uso de energía renovable total sustituido por la opción de REmap.

13 1 giga-julio (GJ) = 0.0238 toneladas equivalentes de petróleo (tep) = 0.238 giga-calorías = 278 kilovatios-hora (kWh); 1 USD, fue equivalente en promedio a RD\$37 pesos dominicanos en 2010

### Necesidades de inversión

Las necesidades de inversión para la capacidad energética renovable, también pueden ser evaluadas. En REmap, el total de **las necesidades de inversión** en tecnologías, es mayor que en el Caso de Referencia, debido al aumento de la cuota de las energías renovables. En promedio, estas tienen mayores necesidades de inversión que la tecnología equivalente, de energía no renovable. El costo del capital de inversión en USD, por kilovatio (kW) de capacidad instalada en cada año, se multiplica por el despliegue en ese año para llegar al costo total de inversión anual. Los costos de capital de inversión de cada año son sumados para el período 2016–2030. Las necesidades de inversión incremental neta, son la suma de las diferencias entre los costos de la inversión total para todas las tecnologías de energía renovable y no renovable en la generación eléctrica y en aplicaciones estacionarias, en REmap y el Caso de Referencia en el período 2010–2030 para cada año. Este total es convertido en un promedio anual para el período.



### Apoyo a la inversión renovable

**El apoyo a la inversión renovable** puede también aproximarse en base a la herramienta REmap. Los requerimientos totales para el apoyo a la inversión renovable en todos los sectores, se estiman como la diferencia en el costo del servicio de energía entregada (por ejemplo, en USD/kWh o USD/GJ desde una perspectiva gubernamental) para la opción renovable contra el incumbente dominante en 2030. Esta diferencia se multiplica por el despliegue de esa opción en ese año para llegar al apoyo total de inversión para esa tecnología. Las diferencias de todas las Opciones REmap se suman entre sí, para encontrar un requisito de apoyo a la inversión anual para las energías renovables. La opción renovable no se resta del total, si tiene un



costo de servicio de energía entregada, menor que la opción incumbente. Para 2030 esta será una tendencia cada vez mayor.



### Perspectivas gubernamental y empresarial

Las curvas de costos de suministro del país (desarrolladas para 2030) se basan en el costo de sustitución y el potencial de cada opción REmap. Éstas son trazadas desde dos perspectivas: la **gubernamental y la empresarial**.

- **Perspectiva gubernamental:** Los costos estimados excluyen los impuestos a la energía y los subsidios. En el último estudio REmap global (IRENA, 2016a), se utilizó un estándar del 10% (para los países no miembros del OCDE) o la tasa de descuento del 7.5% (para países miembros de la OCDE). Este enfoque permite una comparación entre países y un análisis de costo-beneficio de cada país, mostrando el costo de la transición de la manera en que los gobiernos lo calcularían.
- **Perspectiva empresarial:** Esta considera precios nacionales (incluyendo, por ejemplo, impuestos sobre la energía, subvenciones y costo de capital) para generar una curva localizada de costos. El enfoque muestra el costo de la transición como las empresas o los inversionistas lo calcularían. Se asume una tasa de descuento del 12% en el caso de la República Dominicana.
- Mediante la estimación de los costos desde dos perspectivas, el análisis muestra los efectos de la contabilización de impuestos sobre la energía y los subsidios mientras todos los demás parámetros se mantienen igual. La evaluación de todos los costos adicionales relacionados con la

infraestructura complementaria se excluye de este informe (por ejemplo, refuerzos de red y estaciones de combustible). El análisis de IRENA sugiere que estos deberían ser de importancia secundaria, para los países, solamente al momento de embarcarse en la transformación del sistema de energía.

### Análisis de externalidades

Se consideran varias reducciones de externalidades obtenidas a través de las Opciones REmap. Estas incluyen efectos en la salud por la exposición a la contaminación bien sea exterior o en interiores, (en el caso de la bioenergía tradicional), así como efectos en los rendimientos agrícolas. Además, se estiman los costos externos asociados con los impactos sociales y económicos del dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) (IRENA, 2016b).

Más documentación y una descripción detallada de la metodología REmap pueden encontrarse en [www.irena.org/remap](http://www.irena.org/remap). Más detalles sobre las métricas para evaluar las Opciones REmap pueden consultarse en el apéndice del informe global 2016 (IRENA, 2016c).

### Unidades

Los números de oferta y demanda de energía en este informe se proporcionan generalmente en petajulios (PJ), gigajulios (GJ) y teravatios-hora (TWh). En la República Dominicana, las unidades comúnmente usadas son toneladas equivalentes de petróleo (tep). Los factores de conversión correspondientes, son los siguientes:

- 1 GJ = 0.0238 toneladas equivalente de petróleo (tep)
- 1 GJ = 277.78 kilovatio-hora (kWh)
- 1 PJ = 23.88 kilo toneladas equivalentes de petróleo (ktep)
- 1 PJ = 277.78 gigavatios-hora (GWh)
- 1 PJ = 1 000 000 GJ
- 1 ktep = 1 000 toneladas equivalentes de petróleo
- 1 Teravatio/hora = 1 000 Gigavatios/hora = 1 000 000 Megavatios/hora = 1 000 000 000 kilovatios/hora.

### 1.3 Principales fuentes de información y supuestos en REmap República Dominicana

Las principales fuentes y supuestos del historial de información, utilizadas para preparar REmap República Dominicana, están condensadas a continuación para cada caso:

- **Año Base 2010:** Los balances de energía de la República Dominicana para el año 2010 fueron el punto de partida del análisis. Los datos se basaron en los balances energéticos, proporcionados por el gobierno de la República Dominicana hasta el año 2014.<sup>14</sup> Para el análisis REmap, toda la demanda de uso final se divide en los tres sectores siguientes: industria<sup>15</sup>, transporte y edificios.
- **Caso de Referencia:** Éste se basó en los datos proporcionados por la CNE en sus resultados preliminares de proyecciones de demanda de energía para 2013–2030 preparadas en colaboración con la Fundación Bariloche (CNE, 2014a). Para el sector eléctrico, otros datos han complementado estas proyecciones, principalmente basados en las estimaciones proporcionadas por la CNE.

- **REmap:** Éste se basa en el análisis de IRENA (la información de fuentes e hipótesis se puede encontrar en el capítulo 3 y en los anexos) combinado con los datos suministrados en el escenario alternativo de la CNE. Este cubre una mayor penetración de ciertas tecnologías renovables.

Este reporte está estructurado de la siguiente manera: El capítulo 2 introduce la visión general de energía, pone en contexto el sector eléctrico en la República Dominicana y presenta los principales avances en energía renovable, hasta ahora. El capítulo 3 describe la evolución de las energías renovables en el Caso de Referencia y en REmap. El capítulo 4 analiza cómo podría materializarse el potencial de la energía renovable identificado en el caso REmap. El capítulo 5 describe en detalle, los costos y beneficios de materializar este potencial de REmap. Finalmente, el capítulo 6 incluye recomendaciones clave para una mayor absorción de las energías renovables.

<sup>14</sup> Los datos originales expresados en valores más altos de calor (valor bruto) fueron convertidos a valores más bajos de calor (valor calorífico neto) para ser consistentes con la metodología REmap.

<sup>15</sup> Los límites del análisis REmap incluyen generalmente agricultura, pesca y todas las actividades del sector primario en una categoría separada. Sin embargo, la República Dominicana agrega la demanda de energía para la agricultura con los sectores minería y construcción de manera que todos han sido incluidos en el consumo de energía de la industria.

## 2 PANORAMA ACTUAL – DESARROLLO DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN LA REPÚBLICA DOMINICANA

### 2.1 Factores impulsores de la energía renovable

La República Dominicana es una de las economías más grandes y diversas en la región del Caribe. Su Contribución Nacional Determinada (INDC por sus siglas en inglés) establece un objetivo nacional ambicioso para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 25% para el 2030, comparado con el nivel per cápita en 2010 equivalente a 3.6 toneladas de CO<sub>2</sub>, (CO<sub>2</sub>e) (CMNUCC, 2015). Alcanzar este objetivo depende de que la República Dominicana se pueda alejar de fuentes de energía no sostenibles. Actualmente, el país depende de importaciones costosas de combustibles fósiles, mientras que la demanda de energía crece rápidamente. No cabe duda de que en los próximos años se requerirán mejoras en la infraestructura para satisfacer la creciente demanda de energía del país.

Las importaciones de combustibles fósiles ascienden actualmente a unos 5 billones de USD anuales, lo cual representa aproximadamente el 7% del PIB (producto interno bruto) del país. Las importaciones de combustibles fósiles representan el 90% de la fuente primaria de energía del país (Banco Central de la República Dominicana, 2016; Killeen, 2015). La generación de electricidad es muy dependiente de las importaciones de combustibles fósiles, por lo que los costos de operación son altos. Los productos derivados del petróleo, gas natural y carbón suman aproximadamente el 50%, 27% y 15% de la generación de electricidad, respectivamente (CNE, 2016a). El alto costo de producción de la electricidad no se refleja en las tarifas eléctricas, por los subsidios pre-impuesto otorgados por el gobierno, que ascienden a 1 billón de USD por año y

ayudan a mantener los aranceles relativamente bajos. Estos subsidios representan aproximadamente el 2% del producto interno bruto (PIB<sup>16</sup>). Aproximadamente el 0.1% se aplica a los combustibles, mientras que el 1.9% restante se aplica directamente a las tarifas de la electricidad (Di Bella *et al.*, 2015).

La diversificación de la cartera de generación de electricidad, podría ser clave para reducir la dependencia del país de las importaciones de combustibles y mejorar la seguridad del suministro de energía, a la luz de su creciente demanda. Sería des-carbonizar la economía al mismo tiempo. Las tecnologías de energía renovable ofrecen una vía de bajo costo hacia el futuro. Los recursos solares y eólicos son abundantes en la República Dominicana. Según algunas estimaciones, el potencial eléctrico de la energía eólica es alrededor de 30 GW, mientras que el potencial solar es similar al del suroeste de Estados Unidos. Las cantidades promedio de radiación horizontal global (GHI) ascienden a 5-7 kWh por metro cuadrado por día (kWh/m<sup>2</sup>/día) y en algunas regiones esto puede elevarse a 8 kWh/m<sup>2</sup>/día (Worldwatch Institute, 2015). Las tecnologías de energía renovable también pueden jugar un papel importante en el suministro de electricidad a la baja proporción de hogares sin acceso a ésta, hasta ahora. Esto es menos del 5% del total (Cruz Castillo, 2014).

El gobierno de la República Dominicana ha demostrado su compromiso hacia las tecnologías de energía renovable, particularmente para el sector eléctrico. El artículo 21 de la ley 57-07, promulgada en 2007, establece un objetivo no vinculante del 10% y 25% de la electricidad consumida en 2015 y 2025 respectivamente, a ser suministrada por fuentes de energía renovable.

<sup>16</sup> Las exenciones de impuesto de combustible, para el combustible utilizado en las plantas de generación no está incluido en el presupuesto público.

Esto implicaría que el 25% de la electricidad comprada por las empresas de distribución y venta al detalle, debe derivarse de energías renovables. Puesto que no había suficientes fuentes de generación de energía renovable para cumplir con el ambicioso objetivo de 2015, el país se ha comprometido a aumentar sus esfuerzos para situarse en el camino y cumplir la meta del año 2025. Este estudio REMap preparado en estrecha colaboración con la CNE es una de las tareas encaminadas al logro de este objetivo.

## 2.2 Políticas de Energía Renovable

El principal instrumento legislativo para promover las energías renovables en la República Dominicana es la ley 57-07 sobre incentivos de energía renovable y regímenes especiales, promulgada en 2007. Esta incluye algunas provisiones para tecnologías de energías renovables en todos los sectores de energía, particularmente el sector eléctrico.

Un número de medidas están incluidas en la Ley 57-07. Provee una amplia gama de incentivos fiscales, que incluyen una exención del 100% de impuestos para importación de tecnologías renovables y sobre la transferencia de bienes industrializados y Servicios<sup>17</sup>.

También da una reducción de impuestos en el financiamiento externo y un crédito fiscal del 40% a los auto-productores, que son definidos como sistemas menores de 1.5 MW.<sup>18</sup> Además, permite préstamos con bajas tasas de interés para proyectos comunitarios, que cubren hasta el 75% del costo del equipo para instalaciones de menor escala (menos de 500 kW). Finalmente, la ley establece una tarifa de referencia para la remuneración de las instalaciones de energía

renovable conectadas a la red y establece la base para tener un esquema de remuneración para el exceso de energía de los auto-productores. La ley se complementa con el Reglamento para la aplicación de los Incentivos de Energía renovable y la ley de Regímenes Especiales, promulgada en 2008. Más detalles sobre la descripción del marco institucional y regulatorio de la ley, se proporcionan en la sección 2.3.

Además de la ley de energía renovable, se ideó un programa de medición neta en 2011 para residencial eólico o instalaciones solares fotovoltaicas (este último aplicable a instalaciones menores de 25 kW e instalaciones comerciales por debajo de 1 MW). Esto los hace elegibles para recibir créditos por exceso de potencia exportada a la red. Bajo este programa, unos 1002 clientes habían conectado 21.3 MW de energía solar fotovoltaica a la red en diciembre de 2015 (CNE, 2016b).

El uso de tecnologías de energía renovable para generación de electricidad también se ha ampliado a través de esfuerzos de acceso a la energía. En 2009, el gobierno lanzó un programa de electrificación rural con fuentes de energía renovable que estuvo en funcionamiento durante cuatro años. Pequeñas centrales hidroeléctricas e instalaciones solares fotovoltaicas se desplegaron para la electrificación aislada. (SE4All, s.f.). Algunos de estos fueron dirigidos por la CNE, que está sujeta a una meta del gobierno de instalar 500 sistemas solares fotovoltaicos (PV) en los hogares no conectados a la red. La red también se ha extendido en ciertos lugares a lo largo de la República Dominicana. El nivel nacional de electrificación está ahora en alrededor del 96% y alrededor de 120 000 (CNE, 2014a) hogares carecen de acceso a la electricidad. Casi todos están en las zonas rurales, y sólo un número mínimo en zonas suburbanas.

<sup>17</sup> Impuesto sobre Transferencia de Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS).

<sup>18</sup> Esta tasa aplicable hoy había sido previamente modificada por la ley 253-12 (ley para reforzar la capacidad de colección de impuesto del estado, a la sostenibilidad fiscal y desarrollo sostenible)

## 2.3 Tendencias recientes en el consumo de energía final total

El promedio de la demanda total de energía final de la República Dominicana, ha crecido en 1% por año entre 2000 y 2014, alcanzando 227 PJ (5 433 ktep). El crecimiento fue notable en la industria, en el sector comercial y de servicios, pues su tasa de crecimiento anual se elevó casi al 3% por año durante el mismo período. En comparación, la demanda del sector transporte se ha mantenido casi igual con un pequeño descenso. La demanda del sector residencial aumentó en aproximadamente 1% por año (CNE, 2014b).

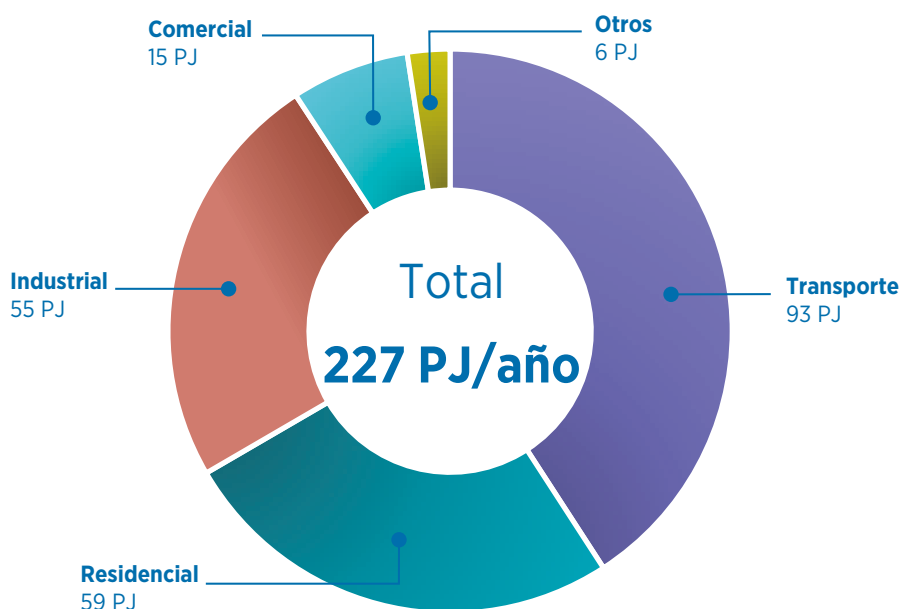
El transporte es el mayor consumidor final de energía, representando un 40% de la demanda total de energía del país en 2014. Esto es seguido por los edificios, que representaron un tercio del consumo de energía final total en ese año. Finalmente, la demanda de la industria representó un cuarto del total. La agricultura y la pesca también utilizan energía, especialmente para bombas y transporte, pero esto es menos del 3% de la demanda total de energía del país. (CNE, 2014b)

En 2014, cerca del 62% de la demanda **total de energía final** del país fue suministrado por los combustibles fósiles, sobre todo en forma de productos derivados del petróleo, mientras que la electricidad fue el 24% de la energía para uso final. Los usos directos de las renovables alcanzaron alrededor 14% (en su mayoría de madera combustible para calentar agua y cocinar en el sector residencial y bagazo para proceso de calor en el sector de la industria) (CNE, 2014b).

En términos de **suministro total de energía primaria**, el país alcanzó 8 219 ktep (344 PJ) en 2014. Puesto que la mayoría de las necesidades energéticas están cubiertas por los combustibles fósiles y el país carece de ellos localmente, más del 90% de la oferta de energía primaria total del país está basada en las importaciones.

El pico en la demanda de electricidad llegó a 2.63 GW en 2015 y cerca de un cuarto de la demanda total de energía final está relacionado con la electricidad. Esta tasa es superior a la media en el resto de América Latina y el Caribe. Sin embargo, el consumo a través de las diversas regiones del país varía significativamente.

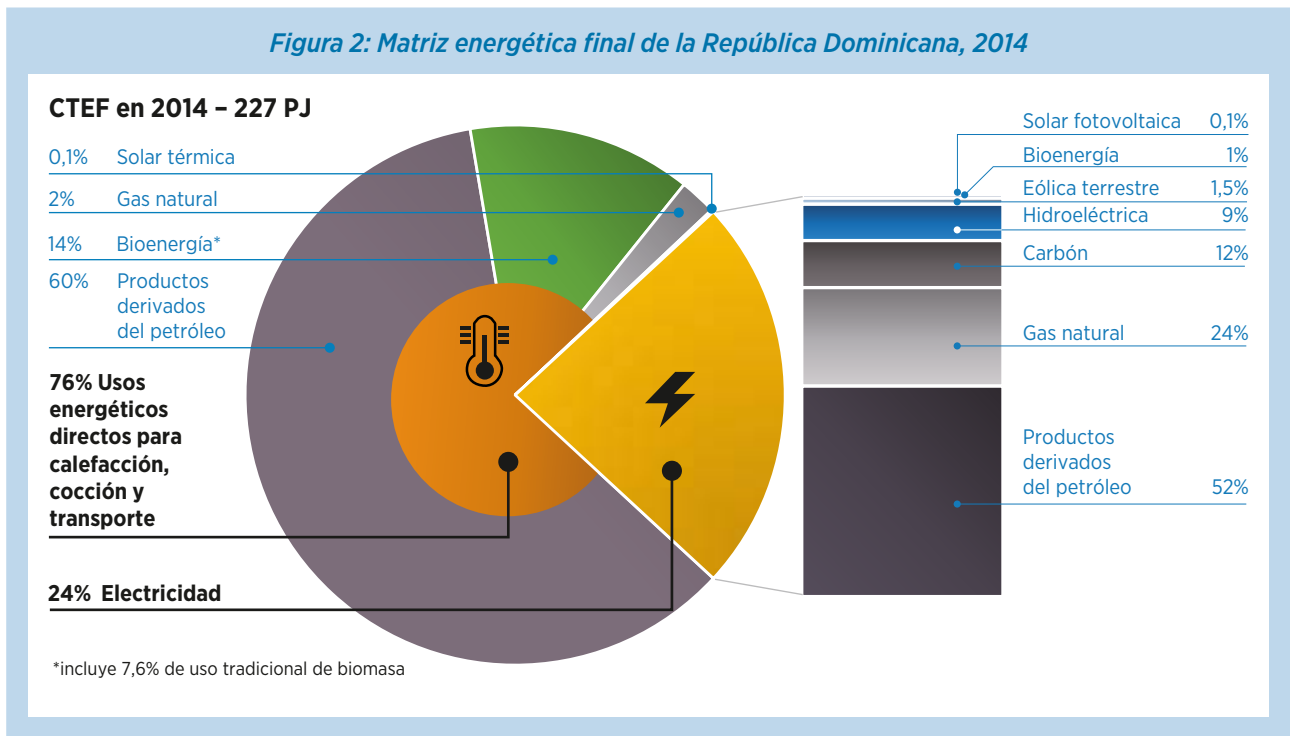
Figura 1: Desglose de CEFT por sector, 2014



Basado en CNE (2014b)

Nota: el sector 'Comercial' incluye el sector servicios y sector público; 'Otros' incluye agricultura, pesca y minería.

Figura 2: Matriz energética final de la República Dominicana, 2014

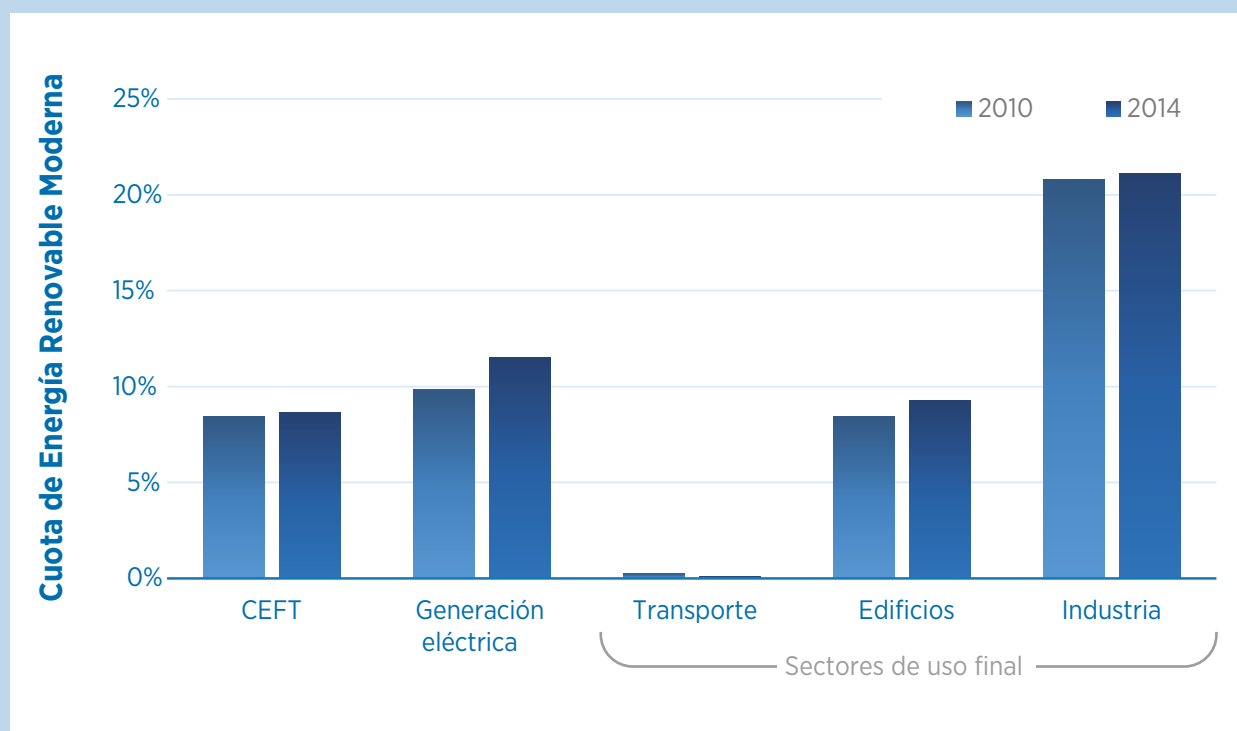


Por ejemplo, el consumo per cápita en Punta Cana, uno de las regiones turísticas, difiere del resto del país por casi un factor de diez. La diferencia es mayor en comparación con la demanda de la población en áreas aisladas.

La industria tiene una proporción excepcionalmente alta de uso de electricidad en el consumo total de energía, que ascendió a 38% en 2014. Por el contrario, el

porcentaje es inferior al 1% en el transporte – el consumo más bajo de todos los sectores (CNE, 2014b). Dentro del sector de edificios, estas proporciones difieren bastante. En el sector residencial, el porcentaje asciende a un 30% mientras que el sector comercial y de servicios tiene una participación de más del 80%. El potencial para aumentar las tasas de electrificación en algunos de estos sectores es un factor importante al considerar un mayor despliegue de la electricidad renovable.

Figura 3: Porcentaje de uso de las energías renovables modernas por sector, 2010 y 2014



Nota: la cuota de las energías renovables en sectores de uso final incluye electricidad procedente de fuentes renovables.

### La cuota de las energías renovables modernas en el Balance Energético

de la República Dominicana (CEFT) ascendió a 8.7% en 2014, como se muestra en la figura 3 (si se incluyen los usos tradicionales de la bioenergía, esto aumenta a 16.3%<sup>5</sup>) (CNE, 2014b). Los mayores contribuyentes fueron la biomasa en los sectores industriales y residenciales, mientras que la energía solar térmica en edificios y los biocombustibles líquidos en el transporte hicieron una contribución muy pequeña. La mayor cantidad de energía renovable consumida, se utilizó para la calefacción en edificios e industria. Un porcentaje bajo de uso de energías renovables correspondió a la energía consumida a través de la electricidad renovable, procedente sobre todo de hidroelectricidad.

El sector **industria** tuvo la mayor participación de energías renovables de todos los sectores, con el 21% (incluyendo la electricidad procedente de fuentes renovables). Si se excluye el consumo de electricidad, el 27% del consumo de energía renovable, surgió del uso

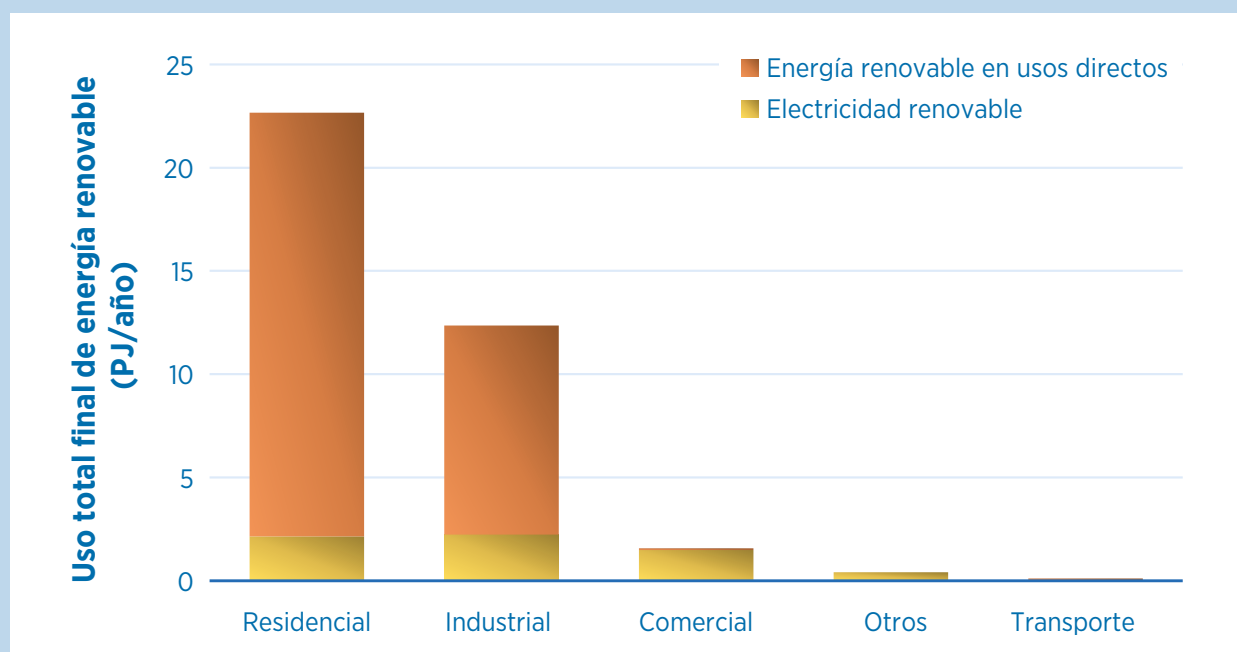
directo de combustibles en el sector industrial, todos basados en la bioenergía.

El **sector eléctrico** tuvo la segunda participación más alta de energía renovable en la República Dominicana. Las tecnologías de energía renovable representaron el 12% de la generación total de electricidad en el año 2014, mayormente basado en hidroelectricidad.

El sector de **edificios** reunió el 8% de la demanda directa de combustible de las energías renovables modernas; si se incluyen los usos tradicionales de la bioenergía, este porcentaje se eleva al 48%. Esto es mayormente bioenergía con una menor aportación de energía solar térmica. Alrededor 9% de la demanda total de energía del sector (incluyendo la electricidad) se cumplió con las energías renovables modernas.

**El Transporte** tuvo la cuota más baja de apenas 0.1%, provenientes totalmente del biodiesel en 2014.

Figura 4: Desglose del uso de energía renovable por sector y aplicación, 2014



Basado en información de la CNE (2014b)

## 2.4 Sector Eléctrico

En 2014, electricidad representó casi una cuarta parte del CEFT de la República Dominicana. Cerca del 10% de la electricidad fue generada con tecnologías de energía renovable (incluyendo plantas hidroeléctricas superiores a 5 MW de capacidad instalada). La cuota de energía renovable en el sector eléctrico tiende a aumentar y cada día su despliegue está atrayendo más atención de los legisladores dominicanos.

Las siguientes secciones describen brevemente el marco institucional y regulatorio, así como funciones y actividades de los principales actores dentro del sector eléctrico en la República Dominicana. Estas secciones son descriptivas y tienen como objetivo facilitar la comprensión del contexto local.

### Marco institucional y regulatorio

La estructura del sector eléctrico en la República Dominicana es el resultado de un proceso de reforma que se inició a finales de los 90s. Hasta entonces, la

compañía eléctrica estatal (Corporación Dominicana de Electricidad- CDE) estaba encargada de la generación, transmisión, distribución y venta al detalle de la energía eléctrica. Sólo unas pocas empresas privadas participaban en el negocio de generación a través de Acuerdos de Compra de Energía (PPAs por sus siglas en inglés).

Una reforma general en las empresas estatales fue implementada a través de la promulgación de la ley 141-97 sobre la Reforma de las Empresas Públicas adoptada en junio de 1997, que establece la base para permitir a las empresas privadas participar en las actividades del sector eléctrico. Más tarde, la ley general de electricidad 125-01 y sus normas de aplicación adoptadas en julio de 2001, definieron el marco regulatorio para las actividades en el sector eléctrico. La reforma pretendía abordar cuestiones relacionadas con los altos costos de la electricidad, tarifas impulsadas por intereses políticos, electricidad no suministrada e ineficiencia operacional (CNE, 2008). Como parte de este proceso, el MEM (Ministerio de Energía & Minas) fue creado en el 2013. Su objetivo era formular y administrar políticas para la explotación



completa de la energía nacional y los recursos mineros bajo principios de transparencia y sostenibilidad. El proceso de reforma desagregó actividades dentro de la cadena de suministro de electricidad, permitiendo la participación del sector privado y la producción de la siguiente configuración:

- **Generación:** La actividad está estructurada dentro de un mercado competitivo de venta al por mayor (mercado eléctrico mayorista) con la participación de las empresas de generación de propiedad privada y de sociedades entre compañías de generación público-privadas.
- La red de **transmisión**, la generación **hidroeléctrica** y la mayoría de los activos del **sistema de distribución**, permanecen bajo la propiedad del gobierno de República Dominicana.
- Tres concesiones para la **distribución** han sido garantizadas a tres compañías estatales diferentes, las cuales entregan la electricidad a los consumidores conectados a nivel de distribución. Estas mismas empresas están a cargo de las actividades de venta de electricidad al detalle, a sus clientes regulados.
- A través de la CNE, el gobierno está a cargo de preparar la **planificación indicativa a largo plazo de la generación, de los sistemas de transmisión y distribución**. La Planificación indicativa tiene como objeto, proporcionar señales apropiadas a las partes interesadas para promover las inversiones adecuadas y el desarrollo del sector.
- **Operación del sistema eléctrico interconectado** – La operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, SENI, es planeada y coordinada por el organismo de coordinación independiente OC-SENI, que calcula y determina las transacciones económicas entre los agentes del mercado eléctrico mayorista.

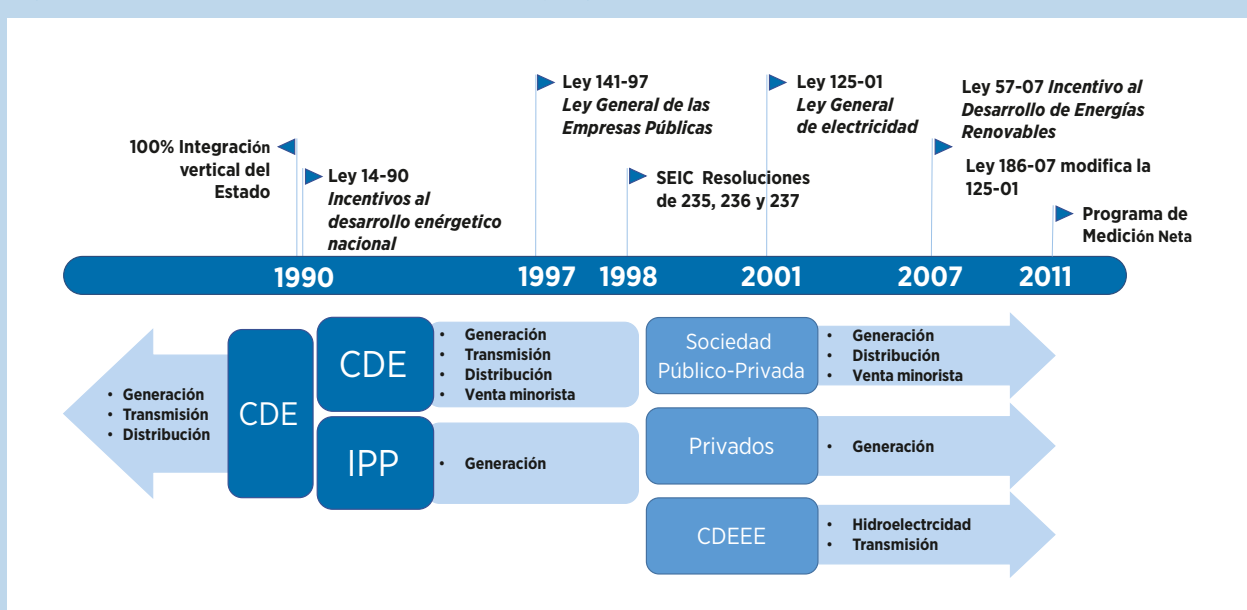
- **La Operación en tiempo real** del sistema interconectado nacional, SENI, se lleva a cabo por el Centro de Control de Energía (CCE), una división de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), en coordinación con OC-SENI.
- Las transacciones de energía en el **mercado mayorista de electricidad** se realizan a través de Contratos de venta libre (o contratos extrabursátiles) a largo plazo entre productores y grandes consumidores (es decir, empresas de distribución y consumidores no regulados) o a través del mercado spot.

La ley 57-07 y sus normas de aplicación definieron el marco regulatorio para promover la inversión y generación de energía con fuentes renovables, incluyendo provisiones para tecnologías del sector eléctrico. La ley establece un objetivo para una cuota de electricidad renovable del 10% y 25% de la electricidad total producida en la República Dominicana para el 2015 y 2025 respectivamente. Sin embargo, este objetivo no es vinculante pero demuestra el compromiso del gobierno con las tecnologías de energía renovable.

Como se indicó anteriormente, ley 57-07 también definió un régimen especial para la producción de energía renovable, buscando promover su implementación en todo el país. Las instalaciones de energía renovable conectadas a la red en este régimen (*plantas de régimen especial*) tienen derecho a una tarifa regulada por 10 años hasta 2018, que añade el pago de una prima al precio de venta al por mayor, de la electricidad. Los niveles de incentivos de tarifas reguladas (definidos en USD pero pagados en pesos dominicanos) se diferencian por tecnología y tamaño del sistema. Los auto-productores también tienen derecho a recibir pago por su exceso de generación a un precio regulado.

Cinco tipos de plantas de energía están sujetas a este régimen especial. Estos incluyen: 1) instalaciones de energía eólica, con una capacidad instalada inicial de menos de 50 MW; 2) instalaciones centrales hidroeléctricas de menos de 5 MW; 3) todos los tipos y tamaños de solar fotovoltaica (PV por su sigla en inglés), 4) sistemas concentrados de electricidad

Figura 5: Principales desarrollos institucionales y legislativos de la República Dominicana en el sector eléctrico



Basado en CNE (2015)

Nota: Cada uno de los agentes en la figura anterior se describen a continuación

(CSP por su sigla en inglés) inferiores a 120 MW; y 5) plantas eléctricas que usen bioenergía como principal combustible por lo menos en el 60% y con una capacidad máxima instalada de 80 MW. Los detalles de los límites de tamaño aplicables para algunas tecnologías pueden ser duplicados siempre y cuando los proyectos hayan sido desarrollados en al menos al 50% de la capacidad inicial prevista. Los detalles de los límites de tamaño de la planta y posibles proyectos de expansión se describen en el artículo 5 de la ley 57-07 las energías renovables.

En adición a este incentivo, las condiciones favorables fomentan la entrada al sistema y la participación en el mercado, a saber: prioridad de interconexión y despacho e incentivos fiscales. Estos se describen en la sección 2.1 como parte de políticas de energía renovable. Además de la legislación y principales condiciones regulatorias, se aplica un conjunto de normas técnicas desarrolladas por el CNE, la Superintendencia de electricidad (SIE) y el Organismo Coordinador del Servicio Energético Nacional Interconectado (OC-SENI) implementadas para permitir la operación segura y eficiente de la red interconectada. Dichas normas técnicas son el código de conexión para generadores, sistemas de distribución y

consumidores no regulados y las reglas para la conexión de generación<sup>19</sup> distribuida.

La figura 5 resume la línea de tiempo para los principales cambios institucionales y de legislación en el sector eléctrico de la República Dominicana hasta 2011.<sup>20</sup>

### Principales actores y actividades en el sector eléctrico

Los principales actores en el marco institucional del sector eléctrico en la República Dominicana incluyen (CNE, s f):

- **Ministerio de Energía y Minas – MEM:** Este fue creado por la ley 100-13 adoptada en julio de 2013. El MEM está a cargo de los sectores de energía y minas y es responsable de desarrollar las políticas relativas a la energía.

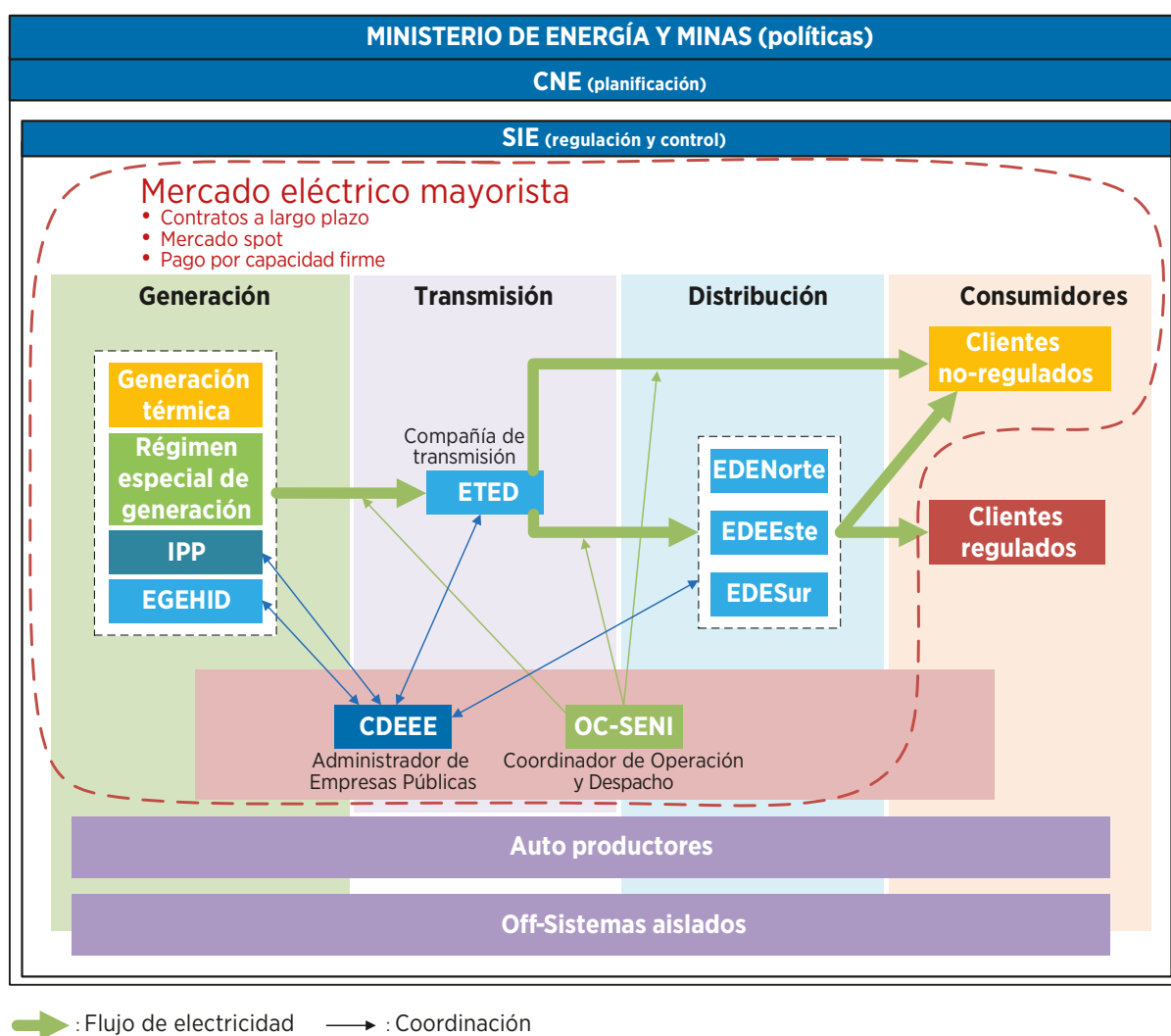
<sup>19</sup> Reglamento para la Interconexión de la Generación Distribuida en español.

<sup>20</sup> Después de este año se ha implementado ninguna otra legislación importante o reforma de algunos ajustes a la normativa vigente.

- **Comisión Nacional de Energía-CNE:** Esta fue creada por la ley 125-01 en 2001. Entre otras funciones, la Comisión contribuye al desarrollo de la política energética nacional. Con este propósito la CNE desarrolla y actualiza un Plan Energético Nacional (PEN). Es responsabilidad de la CNE promover las inversiones según las estrategias definidas en el Plan. En el sector eléctrico, la CNE es responsable del desarrollo y actualización de planes indicativos de expansión (no vinculantes) a largo plazo, para los sistemas de generación, transmisión y distribución. También administra ley 57-07 para promover la inversión en tecnologías de energía renovable.
- **Superintendencia de electricidad (SIE):** Creada a través de la ley 125-01 en 2001, es el órgano regulador encargado de las normas económicas y técnicas relacionadas con la generación, transmisión, distribución y venta de electricidad al detalle.
- **OC-SENI (Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado):** formalmente establecido a través de la ley 125-01 en 2001, el OC-SENI planea y coordina la operación del sistema interconectado así como la supervisión y coordinación de las transacciones comerciales entre agentes, en el mercado eléctrico mayorista.
- **Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales – CDEEE:** Es la empresa sombrilla responsable de coordinar las estrategias, objetivos y acciones de todas las empresas de electricidad que sean propiedad del estado o controladas por él. Adicionalmente, la CDEEE es responsable de los programas de electrificación rural del gobierno y la administración de PPA existentes con los productores independientes de electricidad.
- **Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana – ETED:** ETED es la empresa estatal responsable de operar, mantener y administrar la red de transmisión de alta tensión (345–69 kilovoltios, kV).
- **Las compañías de distribución, EDENORTE, EDESUR y EDEESTE:** la distribución de electricidad dentro de SENI es realizada por tres empresas estatales que administran tres concesiones diferentes en todo el territorio nacional, como se muestra en la figura 13. Las empresas de distribución también controlan la venta minorista de energía eléctrica para clientes regulados.
- **Las empresas de generación:** A partir de diciembre de 2014, 16 empresas de generación de energía eléctrica se asociaron con el OC-SENI. Todos los mayores activos de generación hidroeléctrica pertenecen a la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID). Dos de los productores de energía independientes, Compañía de Electricidad de San Pedro de Macorís y Generadora San Felipe, entregan electricidad bajo PPAs administrados por CDEEE. Las 13 compañías restantes poseen las plantas eléctricas térmicas y participan con EGEHID, en el mercado mayorista a través de transacciones de energía y potencia.
- **Los consumidores:** Estos están clasificados en regulados y no regulados. Los consumidores regulados están representados en el mercado mayorista por las compañías de distribución de acuerdo al régimen de tarifas y reglas establecido por el regulador, SIE. Los consumidores con demandas de más de 1 MW pueden cubrir sus necesidades eléctricas a través de transacciones directas con los generadores en el mercado mayorista.

La figura 6 resume los roles e interacciones entre estos agentes del sector eléctrico de República Dominicana y las secciones siguientes describen las actividades realizadas por ellos. Antes de describir las actividades, se presenta una breve discusión sobre la demanda de electricidad para proveer el contexto.

Figura 6: Estructura Institucional en el mercado eléctrico de la República Dominicana



Basado en OLADE (2013)

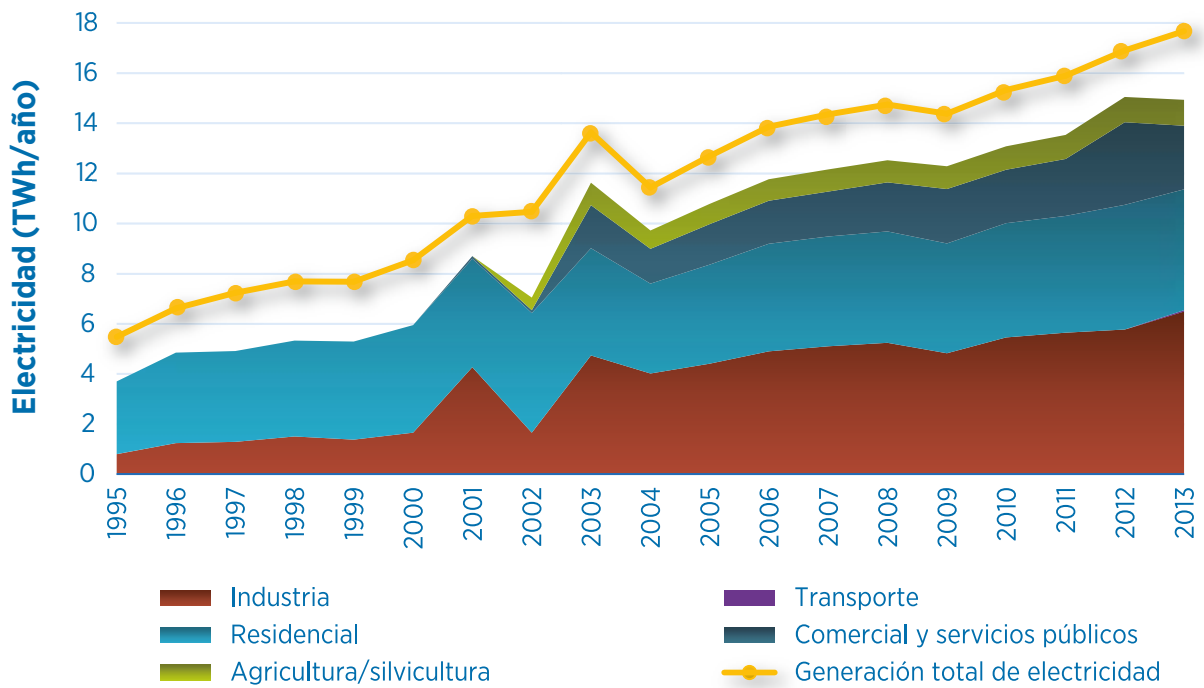
### Electricidad y demanda eléctrica

La demanda de electricidad alcanzó 15 TWh en 2014, con una generación anual aproximada de 18 TWh en el mismo año (incluyendo la autoproducción). Casi el 40% de este total es usado en el sector industrial. El 60% restante se consume en edificios y se divide en 35% para residencial y 25% para edificios comerciales. La demanda de electricidad ha crecido en un 7% por año, en promedio, en la última década.

El perfil de la demanda eléctrica cambia según los días de la semana y las condiciones del clima. Por lo general, el pico de demanda de energía se produce en las noches durante los meses más cálidos del año. En el año 2015, la demanda máxima del sistema interconectado alcanzó 2.63 GW (OCSENI, 2015a).<sup>21</sup> La figura 8 muestra valores significativos de los perfiles de demanda en el año 2015. La curva naranja muestra el percentil 99 del perfil de la demanda para el año 2015, el azul muestra el percentil 1 y la curva gris muestra el promedio.

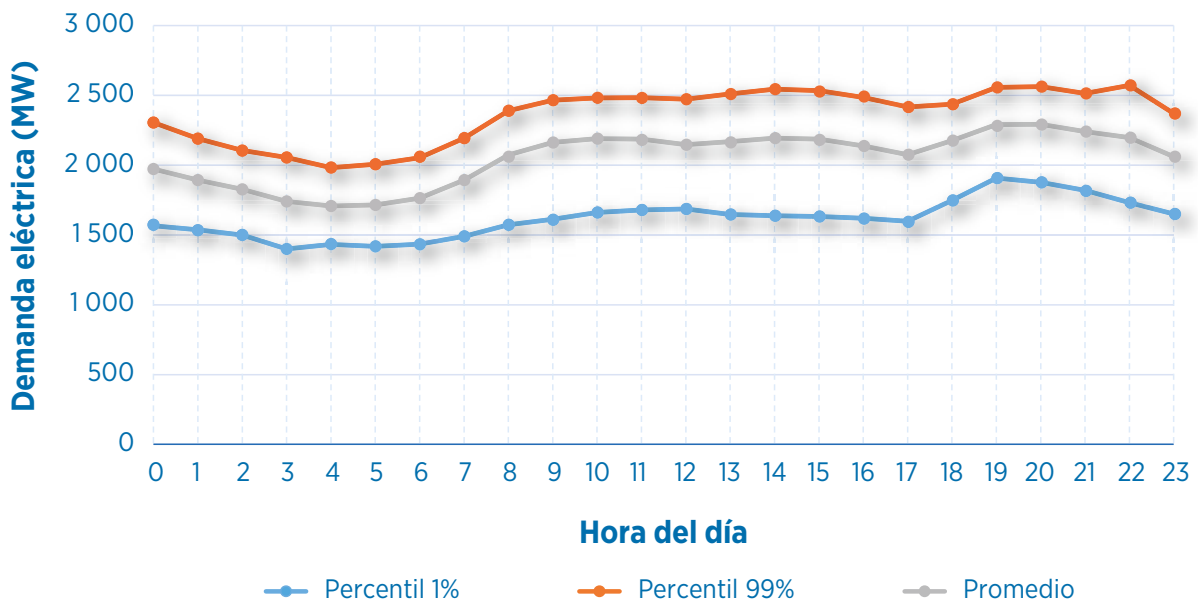
<sup>21</sup> Esta cifra incluye las proyecciones de la demanda de energía no entregada debido a desconexiones de clientes programados.

Figura 7: Demanda de energía eléctrica por sector y generación total, 1995-2013



Basado en Agencia Internacional de la Energía (2015)

Figura 8: Perfiles de demanda horaria del SENI para 2015<sup>22</sup>



Basado en OC-SENI (2015b)

22 Considerando la demanda de electricidad por hora como la interrupción de la generación de más energía informó de SENI.

## Generación

La capacidad total de generación instalada en el país, incluyendo auto-productores e instalaciones fuera de la red, fue de 4.9 GW en 2014 (CNE, 2016c, 2014b; CNE y la Fundación Bariloche, 2014; IRENA, 2016d). El SENI contribuyó aproximadamente con 3.7 GW a este total. La evolución de la capacidad de generación del SENI se presenta en la figura 9. El promedio de crecimiento anual de la capacidad instalada dentro de SENI en los últimos cinco años ha sido de alrededor de 5.2% (OC-SENI, 2014a).

Como se muestra en la figura, el crecimiento de la capacidad instalada de SENI en los últimos años, ha estado dominado por las tecnologías de motor de combustión interna. La mayoría de estas centrales eléctricas puede funcionar con derivados de petróleo y gas natural. Debido a los precios más bajos de combustible, los generadores de motor de combustión interna fueron operados hasta 2015 con derivados del petróleo, principalmente fuel oil y diésel.

Actualmente, el 65% de la capacidad de generación de SENI es propiedad de empresas privadas que también la operan. El participante más grande del mercado en términos de capacidad instalada es la empresa de propiedad privada AES Dominicana, con una participación del 21% (815 MW). Todos los principales activos de generación de hidroelectricidad, con una cuota del 16% de la capacidad total instalada, pertenecen a la empresa estatal de energía hidroeléctrica EGEHID. Las sociedades público-privadas como Haina e Itabo poseen también cuotas de participación significativas de la capacidad instalada (CNE, 2015).

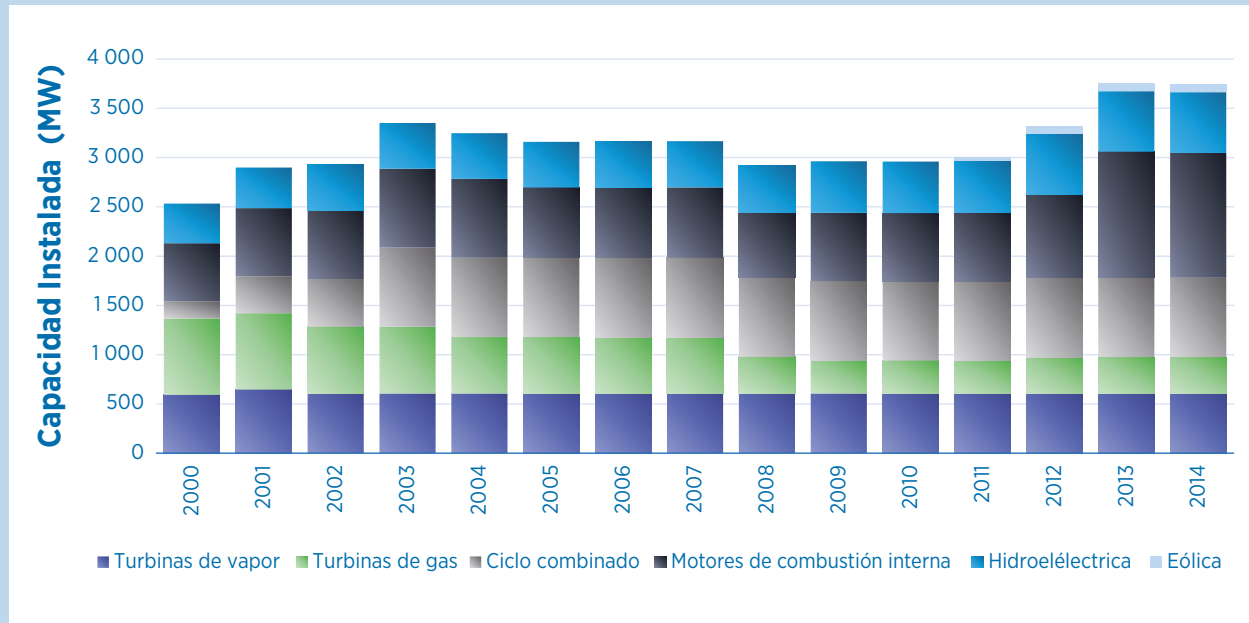
De los 18 TWh de electricidad generados en el año 2014, 14.3 TWh (alrededor del 79% del total) fue producido en SENI (OCSENI, 2014a). Los productos derivados del petróleo constituyen la proporción más grande del combustible en la producción de electricidad dentro de SENI, llegando al 45.6%.<sup>23</sup> El gas natural y el carbón representaron el 28.5% y 15.4% del total respectivamente. Los recursos renovables tuvieron una participación de 8.8% y 1.7% para la energía hidroeléctrica y eólica respectivamente (OC-SENI, 2014a). La figura 10 muestra la distribución de la generación de electricidad en el SENI por tipo de combustible para 2010–2014. La variabilidad en la producción de energía hidroeléctrica se explica por los efectos de oscilación del sur del fenómeno El Niño, que periódicamente afecta a las precipitaciones en el país.

En respuesta a la rápida y creciente demanda, varios proyectos nuevos de generación han sido previstos y han recibido una concesión de desarrollo del gobierno.

Dado que la construcción no ha comenzado aún en todos los proyectos con concesiones definitivas, no se puede decir que toda esta capacidad planeada se hará realidad. Sin embargo, esto aún refleja el interés en la expansión de la capacidad de generación. La capacidad combinada de los proyectos con una concesión definitiva, asciende a 2 385 MW (CNE, c 2016, 2015, p. 16). Cerca de una cuarta parte de esta capacidad debe ser desarrollada por las empresas estatales, y 64% corresponde a tecnologías de energía renovable, con el viento, las grandes hidroeléctricas y la energía solar fotovoltaica que tiene la mayor cuota. La tabla 1 proporciona un resumen de los proyectos con concesiones definitivas.

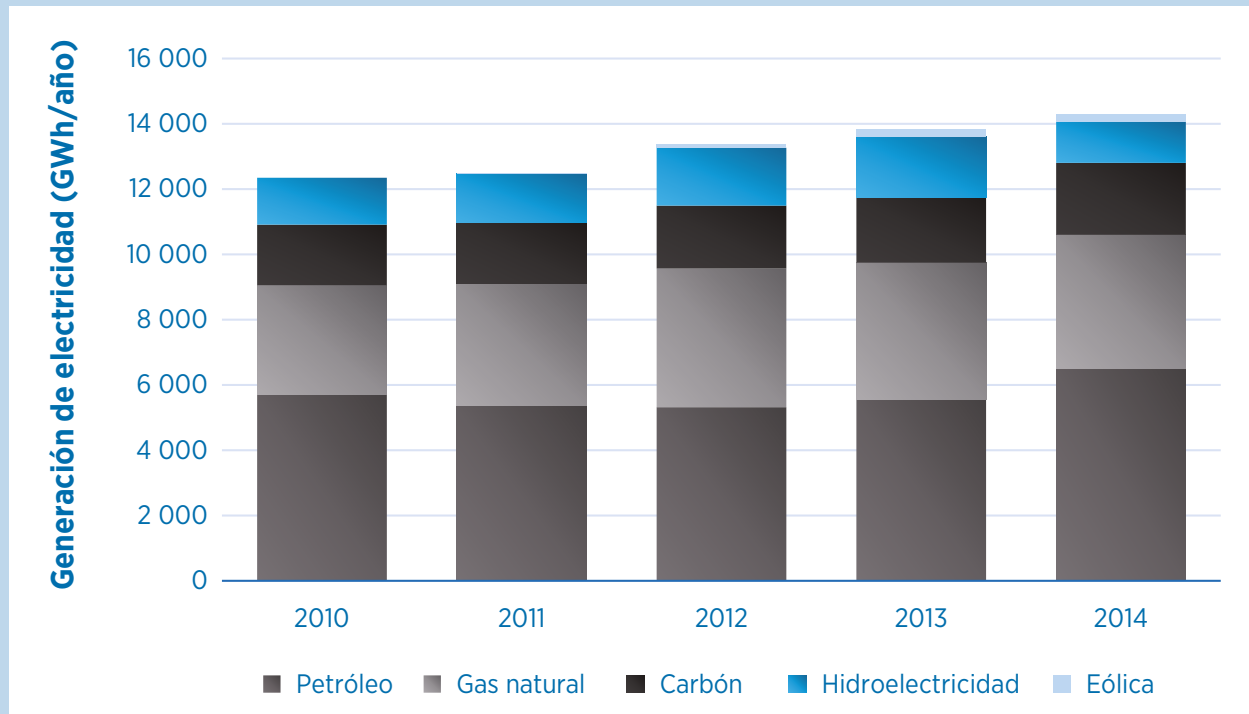
<sup>23</sup> Un número de plantas eléctricas duales existen en el país. Estas pueden utilizar aceite o gas natural licuado. La generación de estas plantas fue agregada según el desglose de consumo de combustible de cada planta, proporcionado por SENI (OC-SENI, s.f.)

**Figura 9: Capacidad total de generación eléctrica instalada en SENI por tecnología en la República Dominicana, 2000-2014**



Basado en OC-SENI (2012, 2014a)

**Figura 10: Desglose anual de generación de electricidad en SENI por tipo de combustible en República Dominicana, 2010-2014**



Basado en datos de OC-SENI (2010, 2011, 2012, 2013, 2014a)



## Transmisión

ETED es responsable de la operación y mantenimiento de la red de transmisión de alto voltaje en SENI. Hasta el 2014, más del 85% de la demanda total de electricidad en la República Dominicana fue satisfecha a través del SENI, basada en la red de transmisión de la ETED. La tabla 3 proporciona detalles sobre la infraestructura existente.

El sistema de transmisión tiene principalmente una configuración radial en las zonas más remotas del norte, sur y este del país. Estas zonas están conectadas entre sí a 138 kV y 69 kV. Los dos principales centros

de consumo incluyen a Santo Domingo y Santiago. El suministro de los dos principales centros de consumo Santo Domingo y Santiago se hace a través de anillos de 138 kV interconectados a través de circuitos de 345 kV y 138 kV.

Para la planificación de las operaciones, el sistema se divide en cuatro áreas: Central, Oriental, Sur y Norte. Un diagrama del sistema de transmisión y sus zonas y sub-zonas operacionales se proporciona en la figura 11. La zona Central, que incluye la ciudad capital Santo Domingo, tiene la mayor demanda de electricidad. Su carga máxima representa alrededor del 47% de la carga máxima nacional. Seguida por la zona Norte, que

**Tabla 1: Plan de expansión de generación, proyectos con concesiones definitivas por tecnología y propietario**

Propietario	Tecnología	Capacidad Total
<b>Total de capacidad no renovable</b>		<b>866 MW</b>
CDEEE	carbón	752 MW – 1 proyecto
AES Dominicana	ciclo combinado	114 MW – expansión (2017)
<b>Total de capacidad renovable</b>		<b>1 489 MW</b>
<b>Capacidad de Bioenergía</b>		<b>1 MW</b>
Koar Energy Dominicana	bioenergía	1 proyecto (Monseñor Nouel)
<b>Capacidad Energía hidroeléctrica</b>		<b>599 MW</b>
EGEHID	hidroeléctrica	590 MW – 8 proyectos
Evyp Caribe	pequeña hidráulica	4 MW – 1 proyecto (La Vega)
Shanti inversión	pequeña hidráulica	5 MW – 1 proyecto (Monseñor Nouel)
<b>Capacidad Solar Fotovoltaica</b>		<b>175 MW</b>
Isofotón	Solar Fotovoltaica	50 MW – proyecto 1 (Santo Domingo Norte)
Montecristi Solar	Solar Fotovoltaica	58 MW – proyecto 1 (Monte Cristi)
Phinie Corp & Co. Development	Solar Fotovoltaica	17 MW – 1 proyecto (Azua)
WCG Energía	Solar Fotovoltaica	50 MW – 1 proyecto (Santo Domingo Norte)
<b>Capacidad del viento</b>		<b>715 MW</b>
Compañía de Electricidad de Puerto Plata	Eólica	50 MW – 1 proyecto (Puerto Plata)
Dominicana Renovables	Eólica	50 MW, 1 proyecto (Puerto Plata)
EGE Haina	Eólica	50 MW – 1 proyecto (2017, Pedernales)
Generación Eólica Internacional	Eólica	100 MW, 2 proyectos (1 en Peravia)
Grupo Eólico Dominicanar	Eólica	(50 MW – 1 proyecto Montecristi)
Jasper Caribbean Windpower	Eólica	115 MW, 1 proyecto (Puerto Plata)
Los Cuatro Vientos	Eólica	50 MW, 1 proyecto (Puerto Plata)
Parque Eólico del Caribe	Eólica	50 MW – 1 proyecto (Monte Cristi)
Poseidón Energías Renovables	Eólica	200 MW – 2 proyectos

*Nota: En la columna de capacidad total, año previsto para el comienzo de la operación y se han proporcionado detalles cuando estén disponibles, más detalles por proyecto pueden encontrarse en el análisis de la página web*



**Tabla 2: Capacidad del Sistema y Líneas de Transmisión**

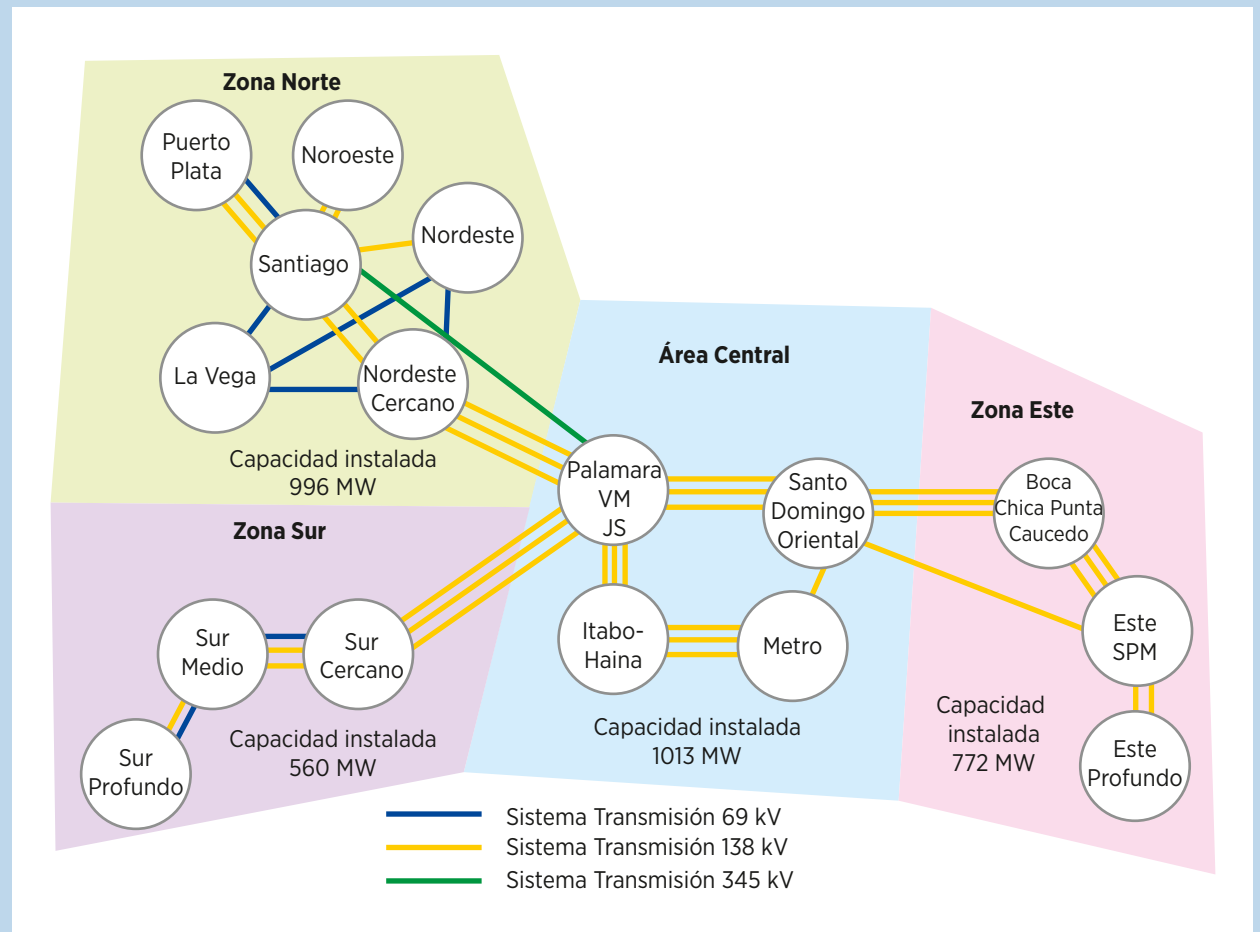
Nivel de voltaje (kV)	Líneas de transmisión (km)	Capacidad instalada de transformadores
69	1 699	-
138	2 668	2 996
230	275	250
345	260	2 100
<b>TOTAL</b>	<b>4 903</b>	<b>5 346</b>

Fuente: CNE (2015)  
MVA - megavoltioamperio

incluye la ciudad de Santiago, con una participación del 32% en el pico de carga. Las pérdidas de energía en la etapa de transmisión actualmente son de alrededor del 2% del total suministrado.

En coordinación con el centro de Control de energía de ETED, cada año el OC-SENI analiza y determina las restricciones en el sistema de transmisión a mediano plazo (un año) y a largo plazo (cuatro años). Estas evaluaciones identifican los límites de seguridad para transferir electricidad entre las áreas y sub-áreas del sistema.

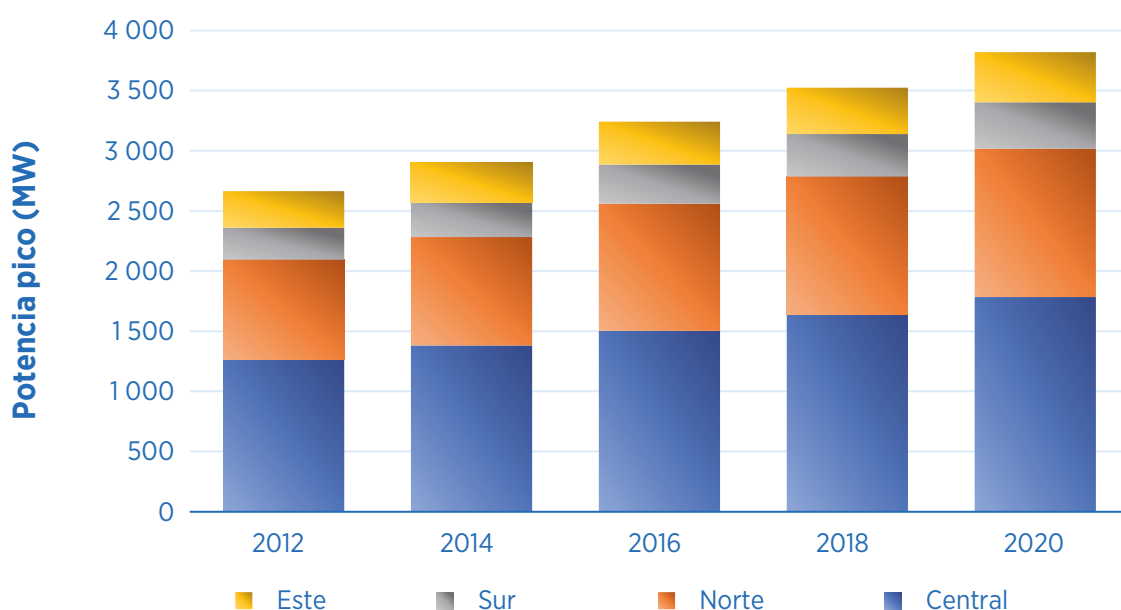
**Figura 11: Descripción del sistema de transmisión actual**



Fuente: OC-SENI (2015c)

Nota: El diagrama no muestra una representación geográfica de la red. Ésta se puede ver en detalle en mapas de la CNE en los anexos.

**Figura 12: Demanda de potencia máxima por área de transmisión**



Basado en datos de ETED (2013)

El análisis a mediano plazo se basa en la topología actual del sistema. El análisis a largo plazo incluye proyectos de transmisión previstos para el horizonte de tiempo del estudio, según los Planes de Expansión de Transmisión existentes. Los límites para la transferencia de potencia máxima entre áreas operativas según el último estudio se resumen en la tabla 3.

En 2014, había 51 horas de congestión en el sistema de transmisión principalmente relacionadas con trabajos de mantenimiento programados. Después de tomar en consideración las restricciones existentes, los proyectos de generación planificados y las previsiones de crecimiento de demanda de electricidad en cada

área, ETED elaboró un plan maestro para ampliar el sistema de transmisión para el periodo 2013–2020 (ETED, 2013). Ese plan está en ejecución, actualmente. Los principales proyectos de expansión están en la zona Norte y están resumidos en la tabla a continuación. El orden de aplicación se define según las necesidades del sistema y las prioridades identificadas por OC-SENI y ETED. Interconexiones con el país vecino de Haití no están planeadas por el momento.

La infraestructura de transmisión y la operación de ETED son financiadas a través de un cargo regulado de transmisión. ETED está obligada por ley, a permitir el acceso de terceros (generadores, grandes consumidores y distribuidores) a su red de alta tensión. Según la normativa actual, el generador asume inicialmente los costos de conexión de nueva generación y los refuerzos correspondientes en la red existente. ETED compensa al generador por esos costos, a lo largo de la vida útil del proyecto.

**Tabla 3: Capacidad de transmisión del sistema (hacia la zona Central)**

Transmisión entre zonas	Máxima Transmisión en el pico carga (MW)
Sur → Central	314.4
Este → Central	616.2
Norte → Central	564.7

Basado en datos de OC-SENI (2015c)

**Tabla 4: Plan de expansión de transmisión**

Componentes	Kilómetros de línea de transmisión			Capacidad de transformadores
	345 kV	138 kV	69 kV	
<b>TOTAL</b>	<b>221</b>	<b>911</b>	<b>134</b>	<b>3 035</b>

	Porcentaje del Total			Número de Subestaciones
Central	19%	5%	0%	9
Norte	49%	46%	83%	35
Sur	32%	26%	9%	12
Este	0%	23%	8%	8

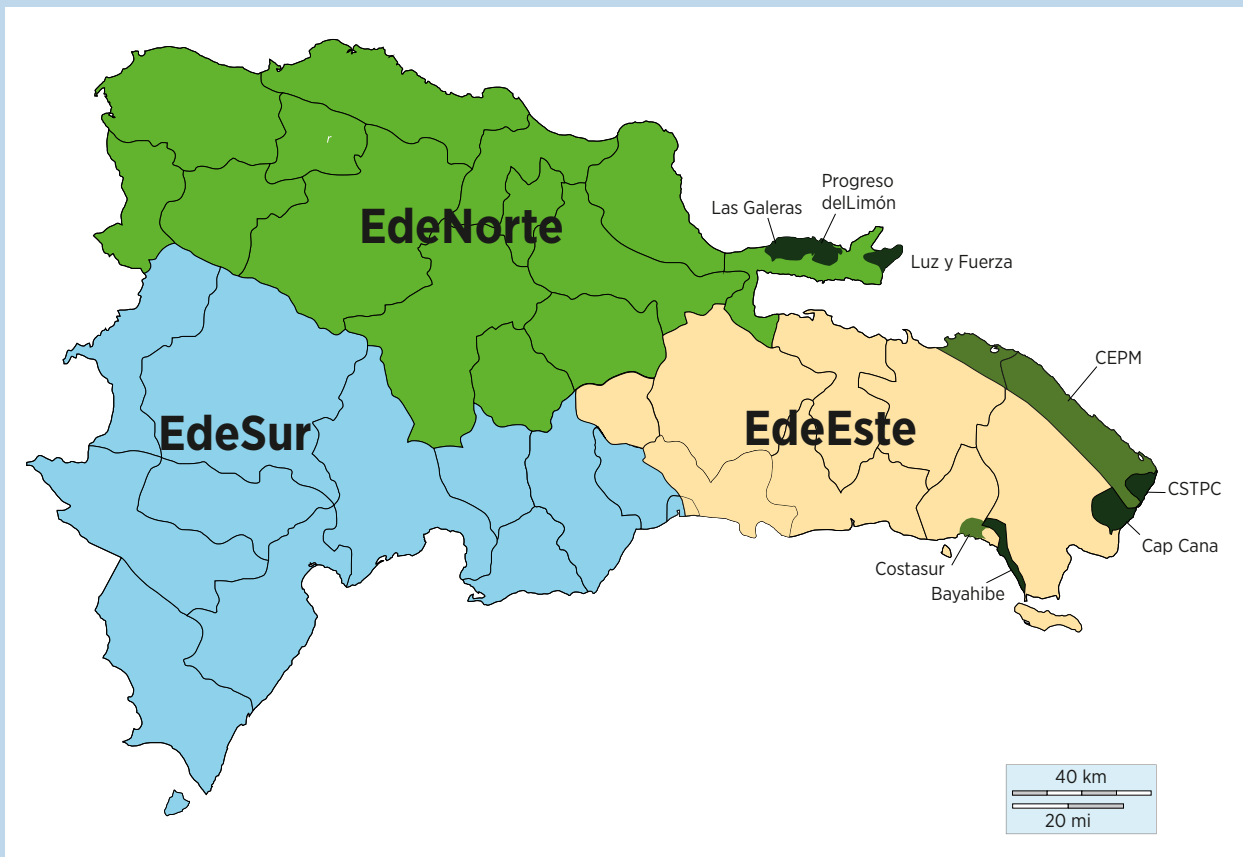
Basado en la información de ETD (2013)

### Distribución

En 2014, alrededor del 78% de toda la demanda de electricidad en el país fue distribuida en las tres

compañías estatales, EDESUR, EDENORTE y EDEESTE, que están conectadas al SENI. Además de las tres concesiones principales, existen siete principales zonas no-interconectadas. La Figura 13 muestra las

**Figura 13: Mapa del alcance geográfico de las tres compañías estatales de distribución EDESUR, EDENORTE y EDEESTE y de los mayores sistemas aislados**



Fuente: CNE (2015); mapa de fondo de d-mapas (s.f.)

CEPM – Consorcio Eléctrico Punta Cana-Macao); CSTPC – Corporación de Servicios Turísticos de Punta Cana

**Tabla 5: Características de las Empresas de Distribución de Electricidad de propiedad Estatal**

Compañía	Superficie de conexión (km <sup>2</sup> )	Clientes	Provincias/Municipios	Circuitos	Subestaciones	Capacidad de transformación (MVA)	km de líneas de voltaje medio (34.5-2.4 kV)
EDENORTE	16 274	805 107	14/67	192	79	1 336	11 170
EDSUR	17 943	610 055	11/63	194	50	1 300	6 629
EDEESTE	11 700	625 097	7/26	164	43	1 300	6 930

Fuente: CDEEE (2015), OLADE (2013) Ingenieros y Economistas Consultores (INECON) (2016)

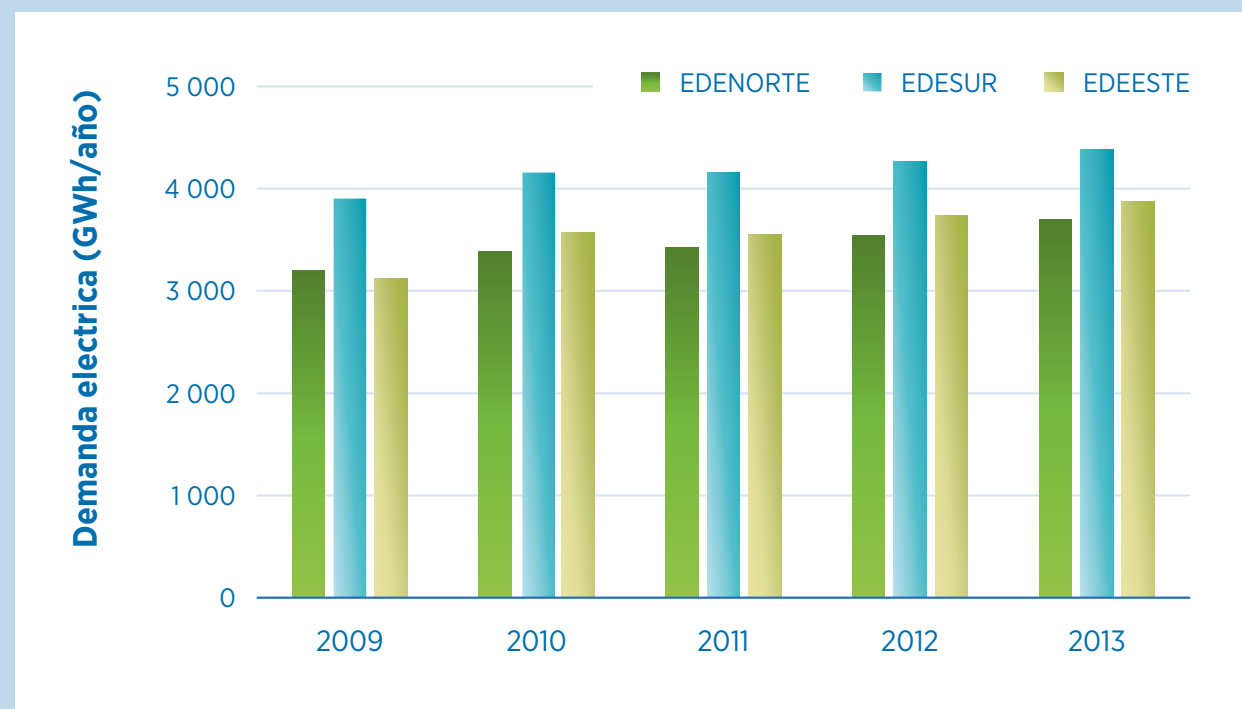
jurisdicciones de cada concesión y la tabla 5 resume datos claves de las tres empresas de distribución conectadas al SENI.

EDENORTE y EDEESTE han estado distribuyendo equitativamente cantidades iguales de electricidad en años recientes. En 2014, cada una suministró alrededor de 4 TWh de electricidad. El Distrito Nacional y la provincia de Santo Domingo, que representan la mayor demanda en la República Dominicana, son atendidas por EDESUR (para los municipios de Santo Domingo oeste) y EDEESTE (para el municipio de Santo Domingo Norte y este). EDENORTE, EDEESTE y EDESUR están también

a cargo de la venta minorista de energía eléctrica para clientes regulados en sus jurisdicciones. La figura 14 muestra la evolución anual de la electricidad distribuida por las tres principales empresas de distribución para el período 2009-2013. En la figura 14, la electricidad entregada en cada jurisdicción, no corresponde exactamente a la demanda de electricidad porque a algunas de ellas no les ha sido suministrada por desconexiones programadas.

Las altas pérdidas de electricidad en la fase de distribución, explican uno de los desafíos que enfrenta el sector eléctrico de la República Dominicana. Al

**Figura 14: Electricidad distribuida por cada Compañía Estatal de Distribución**



Basado en datos de CDEEE y EDEs (2015)

introducir las reformas, las tres empresas principales de distribución fueron adquiridas por firmas eléctricas extranjeras. En el periodo 2000–2010, el gobierno compró las acciones de las tres empresas, debido a dificultades financieras asociadas con el cobro de la tarifa y altos niveles de pérdidas no-técnicas.

Según estimaciones de la CDEEE, las pérdidas anuales totales en el sistema de distribución rondan alrededor de un 35.9% de la electricidad comprada por las EDEs. Este valor incluye electricidad comprada por las empresas de distribución pero no facturada, así como de electricidad facturada con una tarifa no cobrada. Las pérdidas totales en la República Dominicana están muy por encima de los niveles regionales, como en otros países que estos son alrededor del 15% (CDEEE y EDEs, 2015).

La mayoría de las pérdidas en el nivel de distribución son no-técnicas. Esto ha afectado la capacidad de las empresas de distribución para recuperar sus

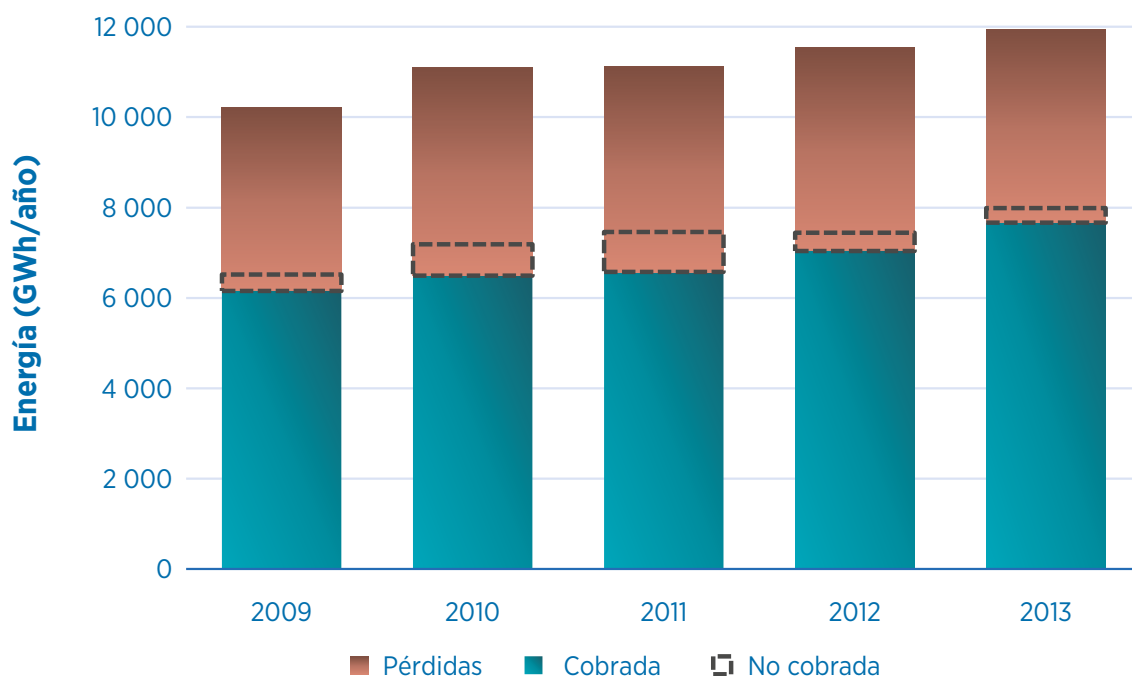
costos operativos a través de las tarifas. Esta situación representa un riesgo en el futuro a largo plazo de la cadena de suministro de energía del país y ha dado lugar a una serie de interrupciones del suministro.

La figura 15 muestra un desglose del total de la energía eléctrica distribuida entre 2009–2013 con una distribución de las tarifas cobradas y no cobradas así como el volumen de pérdidas. La cuota de electricidad cobrada ha ido en aumento. Las pérdidas de la empresa de distribución han disminuido ligeramente. Además, la electricidad no cobrada ha mostrado un leve descenso en el mismo período.

### Operación Independiente del Sistema

El OC-SENI está encargado de planificar y coordinar la operación del sistema interconectado en la República Dominicana. La operación tiene como objetivo

**Figura 15: Pérdidas de energía y energía facturada en el Sistema de Distribución de energía eléctrica, 2009–2013**



Basado en datos de la CDEEE y EDEs (2015)

suministrar electricidad a un costo económico mínimo, cumpliendo con los criterios de calidad y fiabilidad especificados en la regulación. El proceso conlleva cinco etapas con diferentes horizontes de tiempo:

- Operación de planificación a largo plazo (cuatro años por delante, actualizada cada año)
- Cortes planificados para mantenimientos importantes (planificados con un año de anticipación y actualizados cada año)
- Operación de Planificación a mediano plazo (con un año de anticipación y actualizada cada mes)
- Operación de Planificación a corto plazo (calendario de generación para el día y la semana siguientes)
- Re-despachos de la operación diaria en coordinación con el operador, en tiempo real. (inter-diario).

Los planes operativos a mediano y largo plazo evalúan la disponibilidad de recursos de generación para garantizar la suficiente potencia y energía para cubrir la demanda con costos operacionales mínimos en el horizonte de tiempo correspondiente. Además, OC-SENI hace actualizaciones anuales de la evaluación de la capacidad de transmisión en coordinación con ETED. Identifican los límites seguros para la transferencia de electricidad entre las diferentes áreas operativas del sistema de transmisión.

Los resultados del plan a mediano y largo plazo, así como la información actualizada sobre las restricciones de la red, la disponibilidad de plantas y los costos operativos, son utilizados por OC-SENI para la programación del calendario diario y mensual de generación. La generación está programada sobre una base de orden de mérito con resolución horaria. Esto significa que las ofertas de plantas térmicas disponibles con los costos variables más bajos de operación, se utilizan para cubrir previsiones de demanda por hora<sup>24</sup>. La resultante, el costo marginal por hora. El costo marginal

de la electricidad a corto plazo, se utiliza para valorar las transacciones eléctricas en el mercado spot.

Los recursos energéticos renovables incluidos en el régimen especial de la ley 57-07, así como las centrales hidroeléctricas de paso, tienen prioridad en el orden de mérito. Se despachan según la disponibilidad declarada. Plantas hidroeléctricas con regulación de reservorios son programadas por OC-SENI según la disponibilidad de energía semanal declarada por EGEHID. Según la regulación actual, OC-SENI tiene por objeto utilizar la energía disponible de los embalses hidroeléctricos durante las horas pico o cuando pueden proporcionar las reservas operacionales o generación con restricciones de seguridad. Los costos operativos de los embalses hidroeléctricos se asumen como cero (0).

Debido a restricciones de seguridad en el sistema, OC-SENI puede programar la generación de una orden fuera-de-mérito. En estos casos, la generación es compensada con la variable de costos operacionales, siempre que esté por debajo del tope del costo marginal definido por el regulador SIE. En diciembre de 2015, el tope del costo marginal se situó en 93.56 USD por megavatio-hora (MWh) (OC-SENI, 2016).

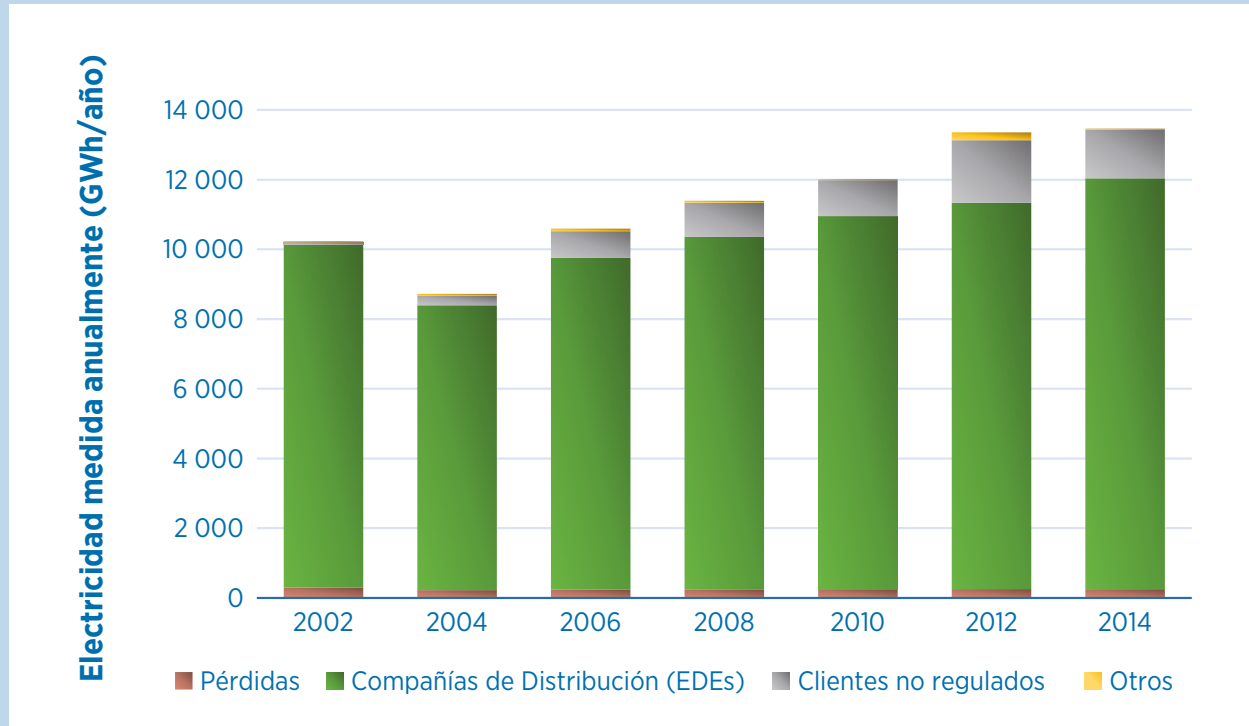
Durante la operación en tiempo real, el programa del día siguiente es re-calendarizado en caso de imprevistos de la red o importantes desviaciones de demanda o de pronóstico de generación.

Esto incluye las interrupciones de generación o cambios en la disponibilidad de los generadores renovables de paso, del régimen especial.

En la actualidad el 3% de la generación esperada es asignada como reserva primaria y se conserva el 3% para reservas secundarias. A menos que algo diferente sea previamente acordado, todas las unidades en SENI están obligadas a proporcionar servicios de reserva primaria. La reserva secundaria es proporcionada solamente por unidades seleccionadas.

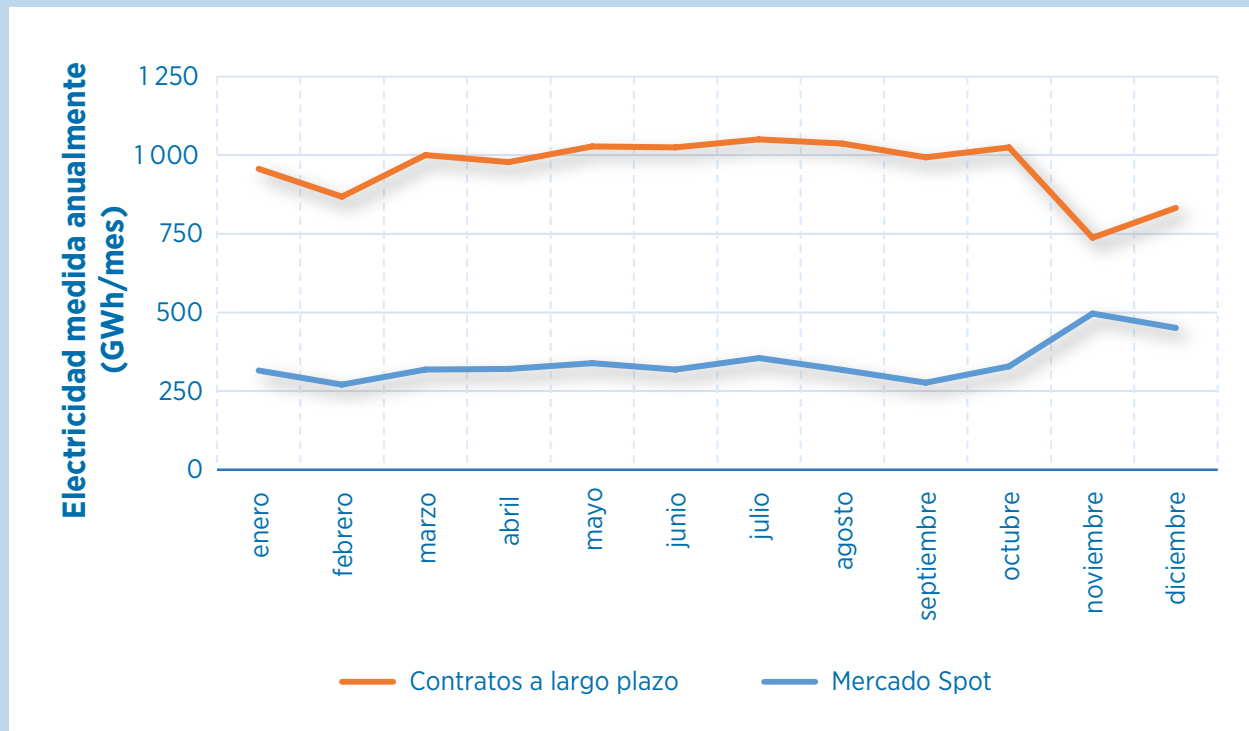
<sup>24</sup> La disponibilidad de energía hidroeléctrica es declarada semanalmente por EGEHID, y la electricidad despachada por OC-SENI para minimizar los costos operacionales según la electricidad disponible.

Figura 16: Energía anual medida por SENI en años seleccionados (2002–2014)



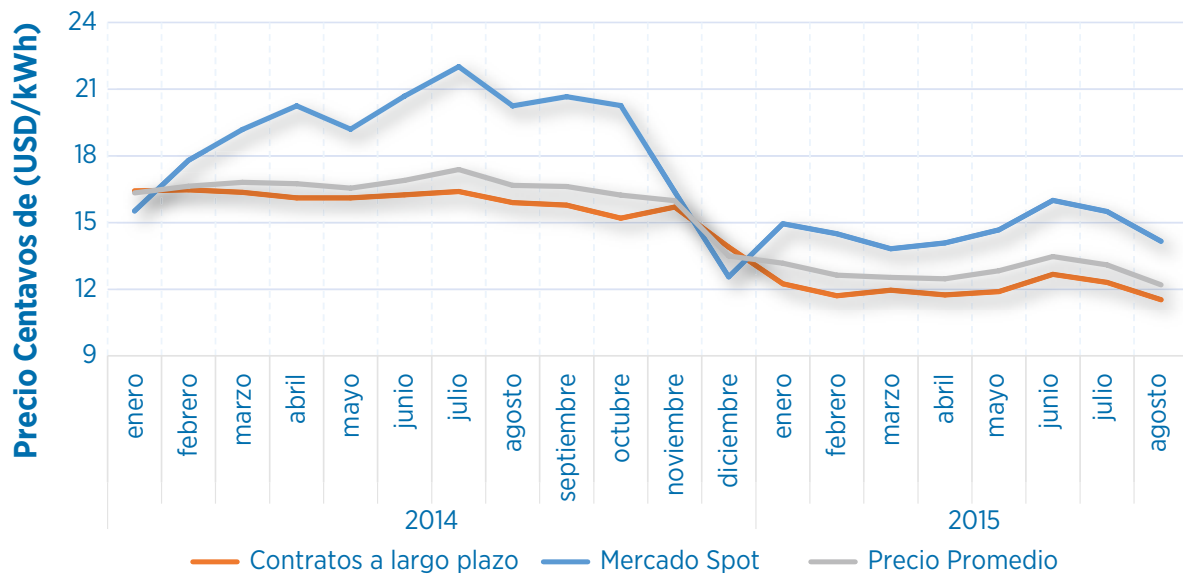
Basado en datos del OC-SENI (2014a)

Figura 17: Desglose de comercialización de energía mensual por OC-SENI, 2014



Basado en datos de OC-SENI (2014b)

Figura 18: Precio promedio mensual al cual las EDEs compraron electricidad entre 2014 y mediados de 2015



Basado en datos de CDEEE (2015)

### Mercado eléctrico mayorista

La electricidad en el sistema eléctrico interconectado de la República Dominicana es comercializada entre generadores y grandes consumidores a través del mercado eléctrico mayorista. Los grandes clientes incluyen usuarios no regulados y las compañías de distribución. La electricidad se cotiza a través de contratos bilaterales a largo plazo o el mercado spot.

La cantidad, precio y condiciones de los contratos a largo plazo se acuerdan bilateralmente entre generadores y consumidores. El mercado spot establece diferencias entre lo contratado, lo producido (según orden de mérito) y la electricidad consumida. De acuerdo a la presente regulación, por lo menos el 20% del total de electricidad debe negociarse a través del mercado spot.

La figura 16 muestra un desglose de la cantidad de electricidad tomada por empresas de distribución, usuarios no regulados conectados a nivel de transmisión y pérdidas en la red de transmisión. La figura 17 muestra la energía mensual, negociada a través de contratos a largo plazo y el mercado spot en 2014.

La figura 18 muestra el precio promedio mensual pagado por las EDEs por unidad de energía en 2014-2015. Según Martínez (2013), los principales factores que influyen en el comportamiento del mercado spot incluyen la disponibilidad de unidades térmicas, costos de combustible, contratos de precios a largo plazo, evolución de la demanda, niveles de embalses y flujos de agua.

Los generadores en el mercado también son remunerados por la capacidad firme de generación de electricidad que proporcionan al sistema. Esto se hace a través de transacciones de potencia, en proporción a la potencia firme que los generadores pueden suplir para cubrir los picos de demanda máxima mensual.

En el año 2014, el pago mensual por energía firme estaba alrededor de 8.6 USD/kW por kWh (OC-SENI, 2015d). Según la definición en la ley 57-07 y su Reglamento de aplicación, la potencia renovable no-gestionable (no-despachable) no es considerada como potencia firme y por lo tanto no participa en las transacciones de potencia.



## Sistemas aislados

Hay siete grandes sistemas aislados en la República Dominicana (ver Tabla 6). Están ubicados principalmente en zonas turísticas. La mayoría de ellos son propiedad de y operados por empresas privadas. La capacidad

de generación total instalada en las zonas aisladas es alrededor de 270 MW en el momento, cerca del 6% de la capacidad instalada del país. La electricidad neta generada en estas siete áreas se estima en aproximadamente 1TWh, que representa aproximadamente el 7% del total de la demanda nacional.

**Tabla 6: Características de los Sistemas Aislados**

Región	Compañía responsable	Tipo de compañía	Capacidad Instalada (MW)	Generación Neta (GWh)
Punta Cana	CEPM	Privada	113 (181 <sup>25</sup> )	362 (854 <sup>25</sup> )
	Punta Cana	Privada	23	49
	CTSPC	Privada	19	50
Bayahibe	Compañía de Electricidad de Bayahibe	Privada	24	15
Pedernales	EGE-Haina (generación), EDESUR (distribución)	Estatal	5	16
Las Galeras	Luz y Fuerza	Privada	19	21
Costasur	Costasur	Privada	NA	NA

Fuente: CNE (2016d)

La tabla 6 proporciona información básica sobre los sistemas aislados más grandes en todo el país: El sistema aislado en la zona turística de Punta Cana, propiedad de la empresa privada CEPM, es el más grande en el país. La capacidad total instalada, principalmente combustibles fósiles (fuel oil pesado y liviano) es alrededor de 181 MW y generación anual de electricidad cercana a 855 que GWh. CEPM proporciona electricidad a partir de sus propios recursos de generación y a través de un PPA con EGE-HAINA la cual inyecta electricidad desde la central de generación de la Sultana del Este, mediante una línea dedicada de transmisión.

## 2.5 Estatus actual de la energía renovable por sector

### Energía Renovable en el sector eléctrico

En el 2014, la capacidad total instalada de generación renovable ascendió a 795 MW. La capacidad renovable

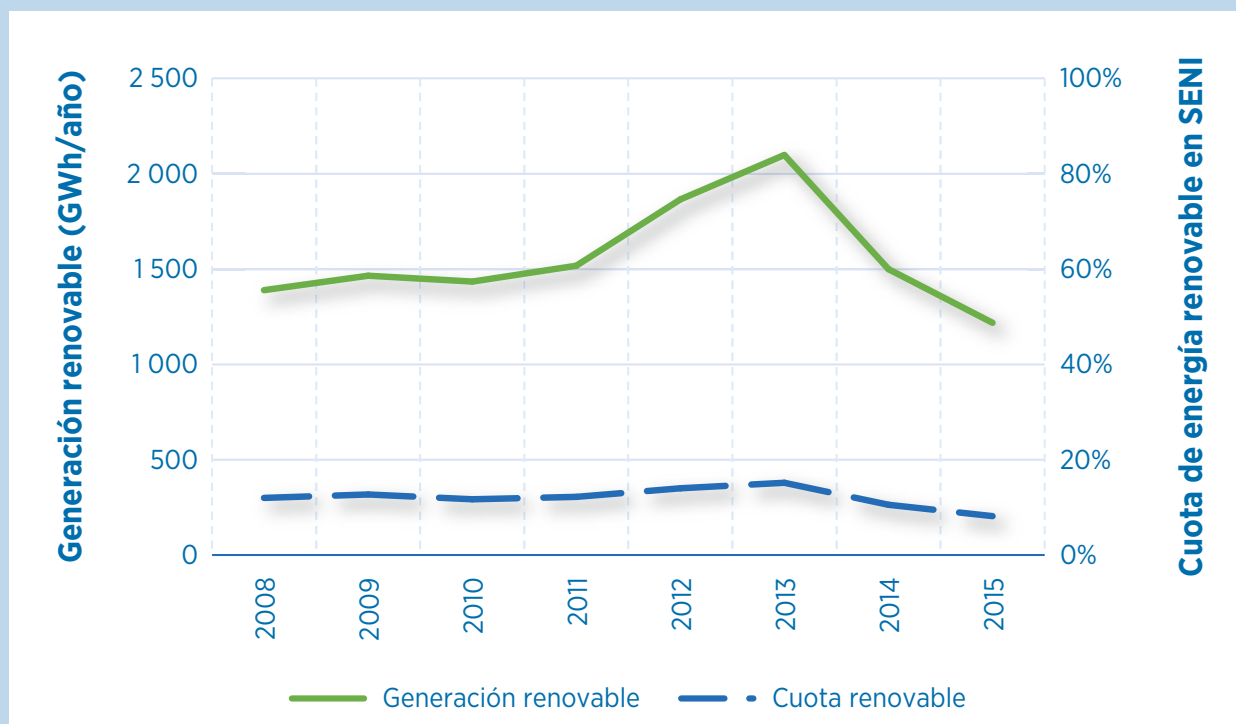
instalada en el SENI fue 717 MW – aproximadamente el 19.2% de la capacidad total instalada de SENI. Esto incluye 613 MW de energía hidroeléctrica (66 MW de plantas a pequeña escala con capacidad inferior a 10 MW), 85 MW de eólico en tierra, 27 MW de energía solar fotovoltaica (incluyendo auto-productores) y 70 MW de bioenergía (incluyendo residuos y desechos) (CNE, 2016c; IRENA, 2016d; Instituto Worldwatch, 2011).

En el curso de enero a julio 2016, se han inaugurado 50 MW de energía eólica (Larimar I) y 30 MW de energía solar fotovoltaica (Monte Plata). Además, se espera que 30 MW de cogeneración (producción combinada de calor y electricidad), utilizando bagazo de caña estén en línea para finales de 2016.

Según los proyectos con concesión definitiva (ver tabla 1), cerca de dos tercios de la expansión en la capacidad de generación se basa en recursos de energía renovable. Los proyectos planeados incluyen 588 MW de plantas de energía hidroeléctrica de más

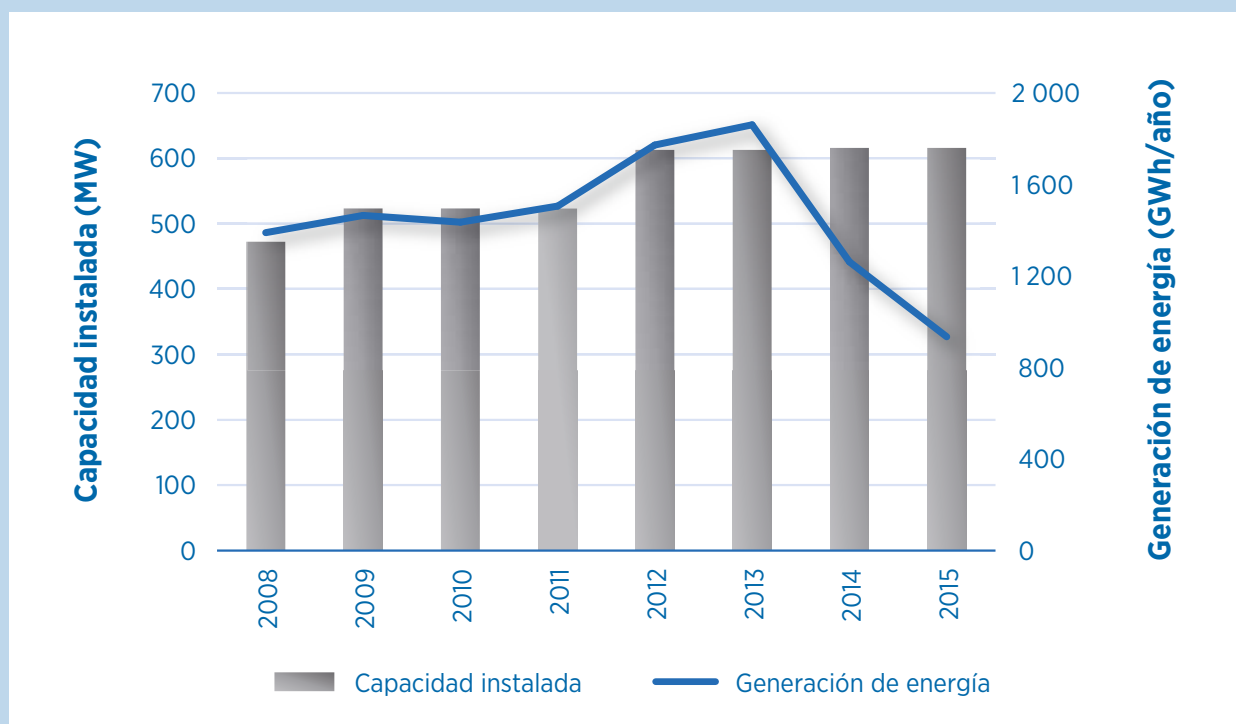
25 Total installed capacity and annual generation taking into consideration the interconnection with Sultana del Este (EGE Haina) in San Pedro de Macoris.

Figura 19: Generación y cuota de energía renovable en SENI, 2008-2015



Basado en datos de OC-SENI (2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014a, 2015a)

Figura 20: Capacidad hidroeléctrica instalada y generación anual, 2008-2015



Basado en datos de OC-SENI (OC-SENI 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014a, 2015a)

de 10 MW, 715 MW de eólicos en tierra, 175 MW de energía solar fotovoltaica y 9 MW de energía de mini-hidroeléctricas (CNE, 2016c, próxima).

Como ha sido discutido previamente, los recursos de energías renovables tienen prioridad en el orden de despacho, determinando la operación diaria del sistema eléctrico. El uso de estos recursos para generación eléctrica, depende principalmente de su disponibilidad. En el año 2015, la electricidad generada a partir de recursos renovables en el SENI fue 1217 GWh, que representa el 8.1% del total SENI. A pesar del incremento en ambos, la capacidad total instalada y la capacidad de producción de electricidad a partir de fuentes eólicas, la participación total de las energías renovables no ha crecido constantemente durante los últimos cuatro años (ver Figura 19). Esto ha sido atribuido a las severas sequías de 2014 y 2015 (El Dinero, 2015).

Como se muestra en la figura 20, la generación de electricidad de las centrales hidroeléctricas ha disminuido considerablemente en los últimos dos años. Mientras la producción de electricidad ha caído, la capacidad instalada ha aumentado desde 2011 a 2015. Esto se debe principalmente a los 90 MW, encargados a las plantas de Taveras, Valdesia y Palomino en 2012.

La figura 21 presenta las estadísticas para el flujo mensual entrante, de cinco de las principales presas del país (ACQ y Asociados, Dakota del norte) y las cifras de energía hidroeléctrica reportadas por OC-SENI (OC-SENI, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014a, 2015a). Estos datos fueron utilizados para observar la estacionalidad de la disponibilidad del recurso de hidroelectricidad, y su operación. Las barras azules muestran los tiempos de flujo entrante en relación al promedio anual con un nivel de confianza del 99% mientras que la línea roja muestra el factor de capacidad (o factor de planta) mensual promedio en 2008–2014.

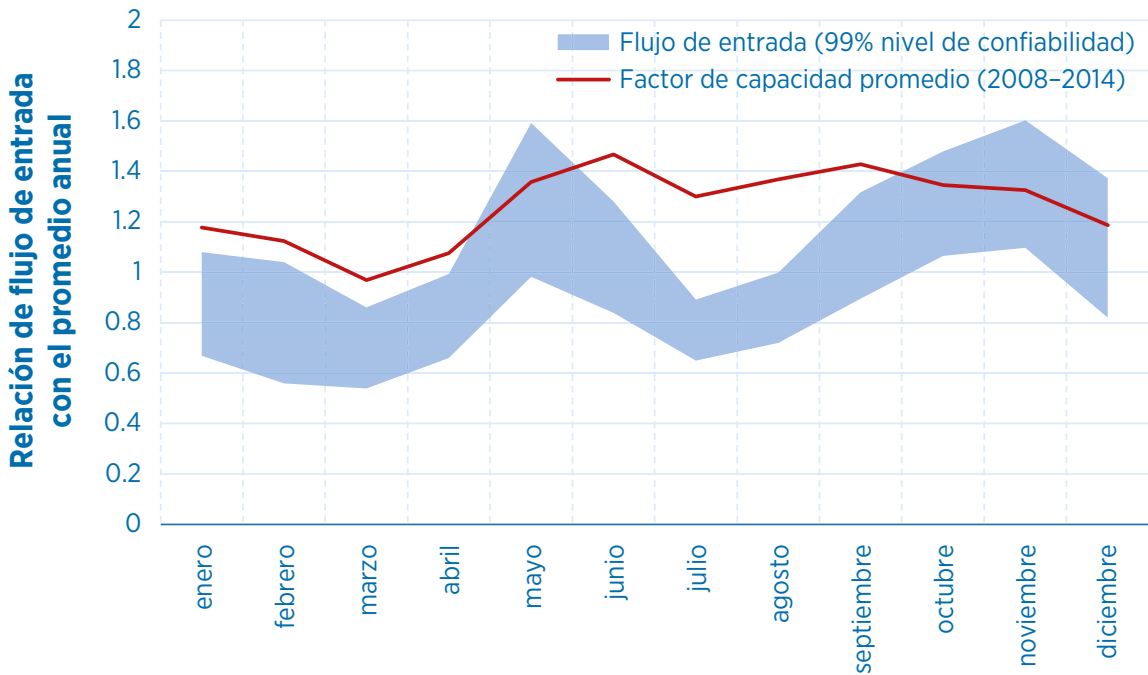
En el 2010, había 26 pequeñas centrales hidroeléctricas de menos de 5 MW con una capacidad total de 15.4 MW. Más de nueve micro-centrales hidroeléctricas se han construido en los últimos dos años, beneficiando a más de 4 000 familias y diez escuelas. En total, más de 15 300 personas se beneficiaron de esto y 665 kW en plantas de mini-hidroeléctricas habían sido instaladas (Liu *et al.*, 2013)

La capacidad eólica instalada es de 135 MW actualmente (a partir de mediados de 2016). Consta de cuatro centrales eléctricas: Los Cocos I y II, Quilvio Cabrera y Larimar I, la central puesta en marcha en 2016 (CNE, 2016c; IRENA, 2106d). Todas las plantas de energía eólica, existentes, están en el suroeste en el país (CNE, s.f.). La figura 22 muestra la evolución de la capacidad de potencia eólica instalada y la generación anual de energía eólica en la República Dominicana. En el año 2015, el total de generación de energía eólica fue de 284 GWh, representando el 1.9% de la producción total de electricidad en SENI (OC-SENI, 2015a). El factor de capacidad promedio anual ha llegado alrededor del 34% en los últimos tres años de operación (OC-SENI, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014a, 2015a).

La figura 23 muestra la estacionalidad operacional de los principales recursos de energías renovables, viento y energía hidroeléctrica durante los últimos años (2012–2014). Los factores de capacidad del viento están sobre el 30% la mayoría de los meses y su máximo en Diciembre-Enero y Junio-Julio.

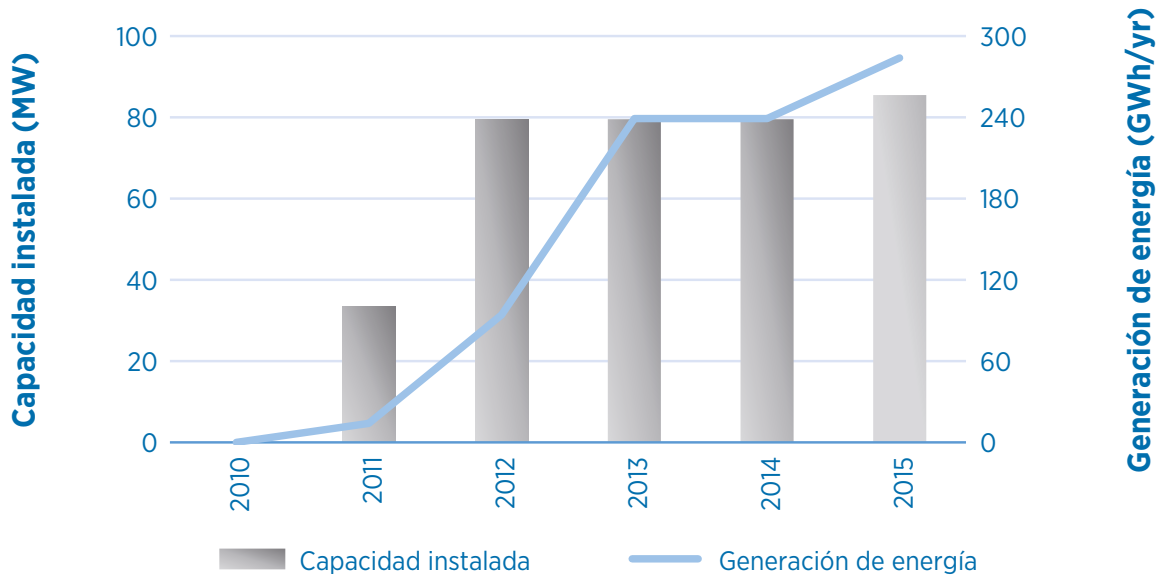
Sin embargo, se puede observar una fuerte caída en septiembre-octubre. El factor de capacidad de las hidroeléctricas y la disponibilidad de recursos experimenta uno de sus picos durante este período de baja producción eólica. Este comportamiento sugiere que la complementariedad entre ambos recursos, podría someterse a un análisis más detallado en el futuro.

Figura 21: Disponibilidad de recursos de energía hidroeléctrica y factor de capacidad promedio



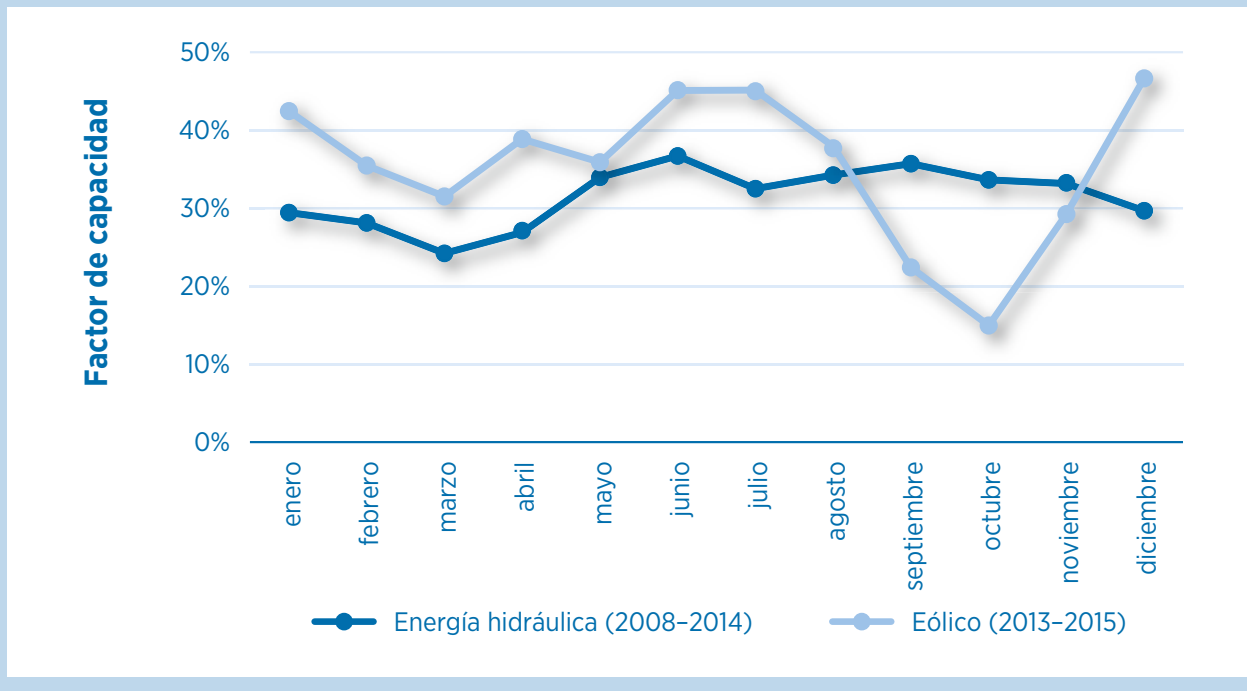
Basado en datos de ACQ y Asociados (s.f.) y de OC-SENI (2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014a, 2015a)

Figura 22: Capacidad y generación eólica, 2010-2015



Basado en datos de OC-SENI (2010, 2011, 2012, 2013, 2014a, 2015a)

Figura 23: Factor de capacidad mensual para parques eólicos (2013–2015) y plantas hidroeléctricas (2008–2014)



Basado en datos de OC-SENI (2010, 2011, 2012, 2013, 2014a, 2015a)

### Usos directos de las energías renovables en calefacción, refrigeración y transporte

No ha habido un gran despliegue en el uso de las energías renovables, como combustible directo para calefacción o transporte. El biodiesel o biogasolina (refiriéndose principalmente al etanol producido a partir de materias primas de biomasa) es difícilmente utilizado para el transporte (biodiesel sólo representó alrededor del 0.1% en 2014). Sin embargo, el país está desarrollando biodiesel a partir de aceite vegetal. Por lo menos 11 proyectos piloto, están cultivando la materia prima necesaria y dos proyectos de bioetanol están usando caña de azúcar y sorgo dulce como materia prima (Laboratorio Nacional de Energías Renovables, 2015- NREL por su sigla en inglés). Hasta la fecha, no han alcanzado escala comercial.

A pesar del bajo crecimiento en el uso de energías renovables para el transporte, hay planes de electrificación. Está prevista la expansión del metro de Santo Domingo, actualmente en operación. Si las energías renovables pudieran satisfacer la nueva demanda de electricidad, la cuota de las energías renovables en el sector transporte, aumentaría en consecuencia.

El biometano es otra opción potencial de la tecnología en el sistema de transporte de la República Dominicana, pero no se ha llevado a cabo producción alguna todavía. Hoy, más de 15 000 vehículos a gas natural reabastecen en 27 estaciones de servicio. Se espera que estas cifras aumenten y que pueda ser sustituido con biometano producido a partir de diversos flujos de residuos, si la rentabilidad en los costos lo permite (Instituto de las Américas, 2015).

La demanda de calefacción (principalmente para cocinar y calentar agua) en los edificios residenciales y comerciales de la República Dominicana es baja. Representa menos del 20% del total de ese tipo de demanda. Cocción y refrigeración representan el mayor uso del total de energía en edificios residenciales, si se compara con una demanda significativa de enfriamiento e iluminación en edificios comerciales, particularmente hoteles. Aún no hay mercado para sistemas de refrigeración basados en calentamiento solar de agua y renovables. En comparación, otros países de la zona como Barbados, han hecho avances importantes por ejemplo en la implementación de tecnologías termo solares para calentamiento de agua, gracias a políticas de largo plazo.

# 3 POTENCIAL DE LAS RENOVABLES PARA 2030 DE ACUERDO A LAS PROYECCIONES NACIONALES DE ENERGÍA Y REMAP

Esta sección describe primero el potencial de recursos energéticos renovables en la República Dominicana (sección 3.1). Esto está seguido por el Caso de Referencia con una vista sobre las perspectivas de las energías renovables, asumida en la planificación (sección 3.2) nacional de energía de la República Dominicana. En contraste, REmap propone una visión más optimista de las energías renovables, investigando el potencial de fuentes renovables adicionales y cómo podría aprovecharse. Esto toma en consideración los costos asociados y los ahorros derivados de una absorción acelerada de energías renovables (sección 3.3). Los resultados al 2030 para ambos casos se explican a lo largo de esta sección.

## 3.1 Potencial de los recursos de energía renovable

La República Dominicana tiene abundantes recursos de sol y viento<sup>26</sup>. Las mini-hidroeléctricas también ofrecen algún potencial residual en ciertas partes del país. El potencial de la bioenergía se limita a algunas materias primas específicas, pero podría beneficiarse de la vasta experiencia en el cultivo de la caña de azúcar y de las tierras no cultivadas sin avocarse a un cambio en su uso o a la preocupación por los recursos forestales.

El potencial solar es particularmente grande, con niveles GHI de 5-7 kWh/m<sup>2</sup>/día en la mayor parte del

<sup>26</sup> Más detalles sobre la distribución de los recursos renovables en la República Dominicana se pueden encontrar en línea en la herramienta del Atlas Mundial de IRENA. Uno de los mapas disponibles se puede consultar en el siguiente enlace: <http://irena.masdar.ac.ae/?map=1694>. Mapas con velocidades de viento y GHI se encuentran en los anexos de este informe.

país (Instituto Worldwatch, 2015)<sup>27</sup>. La irradiación es constante durante todo el año, ofreciendo una ventaja particular (con la diferencia máxima de irradiación, llegando a 3 kWh/m<sup>2</sup>/día entre diciembre y julio). Por ejemplo, los niveles de irradiación en las dos ciudades más grandes del país, Santo Domingo en el sur y Santiago de los Caballeros (centro-norte) promedia más de 5 kWh/m<sup>2</sup>/día durante todo el año. Esto proporciona condiciones favorables para sistemas solares fotovoltaicos en las azoteas. Asimismo, muchas de las zonas turísticas tienen al menos el mismo nivel de disponibilidad de recursos para los sistemas similares en la azotea y/o aislados para reemplazar parcial o totalmente los sistemas basados en diésel. La implementación del sistema solar para calefacción y refrigeración en edificios e industrias es otra vía porque la República Dominicana también experimenta una fuerte irradiación normal directa.

El potencial eólico en este país también es grande. Un análisis (zona por zona) del potencial del viento, muestra que alrededor de la mitad de 500 puntos evaluados de la red, tienen un factor de capacidad de al menos 20%. Además, 120 y 78 puntos tienen factores de capacidad de al menos 25% y 30% respectivamente. (Instituto Worldwatch, 2011)

Mucho del gran potencial hidroeléctrico del país ya ha sido utilizado. Existe potencial para usar esta capacidad más eficientemente, incrementando de ese modo los factores de capacidad de las plantas que hoy están limitadas por las regulaciones de despacho, para priorizar el uso del agua para beber y para la

<sup>27</sup> Esto es el doble de los niveles de GHI observados en Alemania, que son alrededor de 3 kWh/m<sup>2</sup>/día.

**Tabla 7: Potencial y costos de suministro de bioenergía en la República Dominicana, 2030<sup>28</sup>**

	Potencial de suministro de Bioenergía		Costos de Suministro
	Bajo	Alto	
	(PJ por año)	(PJ por año)	(USD/GJ)
Residuos de cosechas	10	25	9
Residuos de procesos agrícolas	0	18	1
Estiércol de animales & desperdicios post-consumo	18	32	3
Cultivos energéticos de tierras forestales	6	6	17
Explotación de madera forestal y procesamiento de residuos	2	2	17
Madera de construcción, demolición y desperdicios de mobiliario	1	1	17
<b>Total</b>	<b>38</b>	<b>84</b>	<b>6-8.1</b>

agricultura. En comparación, hay un potencial de la capacidad de generación, para plantas hidroeléctricas más pequeñas llegando a decenas o centenas de kilovatios especialmente en las áreas del norte del país.

El análisis de IRENA del potencial de suministro de bioenergía en el año 2030 y los costos relacionados al suministro según la materia prima, se muestran en la tabla 7. Residuos procedentes del sector agrícola proporcionan la mayor parte de este potencial así como el estiércol de animales y los residuos domésticos para biogás. Las fuentes tradicionales de residuos agrícolas incluyen caña de azúcar, arroz, café y plantaciones de bananas y cacao. Aparte de los residuos de las cosechas que requieren costos adicionales de recolección, estas materias primas llegan a costos accesibles de 1-3 USD/GJ. Existe cierto potencial en la biomasa leñosa (madera combustible y residuos forestales). Sin embargo, dicho potencial es bajo y sus costos significativos (IRENA, 2014b).

El país se beneficia también de recursos geotérmicos de baja a alta entalpía pero se necesitan más estudios para determinar el potencial técnico. Para ello, el MEM y la Oficina Francesa de Recursos Geológicos y Mineros (BRGM por sus siglas en francés) han firmado un acuerdo para evaluar esto en una iniciativa financiada por el Banco Interamericano de Desarrollo (Dominicano hoy, 2016).

<sup>28</sup> Además, la tierra adecuada para la cosecha sostenible de la caña de azúcar está disponible, es decir, sin afectar la caña de azúcar para producción de alimentos. Esta se estima en alrededor de 100 000 hectáreas y ofrece potencial de cultivo energético adicional. Para más detalles sobre las estimaciones de potencial y los costos de suministro, por favor consulte el papel IRENA en biocombustibles (IRENA, 2014b).

Aún no hay datos disponibles para calcular la capacidad potencial de despliegue de la geotermia y por eso no han sido considerados en la evaluación de las Opciones REmap.

### 3.2 Caso de Referencia 2030

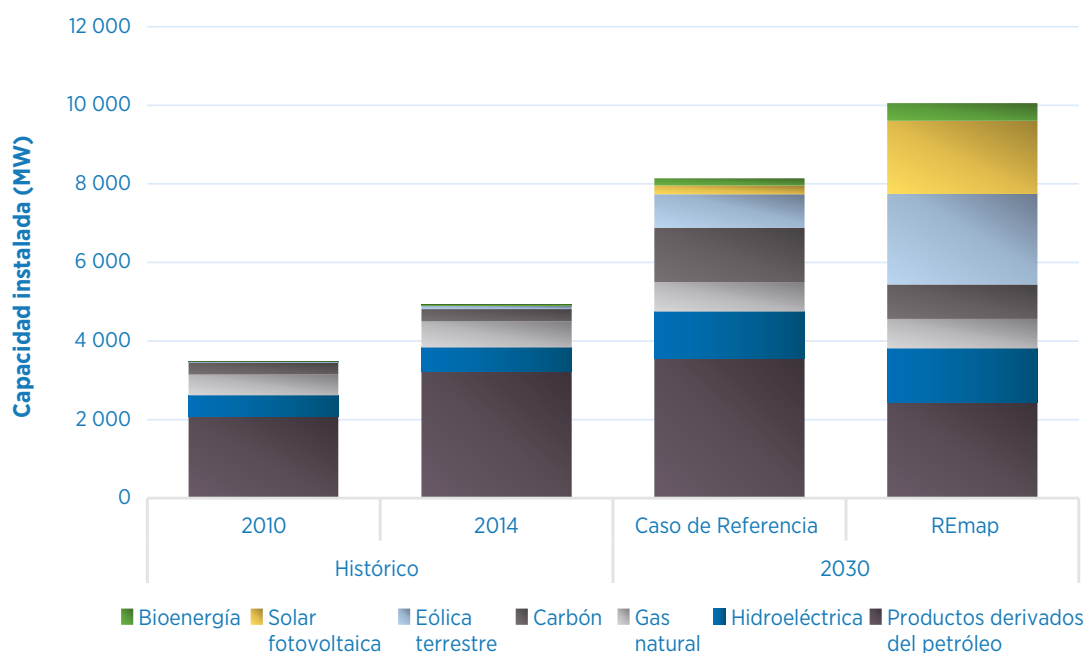
Como se indica en la sección 1.3 el Caso de Referencia para la República Dominicana fue preparado sobre la base de los resultados preliminares de las proyecciones de demanda de energía entre 2013 y 2030 calculados por la CNE y la Fundación Bariloche (CNE 2014a). Utilizaron el escenario base (escenario tendencial)<sup>29</sup>. La demanda de electricidad y las proyecciones de generación fueron hechas a escala para combinar la demanda total y el suministro estimado más reciente para el periodo 2016-2030. Estos fueron provistos por la CNE.<sup>30</sup>

El Caso de Referencia indica que la demanda de energía en la República Dominicana de energía aumentará un 41% entre 2010 (el año base para el análisis REmap de IRENA) y 2030 de 220 PJ (5 254 ktep) a 320 PJ (7 685 ktep). Esto representa un crecimiento de 1.9% por año, en el mismo período.

<sup>29</sup> Para el uso de bioenergía en los edificios, se asume que todos bioenergía leñosa consumida en el sector residencial corresponde a los usos tradicionales de la bioenergía. Sin embargo, la menor cantidad de carbón vegetal consumida se consideró para usos modernos. Esta hipótesis se mantiene durante todo el período 2010-2030.

<sup>30</sup> Las proyecciones siempre se basaron en la tecnología de generador por lo que se hizo la siguiente suposición: toda generación capacidad registrado bajo la categoría 'dual' era considerado un producto de petróleo (se aplica a la generación de energía con motor de combustión, ciclo combinado, ciclo abierto, etcétera). Sin embargo, esto incluye pequeños volúmenes de gas natural durante algunos períodos de generación.

Figura 24: Capacidad instalada de generación eléctrica, 2010–2030



El consumo de combustible en el transporte aumenta en poco menos del 45%, llegando a ser el sector de mayor consumo energético del país, con una demanda total de energía de 135 PJ (3 224 ktep) en el año 2030. En la industria, la demanda aumenta de 56 PJ (1337 ktep) en el 2010 a 100 PJ (2 388 ktep) en el año 2030. Durante estos años, el sector de edificios la demanda de energía aumenta de 68PJ (1624 ktep) a 86 PJ (2 054 ktep). El Crecimiento de la demanda en edificios es significativamente menor que en los sectores de transporte y la industria. Esto se explica por la sustitución de los usos tradicionales de la bioenergía para cocinar y para calefacción con combustibles más eficientes tales como el gas licuado de petróleo (GLP)/ keroseno o bioenergía moderna.

La generación total de electricidad también ve un aumento significativo. La generación anual se duplica de 16 TWh a 35 TWh en 2010–2030 (tomando en consideración el sistema eléctrico entero. Ejo: SENI, los sistemas aislados y los auto-productores conectados a la red). El Consumo de electricidad crece a un ritmo similar, resultando en un aumento anual de 14 TW de electricidad en 2010 a 31 TWh en el mismo período.

La participación del consumo de electricidad en la demanda total de energía del país crecerá de 22% en 2010 a 34% en 2030. Lo que equivale a una cuarta parte de la demanda total actual de energía.

En el Caso de Referencia, la cuota de la energía renovable moderna en el Consumo de Energía Final Total (CEFT) – excluyendo los usos tradicionales de la bioenergía – aumenta solo levemente, del 8% en 2010 al 13% en 2030. La cuota de energías renovables muestra solamente un pequeño crecimiento en todo el período, pero esto no significa que el uso de las energías renovables no crece. En cambio, esto es un resultado del importante aumento en el consumo total de energía del país, que aumenta tan rápido como la demanda de energías renovables.

Cuando se incluyen los usos tradicionales de la bioenergía, la cuota de las energías renovables en la mezcla total de la energía, sigue siendo casi la misma, alrededor del 16% en todo el período hasta 2030. Esto es debido a que los usos tradicionales de la bioenergía son reemplazados por formas modernas, como son otros combustibles modernos tales como el GLP o queroseno.



Estos tienden a mostrar una mayor eficiencia técnica para cocinar o calentar agua, utilizando por lo tanto menos combustible.

La experiencia en renovables está limitada únicamente a aplicaciones de uso directo en calefacción y transporte. El principal desarrollo es para bioenergía en el sector industrial, con adiciones de alrededor de 4 PJ (96 ktep) para procesos de calefacción. Esto alcanza 13 PJ de bioenergía y representa el 13% de la demanda de energía en este sector. Hay adiciones menores de energía solar térmica para edificios y biocombustibles líquidos para el transporte, que ascienden 0.6 PJ (14 ktep) y 0.8 PJ (19 ktep) respectivamente.

La cuota de energías renovables en el sector eléctrico aumenta del 10% al 21%. El Caso de Referencia considera un aumento en la generación de energía hidroeléctrica (2.3 TWh), eólico en tierra (2.3 TWh) y Bioenergía (casi 1 TWh). Estas cantidades combinadas son menores que el incremento de casi 12.8 TWh en la generación convencional. En el Caso de Referencia, la generación con carbón en 2030 alcanzaría 10 TWh, la generación con petróleo llegaría a 12.2 TWh (principalmente fuel-oil y diesel) y la generación con gas natural alcanzaría 5.3 sector TWh.<sup>31</sup>

### 3.3 REmap

#### El sector eléctrico y el potencial para una mayor absorción de las energías renovables

En el Caso de Referencia las proyecciones indican que un crecimiento de la demanda de electricidad será cubierto cada vez más, por capacidad de generación basada en productos derivados del petróleo, carbón y gas natural. REmap en cambio muestra que una parte de esta nueva demanda puede definitivamente ser satisfecha por energía hidroeléctrica, eólica en tierra, solar fotovoltaica y bioenergía. En el caso de productos derivados del petróleo cierta capacidad de generación existente que sería dada de baja en 2030, podría sustituirse también con las energías renovables.

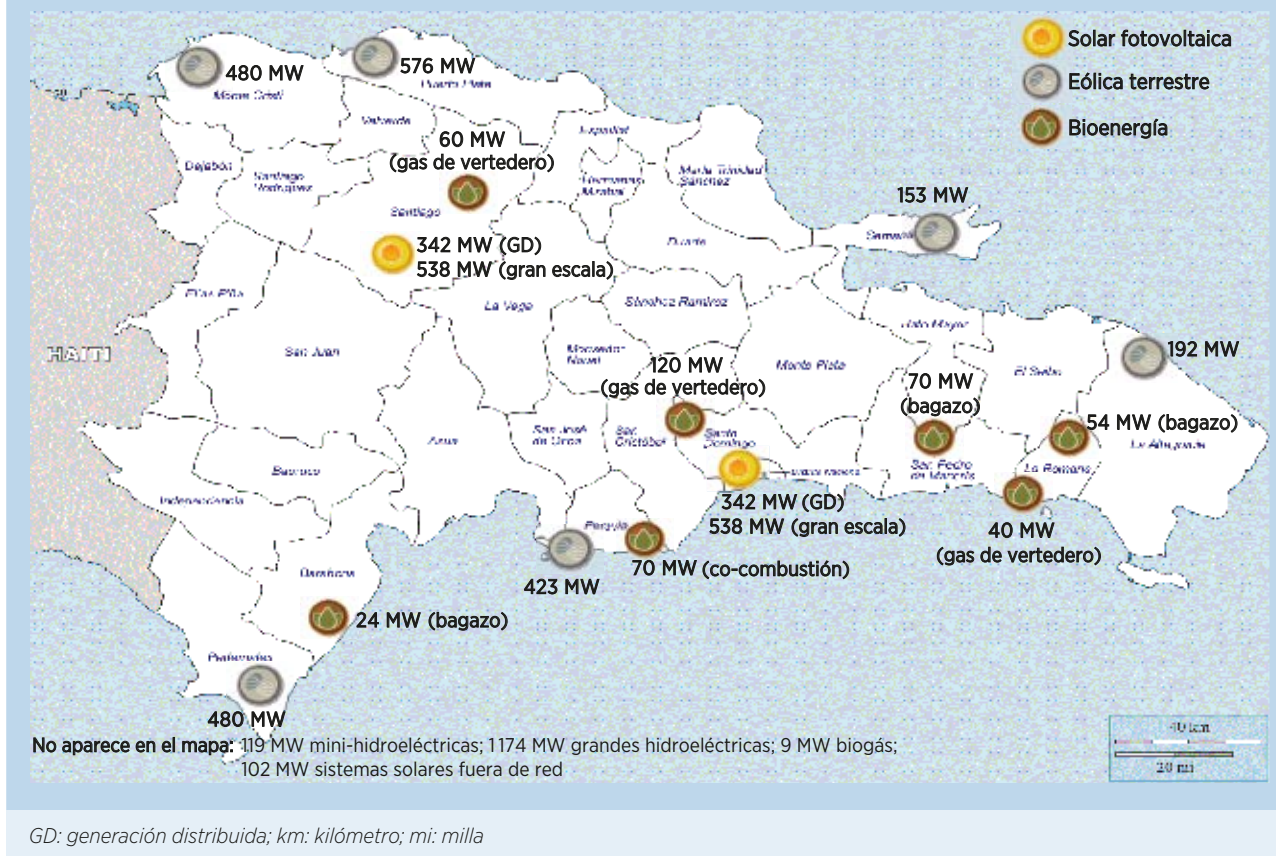
<sup>31</sup> Los valores para el año 2010 se dan en esta sección, siendo este año la base para el análisis REmap. Sin embargo, los valores para 2014 o 2015, han sido proporcionados en las Tablas Resumen de Resultados y Anexos, cuando han estado disponibles.

La generación de carbón es la capacidad adicional más alta de energía, observada en el Caso de Referencia y se estima cuatro veces mayor a la actual. El potencial de las energías renovables identificado en REmap sustituye casi la mitad de esta capacidad adicional con pequeñas hidroeléctricas, instalaciones solares fotovoltaicas y generación de energía de gas de vertedero. Aún más, se sustituye toda capacidad de nueva generación basada en petróleo con eólico en tierra y energía solar fotovoltaica.

La figura 25 representa la ubicación de la principal energía solar fotovoltaica, eólica en tierra, y la capacidad eléctrica de la bioenergía que pudiera estar instaladas en el año 2030 bajo el caso REmap. Los supuestos detallados y los resultados son representados por la tecnología. La capacidad de generación del sector eléctrico y la mezcla de generaciones se resumen a continuación en la tabla 8.

- **Hidroeléctrica:** Hasta el 90% de todo el potencial de recursos hidroeléctricos para las grandes plantas hidroeléctricas ya ha sido explotado (Instituto Worldwatch, 2015). Las pequeñas hidroeléctricas proveen por lo tanto el potencial restante, que es definido en la actual ley de energía renovable de la República Dominicana, como plantas con capacidad inferior a 5 MW. La adición de 90 MW según REmap, implica la construcción de alrededor de 20 centrales hidroeléctricas pequeñas. Los recursos hidroeléctricos se encuentran dispersos en todo el país, existiendo entonces varias posibilidades, donde sean más factibles ambiental y económicamente y donde exista una demanda.
- **Eólica en tierra:** Si el límite de 50 MW de capacidad de electricidad eólica (explicado en la sección 2.3) se usa como referencia, la incorporación total de la capacidad REmap de 1.5 GW se traduce en alrededor de 45 parques eólicos que se construirán entre hoy y el 2030. Si cada uno de los 78 puntos identificados por el Instituto Worldwatch (2011) puede albergar un parque eólico de 50 MW, tendría un factor de capacidad superior a 30%.

Figura 25: Ubicación de la capacidad de generación eléctrica con energías renovables en REmap en 2030



- Bagazo para cogeneración:** Se espera que la producción de caña de azúcar del país aumente en cerca del 40% en 2024 (Departamento de Agricultura, de los Estados Unidos, 2014). El subproducto principal de energía de esta industria es el bagazo, que hoy es quemado para suministrar electricidad y calor en los ingenios azucareros. Hay un gran potencial para aumentar la eficiencia de la combustión. Combinado con el crecimiento de la producción y la mejoría en la eficiencia, la capacidad adicional de cogeneración resultante basada en bagazo se estima en 48 MW. Estos podría estar instalados en tres de los cuatro ingenios más grandes de todo el país, a saber: Cristóbal Colón, Barahona y Porvenir. Como hay cierta capacidad de cogeneración existente, o planeada en el Caso de Referencia, la capacidad total de generación eléctrica en los ingenios azucareros alcanza 148 MW en REmap. Esto se dividiría entre los ingenios azucareros

como sigue: 10 MW en Porvenir, 24 MW en Barahona, 54 MW en el Central Romana y 60 MW en Cristóbal Colón.<sup>32</sup> Se supone que los ingenios azucareros cogeneran electricidad y calor principalmente para priorizar sus propias necesidades de energía, especialmente durante la cosecha de la caña de azúcar, que puede durar hasta 200 días. Los sobrantes de energía podrían venderse al sistema.

- Co-combustión de biomasa para generación de electricidad:** Pequeñas cantidades de residuos forestales y de la agricultura pueden ser utilizados en plantas de co-combustión, aumentando la capacidad instalada a 70 MW en REmap 2030.

<sup>32</sup> Los ingenios tienen en existencia la siguiente capacidad de generación eléctrica para autoabastecer sus propias necesidades de energía, según el Instituto Worldwatch, 2011: 3 MW en Porvenir, 6 MW en Barahona y 54 MW en el Central Romana. Además, el ingenio Cristóbal Colón está adjudicando el proyecto de planta de 30 MW.

- **Biogás para generación eléctrica:** En el Caso de Referencia, no se asume el crecimiento de la capacidad de generación eléctrica existente, a partir de biogás. Por lo tanto, en el Caso de Referencia, el 2030 continúa para ver una capacidad instalada de alrededor de 790 kW de nueve instalaciones. REmap muestra un potencial realista de 9 MW en 2030, lo que implica alrededor de 60 granjas en el país utilizando biogás para la generación eléctrica integrada con digestores anaeróbicos, que se alimentan de estiércol de animales.

- **Gas de relleno sanitario para generación de energía:** hay un potencial importante de residuos sólidos urbanos, especialmente de los grandes vertederos del país. El total diario de desechos sólidos urbanos para generación de energía, que asciende a unas 8 000 toneladas, con el vertedero más grande (Duquesa) que recibe más de 3 750 toneladas (OPD, 2015). En el Caso de Referencia, la generación de gas de relleno sanitario incluye el proyecto de generación eléctrica basado en el gas de relleno sanitario en la zona de Rafey. Esta planta eléctrica de 80 MW (40 MW biogás y 40 MW gas natural) debe ser operada con una turbina a gas de ciclo combinado y una turbina de vapor basada en la gasificación de residuos sólidos urbanos. Se estima, que el proyecto consuma 1 500 toneladas de basura por día. (SIE, 2016).

REmap asume la construcción de una planta eléctrica de gas de relleno sanitario de 80 MW para el vertedero de Duquesa. Esta planta podría utilizar alrededor de 3 000 toneladas de residuos cada día (suponiendo que su diseño fuera similar al previsto para el vertedero de Rafey, que contaría con un gasificador). Más de 350 vertederos han sido identificados en todo el país (Ferrerías, 2015). Si se consideran los 10 más grandes y formales, podría ser posible desplegar el potencial de cerca de 60 MW de capacidad por encima del propuesto para Duquesa, aumentando el total a 220 MW (suponiendo que

alrededor de 80 MW se despliegan en el Caso de Referencia, incluyendo la capacidad en el vertedero de Rafey).

- **Instalaciones solares fotovoltaicas:** Hay una adición de 871 MW de las instalaciones de energía solar fotovoltaica. Como se muestra en la figura 25, se supone que estarán situadas cerca de los principales centros de la demanda, es decir, en las provincias de Santiago y Santo Domingo. Considerando los desarrollos esperados en el Caso de Referencia, la capacidad total instalada estaría por encima de 1 GW en REmap en 2030.

- **Energía Solar Fotovoltaica descentralizada (en la red):** El escenario alternativo en las proyecciones de demanda de CNE considera una capacidad descentralizada instalada de 250 MW de solar fotovoltaica. Esto ha sido tomado en cuenta y ampliado para incluir una opción REmap de 665 MW de generación distribuida, que comprende instalaciones en la red para uso residencial y comercial, añadidas al Caso de Referencia. Estas se pueden dividir en azotea y sistemas montados en tierra y la generación resultante cubriría alrededor del 25% de la demanda de electricidad en edificios. Suponiendo que todo esto sea para los sistemas de azotea, 3,7 millones de m<sup>2</sup> de áreas de azotea se requieren para instalaciones residenciales. Esto representaría alrededor del 2% del área doméstica, disponible en la azotea. Así mismo, se utilizarían aproximadamente 1,9 millones de m<sup>2</sup> para instalaciones comerciales, que representan alrededor de 7% del área disponible de azoteas para este tipo de edificios.

Se supone que alguna de la capacidad solar fotovoltaica descentralizada, estará integrada con almacenamiento eléctrico por baterías. La capacidad correspondiente de almacenaje para éstas en REmap es de 440 MWh, y el 17% de las instalaciones fotovoltaicas descentralizadas está construido. Se trata de un promedio de almacenamiento de energía de 4 kWh/kW

- Energía Solar fotovoltaica para la electrificación rural fuera de la red:** El acceso a la electricidad se ve reforzado por la adición de sistemas aislados de energía solar fotovoltaica para la electrificación rural. En los países en desarrollo, el sistema solar fotovoltaico con almacenamiento se está haciendo cada vez más común para proporcionar electricidad a las regiones rurales que carecen de acceso a las redes de transmisión o de distribución (IRENA, 2016a). Esto incluye instalaciones de solar fotovoltaica residenciales y públicas aisladas con baterías eléctricas (equivalentes a 400 MWh de almacenamiento de energía) lo cual aumentaría la

tasa de electrificación de República Dominicana para zonas rurales remotas.

La tasa de electrificación se sitúa en alrededor del 96%. Según la CNE (2014a), esto llegará a 98% en 2030 bajo el supuesto de que los programas de acceso a energía tengan una mayor cobertura en los próximos años. Identifica un potencial de solar fotovoltaica de 102 MW para electrificación doméstica, asumiendo que se alcance el acceso universal a la electricidad en el año 2030, es decir unas 70 000 instalaciones de 1.3 kW pico. Para los usos públicos y comerciales, se añaden 9 MW.

**Tabla 8: Resumen de resultados por tecnología para el año base, Caso de Referencia y REmap – sector eléctrico**

	Unidad	2010	2014	Caso de Referencia 2030	REmap 2030
<b>Capacidad total instalada para generación de electricidad</b>	MW	<b>3 538</b>	<b>4 995</b>	<b>8 156</b>	<b>9 913</b>
<b>Capacidad de generación eléctrica instalada</b>					
Capacidad Renovable	MW	608	795	2 473	5 817
Hidroeléctrica	MW	530	613	1 202	1 293
Pequeña Hidroeléctrica (< 5MW)	MW	15	15	28	119
Grande Hidroeléctrica (> 5MW)	MW	515	598	1 174	1 174
Eólico en tierra	MW	8	85	850	2 304
Bioenergía (sólida, líquida, gaseosa)	MW	70	70	181	449
Auto productores, MW de cogeneración (bagazo)	MW	70	70	100	148
Biomasa (cogeneración)	MW	0	0	0	70
Auto productores, digestor anaeróbico	MW	0	0.0	0.8	9
Gas de vertedero	MW	0	0	80	220
Solar fotovoltaica	MW	0	27	240	1 772
Fotovoltaica a gran escala	MW	0	0	205	989
Fotovoltaica descentralizada (en la red)	MW	0	27	35	681
Fotovoltaica descentralizada con almacenamiento	MW	0	0	2	112
Fotovoltaica para electrificación rural (aislado)	MW	0	0	0	102
Capacidad no-renovable	MW	2 930	4 200	5 683	4 096
<b>Renewable energy share in total capacity</b>	%	<b>17%</b>	<b>16%</b>	<b>30%</b>	<b>59%</b>
<b>Generación de electricidad</b>					
<b>Total de generación eléctrica</b>	TWh	<b>16.2</b>	<b>18.0</b>	<b>34.9</b>	<b>36.2</b>
Generación Renovable	TWh	1.6	2.1	7.4	15.8
Hidroeléctrica	TWh	1.4	1.6	3.7	4.0
Eólica en tierra	TWh	0.0	0.3	2.3	6.1
Bioenergía (sólida, líquida y gaseosa)	TWh	0.2	0.2	1.0	2.7
Solar fotovoltaica	TWh	0.0	0.0	0.4	3.0
Generación no-renovable	TWh	14.6	15.9	27.5	20.4
<b>Cuota de energía renovable en generación de electricidad</b>	%	<b>9.8%</b>	<b>11.6%</b>	<b>21.3%</b>	<b>43.6%</b>



## Usos directos de energías renovables en la industria y los edificios

Además del potencial de generación eléctrica del sector, hay un mayor potencial para las energías renovables en aplicaciones de uso directo para calefacción y refrigeración. Esto ha sido pasado por alto hasta ahora, en las proyecciones de energía de República Dominicana utilizadas para el Caso de Referencia. REmap identifica oportunidades para el uso directo de las energías renovables para calefacción, refrigeración y cocción en edificios y para procesos de calefacción y refrigeración de procesos en el sector industrial. La tabla 9 proporciona los resultados del Caso de Referencia y la mezcla REmap y a continuación se examinan mayores detalles por tecnología y sector:

- **Calentadores solares de agua en edificios:** Las Opciones REmap estiman el potencial residencial y comercial de 2.1 PJ de calentamiento solar de agua. Esto es equivalente a agregar 1.4 millones m<sup>2</sup> (alrededor de 960 megavatios térmicos – MWth) de capacidad de colectores solares que reemplazarían las calderas para calentamiento de agua basados en GLP o electricidad. Esto es menos del 1% del área de azotea disponible en 2030 o alrededor 2 600 instalaciones comerciales y 328 000 instalaciones para hogares. Aproximadamente 60% de la capacidad está dedicada a instalaciones en el sector comercial. Esta opción REmap se concentra en el suministro del 30% de la demanda energética para calentamiento de agua en el sector residencial y 35% en el sector comercial (casi todo para hoteles).
- **Energía solar para refrigeración en los edificios:** La opción REmap de 4.5 PJ para refrigeración solar cubriría aproximadamente el 20% de la demanda de electricidad usada para enfriamiento de espacios en los edificios en el año 2030. Esta adición de 350 MW equivale a 0.5 km<sup>2</sup> de colectores térmicos o alrededor de 71 000 instalaciones. Menos del 0.5% del área de la azotea disponible en 2030 es necesaria para instalar los colectores. En ese año, la demanda de energía

para la refrigeración es estimada en hasta un 20% de la demanda total de energía en edificios.

- **Energía solar para procesos caloríficos en la industria:** Esta opción REmap representaría un adicional de 85 MW en energía solar para procesos industriales de calor. Aproximadamente la mitad de la capacidad se basa en una placa solar plana y el resto en colectores de energía solar térmica concentrada (CST). Esto implicaría alrededor de 77 y 16 instalaciones respectivamente en diferentes lugares de plantas de manufactura del país que proporcionarían más de 0.7 PJ de calor en forma de agua caliente y vapor, que cubrirían el 15% de la energía necesaria para la generación de calor en procesos de baja temperatura (por debajo de 150° C).
- **Energía Solar para refrigeración en la industria:** Esta opción REmap, que asciende a 40 MW, es equivalente a un promedio de 85 instalaciones solares de refrigeración en el sector de alimentos del país, que es uno de sus mayores consumidores de energía.
- **Digestor anaeróbico de biogás para cocinar, en el sector de la hotelería:** Esta opción REmap se calcula para el sector de la hotelería, en que los residuos orgánicos de los alimentos y de cocinar pueden generar biogás reusado para cocinar. Esta opción REmap implicaría alrededor de 100 instalaciones de este tipo.
- **Sistemas de Acondicionamiento de Aire por aguas marinas profundas (SWAC por sus siglas en inglés):** Esta opción REmap proporcionaría 4 440 toneladas de refrigeración principalmente para el sector hotelero. El potencial identificado significa introducir agua de mar para refrigeración en la zona turística de Puerto Plata. La opción REmap de 0.4 PJ cubre el 5% de la demanda de refrigeración en edificios.
- **Biomasa moderna sólida para cocinar:** La cantidad de bioenergía tradicional utilizada hoy en el sector residencial (principalmente para

**Tabla 9: Resumen de resultados por tecnología para el año base, Caso de Referencia y REmap – Usos directos en edificios e industria**

	Unidad	2010	2014	Caso de Referencia 2030	REmap 2030
<b>Total de consumo final de energía en usos directos</b>	<b>PJ</b>	<b>79</b>	<b>83</b>	<b>96</b>	<b>96</b>
Consumo de electricidad – edificios	TWh	7.4	8.7	13.7	13.2
Consumo de electricidad – industria	TWh	6.4	6.4	16.3	16.2
Usos directos de la energía renovable	PJ	31	31	28	34
Energía solar para calentamiento de agua – edificios	PJ	0.4	0.3	1.1	3.2
Energía solar para enfriamiento de espacios – edificios	PJ	0.0	0	0	4.5
Energía solar para calentamiento de agua – industria	PJ	0.0	0	0	0.7
Energía solar para enfriamiento – industria	PJ	0.0	0	0	0.2
Agua de mar para aire acondicionado (SWAC) – edificios	PJ	0.0	0	0	0.4
Biomasa moderna – edificios	PJ	2.8	2.9	3.3	6.2
Biogás para cocina (digestor anaeróbico) – hotelería	PJ	NA	NA	NA	1.2
Biogás para cocina (digestor anaeróbico) – residencial	PJ	NA	NA	NA	0.1
Biomasa sólida para cocina – residencial	PJ	NA	NA	NA	1.6
No especificada	PJ	2.8	2.9	3.3	3.3
Biomasa tradicional – edificios <sup>33</sup>	PJ	18	17.4	10	0
Bioenergía para calor de proceso – industria	PJ	9	10.1	13	19
No-renovable - edificios	PJ	21	22	29	26
No-renovable - industria	PJ	24	28	36	29

cocinar y en alguna proporción calentamiento de agua) es casi un cuarto del uso de energía de los edificios. Según un estudio de la CNE (Cruz Castillo, 2014), aproximadamente el 12% de los hogares de la República Dominicana aún presenta falta de acceso a la energía moderna para cocinar, dependiendo principalmente de carbón vegetal y madera combustible. Aunque la demanda de las formas tradicionales de bioenergía disminuye significativamente, el Caso de Referencia también indica que persistirá en el año 2030. Su participación disminuye justo por encima de 10% del total de uso de energía en los edificios. En REmap todo el uso tradicional de bioenergía es substituido por bioenergía moderna que divide 40% para biogás y 60% para

combustibles sólidos.<sup>34</sup> Cada uno de estos es dos o tres veces más eficiente.

- **Digestor anaeróbico a biogás en el sector residencial** – Esta opción de REmap se refiere al uso de la energía moderna en el sector residencial. Esto significa, substituir los usos tradicionales de la biomasa sólida para cocinar en el Caso de Referencia, con estufas eficientes de biomasa en REmap 2030.
- **Biomasa sólida para cocinar (moderna)** – Esta opción de REmap concierne al acceso a energía moderna en el sector residencial. Esto significa substituir el uso tradicional de biomasa sólida para cocinar en el Caso de Referencia con estufas de biomasa eficiente en REmap 2030.

<sup>33</sup> Todos los usos tradicionales de la biomasa proyectados en el Caso de Referencia, son substituidos por formas modernas de biomasa en REmap 2030 (40% con biogás y 60% con estufas modernas de biomasa).

<sup>34</sup> La metodología REmap no permite el reemplazo de la biomasa tradicional por combustibles fósiles como el GLP. Sin embargo, se asume que esta substitución ha ocurrido en el Caso de Referencia porque el uso de biomasa tradicional declina en cerca de 25% y el uso de los productos de petróleo incrementa en alrededor del 75%.

- **No especificado** – Incluye todas las formas modernas de biomasa para cocinar y para calefacción, lo cual forma parte del Caso de Referencia, sin alguna tecnología especificada.

## Papel de las energías renovables en el sector transporte

La electrificación del transporte público también ha sido considerada como una opción que añade unos 1100 autobuses eléctricos de batería. Esto representa alrededor del 6% de la existencia de autobuses de transporte público, estimado para 2030. Además, se estiman 375 000 vehículos de dos y tres ruedas, elevando el porcentaje de vehículos eléctricos para pasajeros a 30%.

Existe potencial para el despliegue de la biogasolina de caña de azúcar, (etanol convencional) así como de bagazo (etanol avanzado). Cientos de miles de hectáreas de tierras anteriormente utilizadas para la producción de caña de azúcar ya no se cosechan de manera que una fracción de esta tierra cultivable, podría ser utilizada para la producción de etanol. Un estimado inicial de 40 000 hectáreas para producción de etanol daría rendimientos convencionales de 173 millones de litros por año en 2030. Esto significa una mezcla volumétrica de 14% con gasolina.<sup>35</sup> Además, 20 millones de litros de etanol avanzado a partir de las cantidades remanentes del bagazo han sido estimados para 2030. Finalmente, el potencial del biodiesel adicional en 2030 igualará 20 millones de litros por año que se sumarán a los 30 millones de litros en el Caso de Referencia, aumentando la mezcla al 5% en REmap.<sup>36</sup>

El incremento en el uso de vehículos eléctricos ofrece una fuente nueva y significativa de potencial de almacenamiento móvil. Esta es una opción de flexibilidad para el sector eléctrico de la República Dominicana, el cual requerirá ir aumentando, para acomodar una alta cuota de renovables variables porque la generación de electricidad renovable no siempre coincide con la demanda. En la República Dominicana, esto es particularmente importante dado que el perfil de la demanda es más bien plano (como se muestra en la figura 8 en el capítulo 2) y es algo mayor durante la noche. Si la generación de solar fotovoltaica alcanza su máximo al mediodía, un aumento significativo de la electricidad generada a partir de esta tecnología cambiaría la curva de duración de la carga residual (ver Sección 4.1). Esto depende de la proporción y mezcla de las energías renovables variables (Ueckerdt *et al.*, 2015).

El almacenamiento de la energía ofrecida por los vehículos eléctricos puede implementarse en una variedad de esquemas. Podría proporcionar servicios y medidas de flexibilidad para pérdidas y despacho de la carga al sistema eléctrico. Podría reducir la restricción en horas donde la generación de energías renovables supera la máxima penetración de energía renovable variable (ERV o VRE – variable renewable energy – por sus siglas en inglés) en el sistema. Según los hallazgos de REmap, la capacidad de almacenamiento de la electricidad de vehículos de dos y tres ruedas, de vehículos de pasajeros de ruta y autobuses eléctricos para el transporte urbano podrían proporcionar un 1.4 GWh en almacenamiento de energía.

<sup>35</sup> Esto está en consonancia con la proyección del escenario alternativo de CNE para energía.

<sup>36</sup> Esta adición se basa en la proyección del escenario alternativo de CNE para la demanda.

Tabla 10: Resumen de resultados por tecnología para el año base, Caso de Referencia y REmap – sector transporte

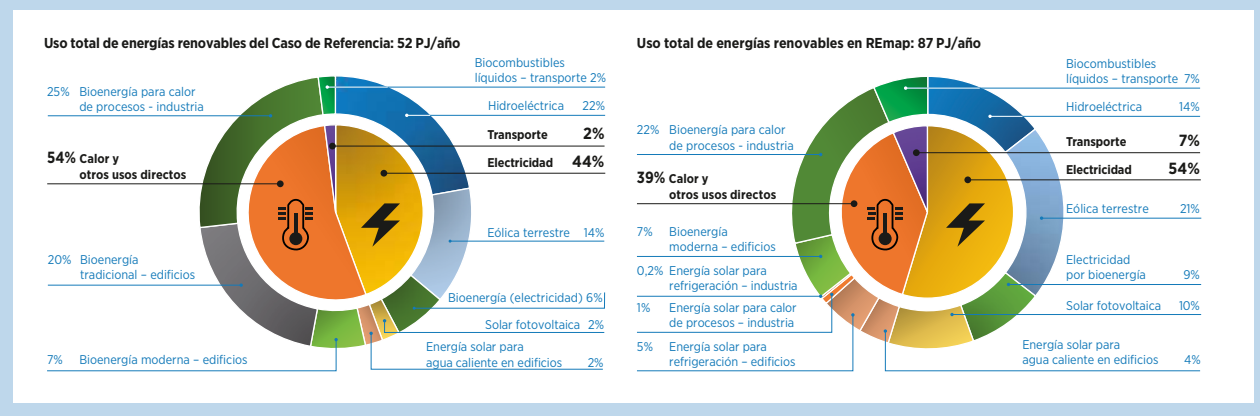
		Unidad	2010	2014	Caso de Referencia 2030	REmap 2030
Transporte	<b>Total de consumo final de energía en transporte (incl. electricidad)</b>	<b>PJ</b>	<b>96</b>	<b>93</b>	<b>135</b>	<b>133</b>
	Consumo de electricidad (carretero, ferroviario, etc.)	TWh	0.03	0.05	0.1	0.7
	Número total de vehículos eléctricos	Unidades	NA	NA	NA	721100
	Vehículos eléctricos - pasajeros en carretera	Unidades	-	-	-	60 000
	Vehículos híbridos eléctricos enchufables - pasajeros en carretera	Unidades	-	-	-	160 000
	Autobuses eléctricos para transporte público	Unidades	-	-	-	1100
	Vehículos eléctricos de dos/tres ruedas	Unidades	-	-	-	500 000
	Biocombustibles líquidos	PJ	0	0	1.0	5.7
	Biogasolina convencional	PJ	0	0	0	3.6
	Biogasolina avanzada	PJ	0	0	0	0.4
	Biodiesel	PJ	0	0	1.0	1.7
	Combustibles no- renovables (excepto electricidad)	PJ	95	93	134	125

## Resumen de las Opciones REmap

En el **Caso de Referencia**, el uso de la energía final renovable prevé un leve aumento de 37 PJ en 2010 y 38 en 2014 a 52 PJ en 2030 (1234 ktep, figura 26). La Bioenergía en 2010 llegó al 83% del uso de la energía final renovable y continúa dominando la mezcla en el año 2030, aunque se espera que su proporción disminuya al 77% en 2030. La porción de energía hidroeléctrica bajara de 16.3% a 14.6% debido al crecimiento de la energía eólica, que aumenta de un uso insignificante al 5% del uso total de la energía final

renovable. En el sector de electricidad, las energías eólica e hidroeléctrica representan la mayor producción eléctrica renovable, seguida de bioenergía. En el Caso de Referencia, la bioenergía sigue siendo la fuente principal de los sectores de calefacción y transporte. Con estos desarrollos, el sector eléctrico contaría casi el 30% del total de uso final de energías renovables en 2030 en el Caso de Referencia en comparación con 17% en 2010 a expensas del sector de calefacción/refrigeración. Esto ve su cuota de uso final de las energías renovables cayendo de 83% a 69% en el mismo período.

Figura 26: Uso final de energías renovables modernas en la República Dominicana en el Caso de Referencia y en REmap, en 2030





Con todas las opciones REmap implementadas, el uso total de energía renovable en la República Dominicana alcanzaría 87 PJ (2 080 ktep) en REmap, el doble del nivel de 2010. Más del 60% de este sería electricidad renovable (57 PJ) y el resto calefacción, enfriamiento y combustibles para transporte (30 PJ). El uso de energías renovables modernas en la República Dominicana alcanzaría el 27% en REmap, en comparación con el 8% entre 2010 y 2014 y un 13% en el Caso de Referencia en el año 2030. La capacidad de generación instalada de electricidad renovable aumentaría de 2.4 GW en el Caso de Referencia a 5.8 GW en REmap. El aumento proviene principalmente del viento (un adicional de 1453 MW), la energía solar fotovoltaica (1532 MW) y la energía de biomasa (268 MW).

La figura 27 muestra el desarrollo de las energías renovables por sector en 2010–2030. En comparación con su Consumo Total Final de Energía (CEFT), los edificios y la industria tendrían la mayor cuota de energía renovable en REmap, (43% y 41% respectivamente), sin incluir la electricidad renovable y la calefacción urbana.

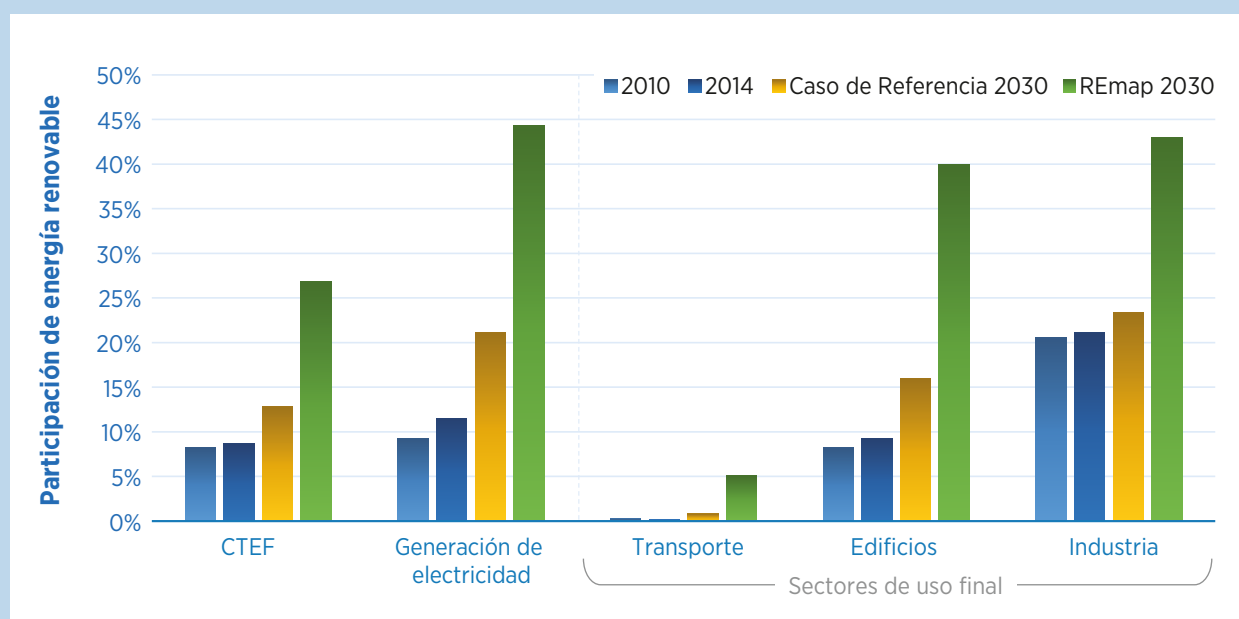
Cuando estos se contabilizan, la cuota de participación de las energías renovables de cada sector se estima en 45% y 44% respectivamente, como se muestra en la siguiente figura. La cuota de energías renovables en transporte

aumentaría a 5.1% en REmap, de alrededor de 0.3% en 2010. En la generación eléctrica, la cuota de energía renovable aumenta a 44% en REmap de casi 10% en 2010 (12% en 2014) o del 21% en el Caso de Referencia en el año 2030.

La biomasa se mantendrá como una fuente importante de las energías renovables en la República Dominicana, contabilizando cerca de la mitad del total de uso final de energía renovable en REmap. Sin embargo, es aun significativamente menor que el 83% en 2010. Solar y eólica contarían un 15% y 22% respectivamente. La proporción de energía hidroeléctrica en comparación con el total de electricidad renovable caería más del 90% de hoy a 26% en 2030. Esto se explica por el crecimiento substancial en todas las otras fuentes de energías renovables en 2010–2030.

Esta sección se ha centrado totalmente en el papel de las energías renovables en la República Dominicana. Sin embargo, la demanda de energía está creciendo rápidamente así que el potencial de necesidades renovables, necesita ser complementado con eficiencia energética para reducir el crecimiento de la demanda. Esto permitirá una mayor participación de las energías renovables y evitará las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía y la contaminación del aire (véase abajo en la sección 5).

**Figura 27: Participación de las energías renovables en CEFT, generación de energía y sectores de uso final (incluyendo electricidad y excluyendo el uso tradicional de biomasa)**



# 4 QUÉ SE NECESITA PARA HACER REALIDAD EL POTENCIAL DE REMAP?

La República Dominicana tiene varios objetivos para su futuro energético. Desea atender la creciente demanda de energía de manera segura y asequible, asegurarse de los actores involucrados en el sector eléctrico obtengan un beneficio, cumplir con estándares de calidad en el suministro de energía y cambiar a sistemas bajos en Carbono. Sin embargo, como cualquier otra economía en vías de desarrollo, pueden surgir una serie de desafíos mientras se enfrenta a la creciente demanda de energía.

Este capítulo proporciona más detalles sobre las dificultades potenciales que podría enfrentar la República Dominicana, como el crecimiento de su cuota de energía renovable, bajo REmap, en 27% para 2030 en la mezcla total de energía. Comienza con los obstáculos en el sector eléctrico (sección 4.1) prestando particular atención a las cuestiones institucionales, regulatorias, económicas y técnicas. Siguen las preocupaciones potenciales que afectan el uso final en edificios, industria y el transporte (sección 4.2). Dado que la Bioenergía es un recurso transversal que ofrece potencial para todos los sectores, sus desafíos se discuten por separado.

Cada preocupación principal se corresponde con varias sugerencias para legisladores y otros actores a considerar. El objetivo de este capítulo no es proporcionar a los responsables políticos un examen microscópico de retos y posibles soluciones. Más bien, identifica y llama la atención de las áreas más significativas que afectan la producción de una mayor proporción de energías renovables. Una evaluación detallada de cada reto requiere una investigación más profunda, que está fuera del alcance de este estudio. El propósito de esta sección no es reemplazar un análisis de los sistemas eléctrico o energético. El propósito es aumentar la conciencia de estos retos para ayudar en el proceso de toma de decisiones.

## 4.1 Sector eléctrico

### Desafíos institucionales y económicos

Desde la primera reforma a finales de los noventa, el sector eléctrico de la República Dominicana ha pasado por una serie de dificultades. Estas han afectado a todos los actores de la cadena de suministro de electricidad y han requerido la intervención del gobierno para apoyar al sector con diversos esquemas de incentivos. Según el Plan Energético Nacional de 2010 (PEN 2010) (CNE, 2010), los principales retos para el sector, más de una década después de la reforma, incluyeron (CNE, 2010):

- Sostenibilidad financiera
- Alta dependencia de productos derivados del petróleo y vulnerabilidad a la volatilidad del precio.
- Pérdida de confianza por parte de los inversionistas privados.
- Pérdida de confianza del consumidor en la habilidad del sector para proporcionar un servicio confiable, sostenible y rentable.
- Falta de compromiso de inversionistas privados en el sector de distribución de electricidad.

Según CNE (2010, 2008) las principales razones de los problemas son las siguientes: alta dependencia de combustibles fósiles, unida al aumento de los precios internacionales del petróleo; las dificultades políticas en el traspaso del incremento de los costos de producción a la tarifa y las dificultades para reducir las pérdidas no-técnicas de electricidad y aumentar la recaudación tarifaria.

La ley orgánica de la Estrategia Nacional de Desarrollo de la República Dominicana 2030 promulgada en 2012, establece un suministro de energía confiable, eficiente y sostenible como uno de sus objetivos generales

(Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo, 2012). Un objetivo específico es asegurar un suministro confiable de electricidad con precios competitivos y condiciones para la sostenibilidad financiera y ambiental. Para lograr esto, seis líneas de acción dirigen los desafíos actualmente experimentados por el sector eléctrico para abrir nuevas oportunidades para el despliegue de las energías renovables. Las líneas de acción incluyen:

- 1) Promover la diversificación de la mezcla de generación, centrándose en el despliegue de fuentes limpias y renovables como la solar y la eólica.
- 2) Fortalecer el marco institucional y normativo del sector eléctrico para asegurar competitividad en las tarifas y promover las inversiones para el desarrollo del sector.
- 3) Planificar y promover el desarrollo de la infraestructura de generación, transmisión y distribución, para operar el sistema eléctrico con los criterios de calidad y confiabilidad establecidas por las normas.
- 4) Promover la aplicación de una regulación ambiental fuerte en generación eléctrica para adoptar prácticas sostenibles y mitigar los cambios climáticos.
- 5) Desarrollar la cultura adecuada para promover la eficiencia energética.
- 6) Promover una cultura cívica en el sector privado buscando introducir la eficiencia energética mediante la implementación de prácticas de usos racionales de la energía y fomentar el uso de procesos y equipos que permitan un uso más eficiente de la misma.

Además, la ley sobre la Estrategia Nacional de Desarrollo prevé la realización de un pacto entre todas las partes interesadas (conocido como Pacto Eléctrico) para solucionar la crisis que ha afectado el sector eléctrico.

El Pacto fue redactado en el año 2015, y las discusiones están en curso.

Este paso es uno de varios que indican progreso hacia el logro de los objetivos establecidos. Cambios medibles como la reducción de consumo de fuel oil para generación de electricidad, aumento en el índice de recuperación de efectivo de la empresa de distribución y reducción de la deuda a las empresas de generación puede interpretarse del mismo modo. Sin embargo, hay un largo camino por recorrer todavía.

Cumplir con el potencial en REmap no constituye particularmente un gran desafío desde la perspectiva institucional o normativa en relación con la experiencia actual y el Caso de Referencia para 2030. Sin embargo, la creación de un ambiente propicio para obtener este potencial seguirá siendo importante.

Una consulta con expertos del sector energía ha arrojado algo de luz sobre las principales barreras que obstruyen el desarrollo de las energías renovables hoy en día. Esta consulta va más allá de los informes realizados por el gobierno y otras organizaciones. Algunos de estos resultados se presentan a continuación como percibidos por los interesados. Esta sección no proporciona una visión completa de todas las barreras. Su objetivo es informar al lector el punto de vista de los actores directamente involucrados en la aplicación cotidiana de las energías renovables en el sistema eléctrico de la República Dominicana:

- **Estabilidad del marco regulatorio.** La ley 57-07 modificada en 2012 está en proceso de ser modificada nuevamente para revisar las provisiones relativas a los incentivos fiscales. Los incentivos funcionan como créditos de impuesto sobre la renta que son equivalentes a una participación de la inversión total a ser redimida en tres años. La proporción de la inversión elegible para recibir estos créditos se redujo de 75% a 40%. Esta modificación ha, por un lado, disminuido la atracción de auto productores para invertir en energías renovables y por el otro, creó incertidumbre acerca del marco regulatorio y las decisiones gubernamentales.

- **Coordinación y visión común entre las diferentes instituciones nacionales.** Estas son necesarias si tratan directa o indirectamente con la regulación de las energías renovables, implementación, etc. Esto se refiere a la implementación efectiva de la legislación vigente los incentivos y los procesos administrativos.<sup>37</sup>
- **Capacidad humana para implementar una regulación eficaz y planificar el auge de las energías renovables.** Esta necesita ser ampliada y mejorada en lo referente a la tecnología de la energía renovable y potencial y el uso de combustibles modernos, especialmente para los responsables o encargados de definir las leyes, reglamentos y políticas. Los legisladores y tomadores de decisiones claves en el sector energético también deben perseguir una visión holística de las necesidades y retos que se presentan en el sistema energético en su conjunto, cuando las energías renovables sean incluidas.
- **Implementación efectiva de las regulaciones existentes y futuras.** La Ley 57-07 establece un buen marco reglamentario con las directrices generales, pero aun así ha habido algunas limitaciones para la aplicación efectiva de sus disposiciones. Junto con un sector de energía renovable algo inmaduro, esto ha dado resultados menos eficientes o efectivos de lo previsto.
- **Desarrollo de regulaciones que se ajustan al contexto nacional.** Al elaborar e implementar las leyes de energías renovables y su legislación secundaria (reglamentos), algunas disposiciones

se basan en la práctica internacional a menudo referenciadas con las de países desarrollados, que fueron pioneros exitosos en energías renovables. Este enfoque es un buen comienzo para construir los marcos necesarios, pero a largo plazo pueden no ser efectivos porque estos entornos necesitan ser ajustados a las circunstancias nacionales.

En general, los actores creen que la República Dominicana necesita garantizar un marco normativo estable y una mejor coordinación entre las diferentes entidades gubernamentales involucradas en las energías renovables desde todos los ángulos. Esto necesita comenzar con las políticas y la planificación y continuar a través de la aplicación. Es esencial asegurar que el sector funcione correctamente e incentivar la participación del sector privado en desarrollos futuros.

La implementación de recursos renovables en el sistema eléctrico de la República Dominicana significará superar desafíos institucionales y técnicos actuales y futuros. Así como para lograr los objetivos estratégicos en los planes de energía, se necesita un nuevo plan de acción comprensiva para superar las dificultades institucionales actuales. Este debería lidiar con posibles problemas futuros de operación de la red, derivados de una elevada proporción de energías renovables como la eólica y la solar fotovoltaica. Esto especialmente, si ellas van a jugar un papel importante en el total de la producción nacional de electricidad.

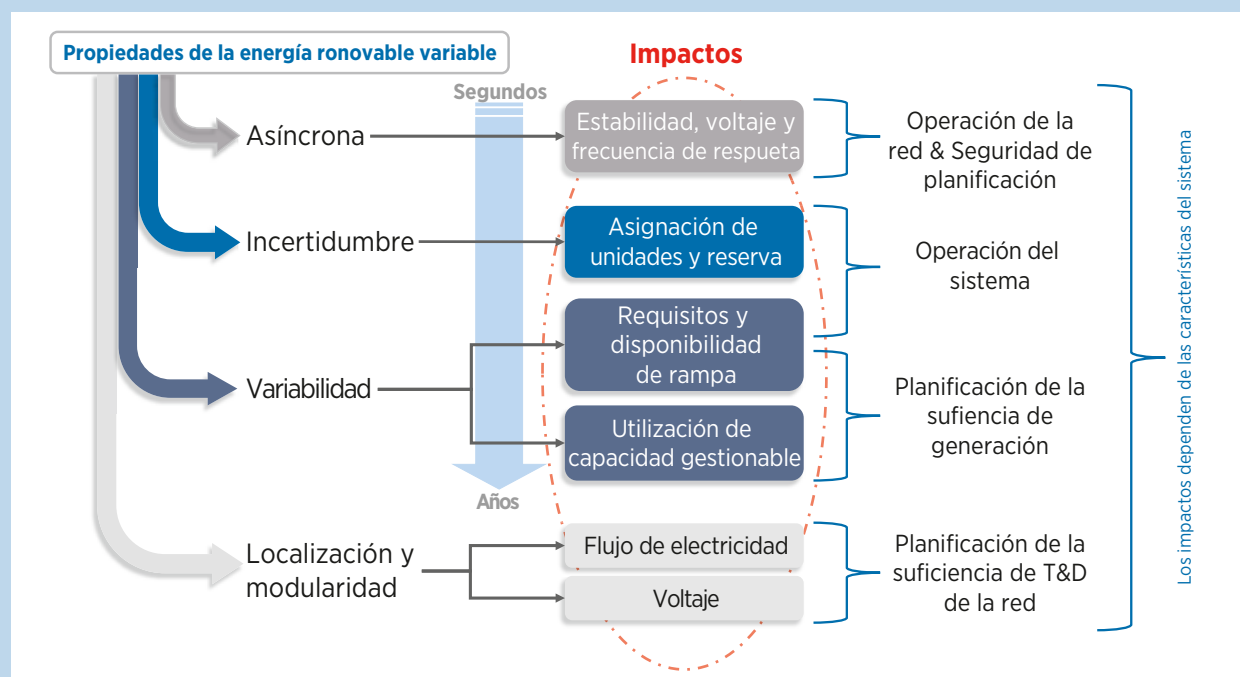
## Los desafíos técnicos

Las energías renovables variables tienen diferentes características físicas y son usualmente operadas de manera también diferente, a las plantas de generación convencional. Dependiendo de la cuota de ERV y las características del sistema eléctrico, estas diferencias podrán ocasionar cambios en la manera en que los sistemas son planeados y operados para garantizar un suministro confiable de electricidad.

La figura 28 resume las características de las tecnologías renovables variables y cómo estas pueden impactar la operación de los sistemas eléctricos.

<sup>37</sup> Un ejemplo de la falta de coordinación y visión común entre las instituciones gubernamentales, es el cambio a la ley 57-07 sobre incentivos fiscales para inversiones en renovables. Algunos órganos de gobierno pueden estar percibiendo erróneamente una disminución en el impuesto recibido debido a un alto incentivo fiscal. Esta percepción también se relaciona con el enfoque utilizado para calcular impuestos. Por ejemplo, un auto-productor disminuye sus gastos con una cuenta de energía más baja recibe un ingreso más alto y entonces paga impuestos más altos a largo plazo. Tomando un enfoque más sistémico, la reducción en la factura de energía industria también estimula su competitividad, flexibilizando los beneficios económicos acompañantes para la República Dominicana. Estos son pasados por alto cuando se habla de incentivos adecuados para las energías renovables.

**Figura 28: Resumen de características e impactos de la generación con energía renovable variable en la planificación y operación del sistema**



Las Opciones REmap incluyen altos niveles de recursos renovables para generación. Su integración al sistema de electricidad de la República Dominicana tendría un impacto a nivel técnico. Los operadores y planificadores del sistema deben estar conscientes de estos impactos y preparados para implementar las medidas requeridas a fin de garantizar un suministro confiable y económico de electricidad.

En las secciones a continuación se da una descripción simple y cualitativa de los principales desafíos técnicos que cabe esperar de la integración de las Opciones REmap de energías renovables variables, al sistema eléctrico de la República Dominicana. Esta descripción no pretende reemplazar un estudio detallado de simulación del sistema eléctrico. Su objetivo es proporcionar una referencia para identificar posibles problemas que puedan requerir la atención de los planificadores, legisladores y operadores.

Se recomiendan estudios detallados de integración de red, para evaluar los desafíos que se describen a continuación e identificar sus potenciales

repercusiones y las medidas adecuadas para superarlos. Esto debe preceder a cualquier paso para aplicar grandes cantidades de renovables variables. Los desafíos identificados se explican más abajo.

### *Reto 1: Capacidad firme y flexibilidad en la generación*

Un problema potencial es si estarían disponibles suficientes cantidades de energía y generación para satisfacer la creciente demanda de electricidad en cualquier momento. La variabilidad de los recursos conduce a una baja capacidad firme de recursos energéticos renovables. Esto crea incertidumbre asociada a la cantidad de generación que estas tecnologías puedan proporcionar y a la cantidad de capacidad instalada requerida.

Según las proyecciones del país, el pico de la demanda de potencia del SENI se incrementará de unos 2.63 GW en 2015 a alrededor 4.5 GW en 2030. La Figura 29 muestra que el crecimiento proyectado de la demanda

para los dos escenarios y la curva de duración de carga correspondiente por hora. Los escenarios de mediano y bajo crecimiento de 2030 se obtuvieron con la escala de demanda de 2015 de acuerdo a la tasa esperada de crecimiento. Sólo el caso de crecimiento medio es analizado a continuación, que enfoca la producción esperada de energía de recursos renovables, y las curvas de duración de la carga residual para 2030 con las Opciones REmap.

La capacidad instalada en el caso REmap para el sector eléctrico alcanza 2.3 GW y 1.7 GW para la eólica en tierra y solar fotovoltaica, conectadas a la red respectivamente. La ubicación y tamaño de estas novedades se resume en la tabla 11. Ambas (solar y viento) fueron localizadas, utilizando un estudio de evaluación de recursos, realizado por el Instituto Worldwatch, 2015. Las cifras representan la capacidad instalada para las regiones, más que la capacidad instalada de plantas eléctricas individuales. Por ejemplo, la capacidad del viento reportada para La Altagracia se traduce en 192 MW de viento que podría instalarse en la región a través de una o más plantas.

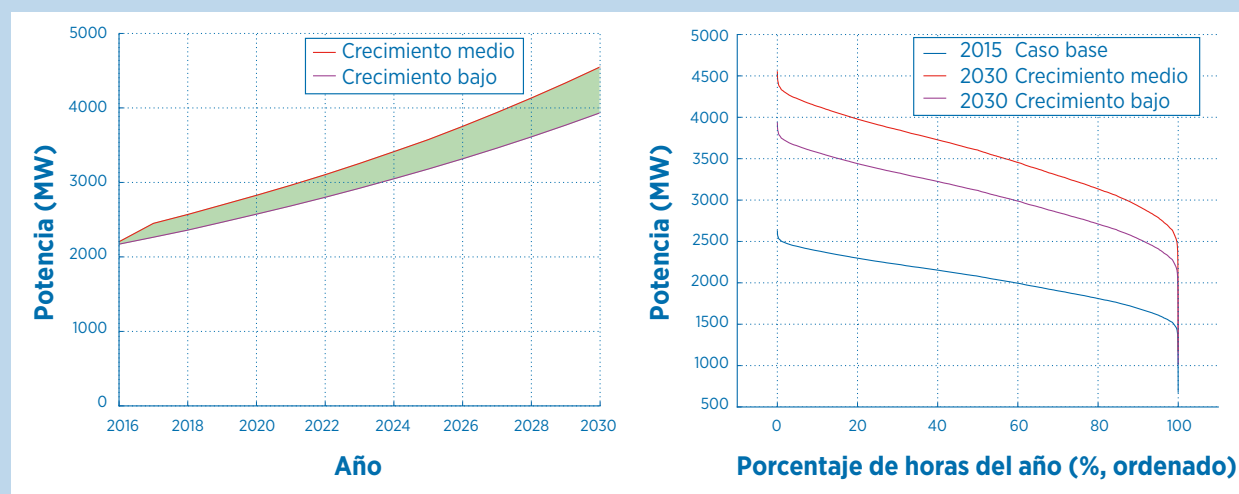
El rendimiento de las plantas de energía solar fotovoltaica fue modelado usando PVLIB, una fuente abierta que modela un instrumento desarrollado por el Colaborativo de Modelos de trabajo Solar Fotovoltaico (Holmgren *et al.*, 2015; Holmgren y Groenendyk, s.f.; comportamiento del modelo colaborativo solar

fotovoltaico, 2014. La radiación solar, velocidad del viento y temperaturas ambientales reportadas por el Instituto Worldwatch, fueron la base de la herramienta. Tanto en Santiago como en Santo Domingo, los recursos de las instalaciones fueron modelados por diez centrales con 54 MW de capacidad instalada. Del mismo modo, se asumió que la generación distribuida conectada a la red, ocurriera solamente en Santiago y Santo Domingo. Estos abarcan el modelo agregado de 114 667 plantas eléctricas individuales con capacidad instalada de 3 kW.

El rendimiento de los avances del viento, fue tomado del informe del Instituto Worldwatch, 2011. Este demuestra el rendimiento agregado de diferentes plantas en seis diferentes regiones, basado en la información generada sintéticamente para cada hora. Se asume que este rendimiento va a continuar y sólo la capacidad instalada para cada región fue aumentada. La cuota de capacidad instalada para cada región también fue retenida.

Las producciones de solar fotovoltaica y eólica fueron modeladas para todo el año y comparadas con la demanda proyectada de energía eléctrica. Esto permitió el cálculo de duración de la carga y de las curvas de duración de la carga residual para el año 2030. La Figura 30 muestra las curvas resultantes y las compara con la curva de duración de carga de 2015.

**Figura 29: Proyecciones de demanda eléctrica al 2030 (izquierda) y curvas de duración de carga (derecha)**



**Tabla 11: Energía Solar fotovoltaica y eólica por tamaño de la planta para las Opciones REmap**

Solar Fotovoltaica conectada a la red			Eólica conectada a la red	
Ubicación	Tipo	Capacidad (MW)	Localización	Capacidad (MW)
Santo Domingo	Distribuida	342.5	Samaná	153
	instalaciones	538	La Altagracia	192
Santiago	Distribuida	342.5	Bani	423
	Instalaciones	538	Pedernales	480
<b>Total</b>		<b>1761</b>	Montecristi	480
			Puerto Plata	576
			<b>Total</b>	<b>2 304</b>

La Figura 30 muestra que el pico de la demanda residual es alto en comparación con el pico de demanda – 3.95 GW y 4.55 GW respectivamente. Esto significa que al menos 3.95 GW de la capacidad de generación gestionable, es necesaria para cubrir la demanda de electricidad cuando hay producción de energías renovables. Este requerimiento aumenta a 4.55 GW cuando la producción de energías renovables no está disponible.

La línea representada por guiones rojos corresponde a la capacidad instalada prevista sin hidroeléctricas ni energías renovables en 2030. Como puede verse, ninguna capacidad instalada de renovables sin energía hidroeléctrica es más alta que el pico de demanda. Esto significa que existiría suficiente capacidad para cubrir la demanda en cualquier momento incluso cuando no estén disponibles los recursos de renovables. Sin embargo, se necesitan los mecanismos financieros apropiados para asegurar que exista esta capacidad firme en el año 2030. Si la energía hidroeléctrica es tomada en cuenta, el sistema tendría mayores márgenes de reserva. Sin embargo, un estudio detallado de adecuación de generación es altamente recomendado para validar y fortalecer estas conclusiones.

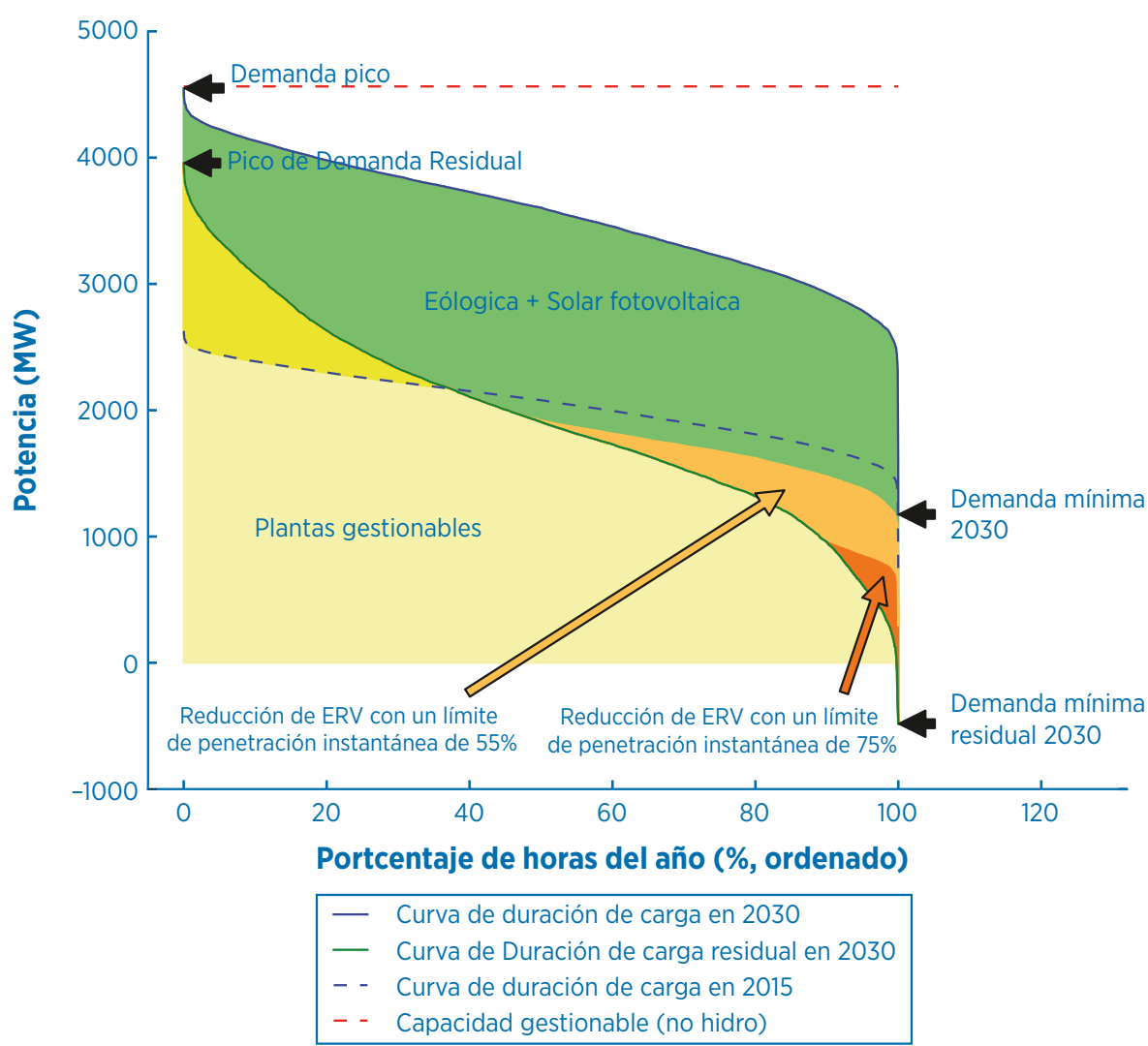
El área debajo de la línea representada por guiones azules en la figura 30 ilustra la cantidad de energía consumida en el año 2015 y generada con plantas de energía gestionable. La generación eólica existe, pero su contribución a la generación es muy baja y, por lo tanto,

no se considera en este análisis. La cantidad de energía requerida por las plantas gestionables en 2030 depende del nivel de reducción, impuesto para las renovables. En este análisis, se asume que el nivel de reducción es definido por la restricción de la máxima potencia de penetración instantánea, que está asociada a la estabilidad del sistema. Estas restricciones se discuten más a fondo en el próximo desafío. Para este análisis, se evaluaron tres posibilidades: reducción al 55% y 75% en los niveles de penetración instantánea y no reducción. Tabla 12 condensa los resultados de los tres escenarios.

Bajo ningún escenario de reducción, la cantidad de energía requerida de fuentes gestionables (no-renovables) estaría representada por las dos áreas amarillas en la figura 30, mientras que la energía generada por las renovables sería la suma de la verde y las dos áreas de color naranja. Bajo este escenario, la cuota de ERV en la producción de electricidad ascendería al 45% mientras que la energía total producida por las plantas gestionables equivaldría a 4.86% menos que lo producido en el año 2015. En el área amarilla oscura, la parte izquierda representa la energía que tiene que ser generada por plantas gestionables de energía y no requerida en el año 2015. Esa zona puede considerarse como el "crecimiento" requerido para plantas de energía gestionable. La altura de esta zona representa la capacidad instalada requerida mientras que la dimensión del eje x representa la cantidad de tiempo que requiere esta capacidad. El eje x es el porcentaje de horas en un año.



**Figura 30: Simulación de generación eólica y fotovoltaica, demanda proyectada, demanda residual (izquierda) y curva de duración de carga (derecha)**



**Tabla 12: Cuotas de energía de plantas de ERV y gestionables, 2030**

Límite de penetración instantánea de ERV	Cuota de participación		ERV restringida	Energía de plantas gestionables
	Gestionable	ERV	% en escenario "No límites"	% a 2015
	(%)	(%)	(%)	(%)
55%	59	41	9.82	2.80
75%	56	44	1.67	-3.56
Sin Límite	55	45	0.00	-4.86



Todo esto señala dos conclusiones importantes para la mezcla energética. En primer lugar, se requiere menos energía de las plantas gestionables. Esto significa que estas plantas venderían menos energía, por lo tanto, se afectaría su rentabilidad o al menos sus ingresos por ventas de energía. Esto se acentúa aún más si se consideran las nuevas centrales térmicas previstas o en construcción. La rentabilidad de estas plantas también podría verse afectada por los factores de capacidad bajos (como es requerido por el sistema). Los factores de capacidad bajos podrían significar arranques más frecuentes de los motores de las plantas, lo que puede aumentar los costos de operación de las mismas y acelerar su depreciación. Los costos de operación de las plantas aumentan debido a la necesidad de hacerlas funcionar en puntos no-óptimos de eficiencia de operación (Edmundus *et al.*, 2015; Trüby, 2014).

El escenario 'No límite' es más ilustrativo que realista. Aún, los sistemas de energía con las más avanzadas prácticas operacionales, imponen límites de penetración instantánea a la generación no-sincrónica. La cantidad de energía suministrada por las renovables bajo el límite de penetración instantánea de 75% igualaría la zona verde de más la zona naranja clara.

La energía requerida de plantas gestionables estaría representada por las dos áreas añadidas al área naranja oscuro (ver figura 30). Bajo este escenario, la producción total de renovables ascendería a cerca de 44% del total de la electricidad generada, mientras que cerca de 1.7% de la generación de renovables tendría que reducirse. Esta reducción es relativamente pequeña y probablemente no amenazaría el desarrollo del proyecto. El porcentaje de plantas gestionables bajo este escenario es 3.56% inferior a la cuota del año 2015. Nuevamente, esto podría afectar la rentabilidad de estas centrales.

El último escenario analizado está dentro de un límite de penetración instantánea de 55%. Bajo este escenario, la proporción de electricidad generada por las renovables sería de 41%. Hay menos participación de las renovables en la generación de electricidad porque hasta el 9.8% de su posible generación, es reducido. Esta reducción podría disminuir la rentabilidad de los proyectos

renovables, pero aumentar la rentabilidad de los proyectos gestionable (no renovables). La Generación de electricidad en plantas gestionables sería 2.8% mayor que en el año 2015.

Esta sencilla evaluación de los requisitos de capacidad firme y la utilización de generación convencional, hace relucir las siguientes conclusiones:

- La energía requerida de las plantas de electricidad gestionables depende de la producción y la necesidad de reducción de la tecnología renovable. Los modelos de pronóstico para la planificación a mediano y largo plazo son esenciales y deben ser precisos. Esto podría ayudar a dimensionar la cantidad de combustible requerido por centrales térmicas e hidroeléctricas, lo cual a su vez, podría conducir a mejores decisiones económicas en términos de cuándo y cuánto combustible comprar. Pronósticos de mediano y largo plazo también podrían permitir mejor planificación de reservas en ese lapso de tiempo.
- En el nivel de penetración propuesto en REmap relativo a la capacidad instalada, las energías renovables podrían proveer entre el 41%-45% de la electricidad consumida en la República Dominicana, dependiendo de la reducción de la renovable. Este último es otro parámetro importante porque podría tener un impacto negativo en la rentabilidad del proyecto de renovables. Disminuir la cantidad de energía requerida por las plantas de energía gestionable, también podría afectar su rentabilidad, así como reducir su factor de utilización, aumentando el ciclo o requiriendo inicios más frecuentes.
- El estudio sugiere que podrían ser instaladas suficientes plantas con capacidad gestionable para 2030 bajo este escenario (REmap). La capacidad instalada de energía hidroeléctrica significaría probablemente que algunas de las plantas eléctricas más viejas, (no-hidro), podrían ser retiradas sin afectar la seguridad del sistema de suministro (ver figura 30).

Las conclusiones anteriores requieren estudios detallados de suficiencia de generación, estacionalidad, en las que la estacionalidad, volatilidad de los precios de la energía primaria y otras variables son manejadas estocásticamente\*.

Este tipo de estudios podría fortalecer las conclusiones expresadas aquí. Estudios de adecuación de generación podrían servir también para dimensionar el tamaño y la localización de la reserva, y evaluar la necesidad de calendarizar nuevas prácticas de generación.

### *Reto 2: Gestión de altos niveles de penetración instantánea de energía eléctrica renovable variable*

Independientemente de la presencia o participación de las renovables en un sistema eléctrico, el equilibrio entre demanda y generación de energía tiene que lograrse. Los desequilibrios de potencia pueden conducir a los sistemas a desviaciones de frecuencia de su valor nominal. Si es manejado inapropiadamente, éstos pueden resultar en graves problemas operativos y de estabilidad, o incluso llegar a apagones completos del sistema.

Tradicionalmente, las actividades de equilibrio han sido apoyadas por grandes generadores síncronos, totalmente controlados como los de diésel y otras centrales térmicas de electricidad. Estos generadores proporcionan inercia y gobiernan la respuesta del sistema, que ayuda a manejar eventos de contingencia sin mayores impactos.

Un sistema que contiene un alto nivel de renovables desplazaría algunos de estos generadores síncronos convencionales, disminuyendo la inercia de rotación. A su vez, esto significa que entre más renovables hay en un sistema, podrían producirse desviaciones de frecuencia mayores y más rápidas en el sistema. Esto es especialmente crítico en sistemas eléctricos aislados como en la República Dominicana y aún más en caso de contingencias.

\* Estocástico - Concepto matemático que sirve para tratar con magnitudes aleatorias que varían con el tiempo.

Existen medidas para superar este desafío, incluyendo almacenamiento de energía de respuesta de frecuencia rápida, reducción de producción de renovables, interconexión con sistemas eléctricos vecinos, designación de centrales eléctricas que deben operar para confiabilidad del sistema, o para apoyar el equilibrio de las actividades de las energías renovables. Este último es un requisito incluido en los códigos más avanzados de la red (IRENA, 2016e). La solución más adecuada depende de las características particulares de la red del país, los costos y las proyecciones económicas.

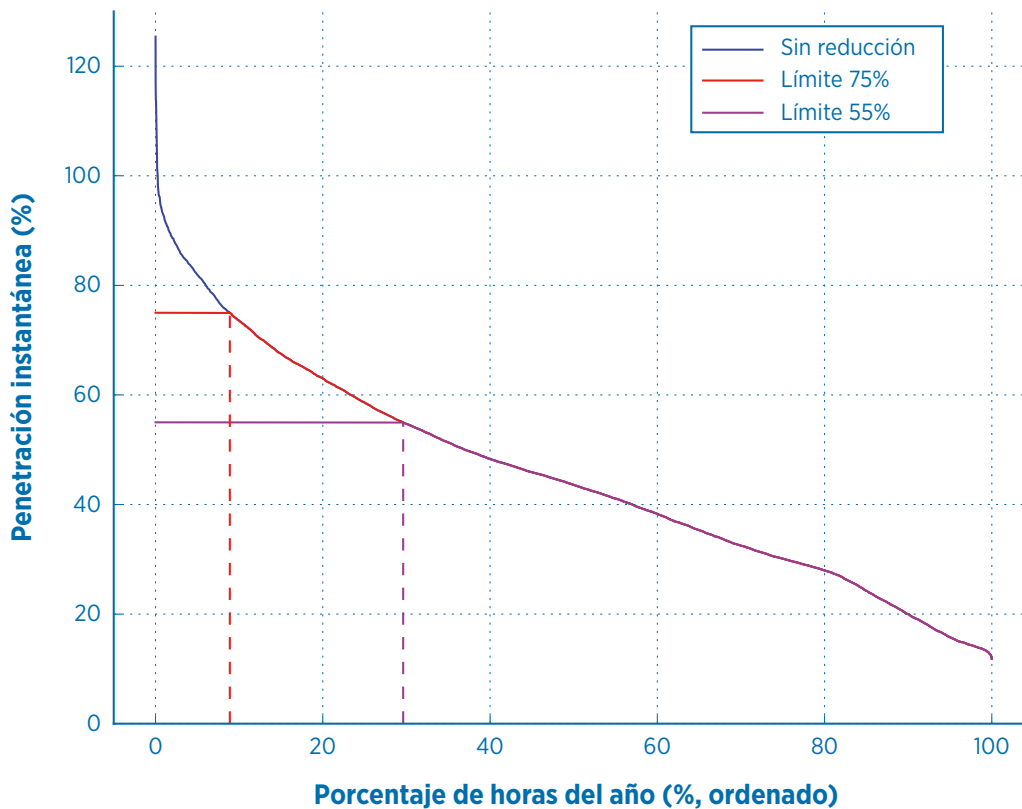
La escala del problema potencial en la República Dominicana en el caso REmap fue evaluada estimando el nivel esperado de penetración instantánea (generación asíncrona). Esto se logró dividiendo la generación renovable calculada entre la demanda prevista en cada hora, del año 2030. Ambos fueron calculados en la sección anterior.

La figura 31 representa la penetración instantánea estimada de renovables (generación asíncrona) en el año 2030 bajo el caso REmap. La figura muestra un rango de penetración instantánea de las renovables, de 12%-125% de la demanda. La práctica actual en los sistemas de energía aislados o casi aislados más avanzados, como el de Irlanda, el límite de penetración instantánea es de alrededor del 55% de la demanda (EIRGRID y SONI, 2016a) debido principalmente a temas de estabilidad de la red. El límite de penetración instantánea en el sistema de energías renovables puede resultar en reducciones de potencia. Esto significa que no todo el potencial de la energía renovable variable, es utilizado.

La reducción de ERV no es necesariamente inaceptable en un sistema eléctrico. Cuando se planea una gran proporción de ERV en un sistema, se necesitan posibles cambios en infraestructura, regulación, diseño del mercado y operación. Los recortes podrían entonces proporcionar una solución temporal, en previsión de otras adaptaciones al sistema (NREL, 2013). Estas pueden incluir la adquisición de la habilidad técnica necesaria para administrar un sistema con baja inercia.

La reducción de la energía renovable en la República Dominicana podría llegar como mucho a 10% si la

Figura 31: Curva de duración de la penetración instantánea de ERV bajo el escenario REmap



penetración instantánea es limitada al 55% de la demanda. Si a la penetración instantánea se le permite alcanzar el 75% de la demanda, la reducción de ERV podría caer por debajo del 2% con las Opciones REmap. El 55% y 75% representan los límites actual y futuro de penetración instantánea, planificados en sistemas eléctricos punta de lanza, pobremente conectados (EIRGRID y SONI, 2016a, 2016b).

La figura 31 muestra que un límite de 55% del límite de penetración instantánea, requeriría reducción de renovables hasta del 29.6% de las veces en un año determinado. El número correspondiente para el 75% de penetración instantánea es 8.8%.

Esta simple evaluación revela el importante mensaje de que la penetración instantánea de la generación asíncrona, podría imponer un desafío técnico en la operación del sistema. La reducción de la electricidad

ERV podría actuar como una contramedida, para permitir diseñar cambios infraestructurales, regulatorios, operacionales y de diseño de mercado buscando un sistema confiable a un nivel más alto de penetración de las renovables.

Como en el reto anterior, un profundo análisis del sistema y sobre todo de su estabilidad, revelarían los límites reales de la penetración instantánea de la generación asíncrona y la consiguiente reducción prevista. Los límites de 55% y 75% utilizados en este análisis simplificado asumen que la regulación, el mercado, las medidas operacionales y la infraestructura con tecnología de punta, están integradas en la República Dominicana. Todas estas medidas tienen que estar coordinadas y construidas en línea con la visión homogénea del sector, porque es clave que coincidan los códigos de especificaciones de la red técnica con los incentivos de mercado, el marco regulatorio y las necesidades operativas.

### *Reto 3: Requisitos de flexibilidad debido al cambio en el sistema de carga neta y administración de tasas de rampa diferentes y más inciertas*

En términos generales, los desafíos relacionados con el equilibrio entre consumo y generación eléctrica en un marco de tiempo de segundos y milisegundos están relacionadas con los niveles de penetración instantánea de las renovables. Estos desafíos se han discutido anteriormente. El Balance eléctrico (demanda más pérdidas menos generación) dentro de plazos más largos, se gestiona a través de la programación anticipada de la generación. Esta programación de generación asegura que se puede producir suficiente electricidad para cubrir toda la demanda.

Los operadores del sistema no saben la demanda exacta con anticipación. Así, para crear la programación de la generación, se basan en pronósticos. Las desviaciones entre predicción y demanda real se resuelven, ajustando la salida de algunas unidades de generación que son capaces de hacerlo rápidamente (o cambiando la demanda ajustando la carga, lo que a menudo se conoce como “respuesta del lado de la demanda”). Cuando la demanda excede los pronósticos, el balance se garantiza por medio de las llamadas reservas operacionales. Estas se componen de la capacidad de generación que se puede desplegar dentro de un corto periodo de tiempo (menor que los periodos de envío). Por lo general, los programas de planificación de generación se completan con un día de anticipación, en intervalos que oscilan entre 15 minutos y una hora.

Para construir la programación de la generación, los operadores del sistema toman en cuenta varios factores, incluyendo: los costos globales de producción de electricidad de cada unidad de generación y la capacidad de cada unidad para cambiar su potencia (la velocidad a la que una unidad es capaz de cambiar su potencia de salida dependiendo del equipo usado y la tecnología en particular); plantas eléctricas previamente comprometidas debido a los contratos; mantenimiento planificado del equipo; criterios de fiabilidad del sistema (probabilidad de perder cualquier equipo en el sistema debido a imprevistos); y la incertidumbre asociada

a los pronósticos de demanda y a las previsiones de generación de las renovables.

En un escenario ideal no habría imprevistos (tales como salidas de plantas), y ninguna incertidumbre sobre demanda y generación, incluyendo la energía producida por ERV. En realidad, ocurren eventos y la demanda y los modelos de predicción de generación de ERV no son 100% precisos. Las prácticas de programación y despacho necesitan, por tanto, ser revisadas para tener en cuenta nuevas incertidumbres que afloran de la introducción de ERV. Dentro del marco de tiempo de intervalos de despacho, la incertidumbre y los riesgos que acompañan a estas tecnologías deben ser mitigadas a través de las reservas operativas, u otros medios. Esto compensaría las diferencias potenciales entre la salida de generación planeada y la demanda eléctrica real.

La necesidad creciente de capacidades de rampa para cubrir la demanda prevista de electricidad es otro reto relacionado con la incorporación de ERV en un sistema eléctrico. Esto afecta también la calendarización de programas de generación. La rampa de una unidad de generación de energía eléctrica, se define como su capacidad para aumentar o disminuir su potencia dentro de una determinada cantidad de tiempo. Un sistema de alimentación con energías no renovables tendría aún requisitos de rampa. Sin embargo, estos requisitos serían solo una función de demanda de potencia (al punto en el cual la demanda de potencia cambia de un período de despacho al siguiente).

La potencia de ERV puede experimentar cambios inesperados, rápidos, y severos. Entonces, los requisitos de rampa de un sistema con una gran proporción de ERV pueden ser mayores y más inciertos. El requisito creciente de rampa de unidades gestionables, causado por la presencia de las renovables puede explicarse por la velocidad de cambio de la salida de la potencia en las renovables. Por ejemplo, lógicamente se espera que al atardecer se disminuiría la energía generada de todas las plantas de energía fotovoltaica. En esos momentos, unidades gestionables deberían estar en rampa o aumentar su producción eléctrica para sumar la potencia que ya no es producida por las centrales fotovoltaicas. La incertidumbre y la variabilidad de la

Figura 32: Curva de duración de rampa para el 2015 y 2030 con ERV bajo el escenario REmap

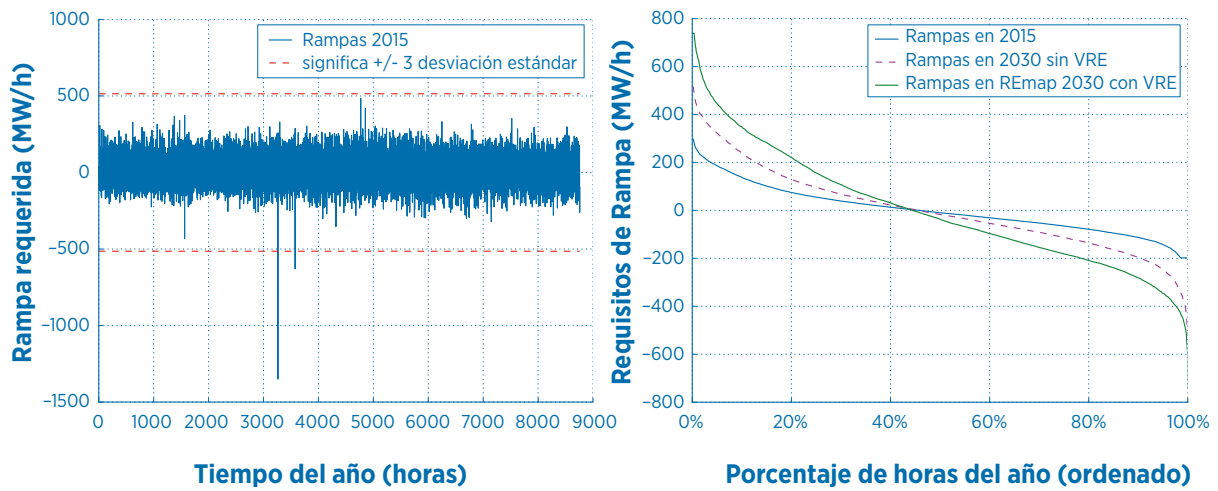
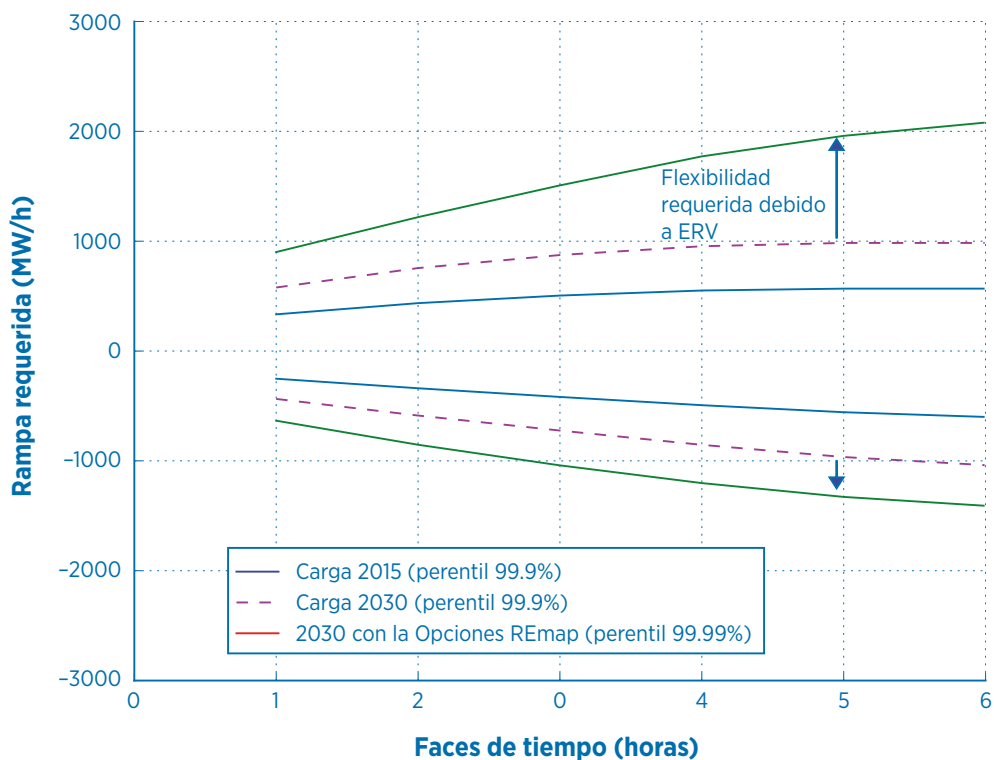


Figura 33: Envolturas de la tasa de rampa promedio para el 2015 y 2030



generación de energía renovable conducen a mayores y más inciertas necesidades de rampa.

Para evaluar si la República Dominicana podría fácilmente manejar requerimientos de rampa bajo el escenario REmap, las rampas requeridas por el sistema en el año 2015 fueron calculadas y comparadas con las requeridas en 2030. La figura 30 muestra la comparación. Las rampas de 2015 fueron obtenidas con el análisis de los datos operacionales reales con una resolución de una hora sin las medidas administrativas de gestión de la demanda. Eventos extremos, tales como apagones fueron excluidos del análisis mediante la aplicación de un filtro de desviación estándar de  $\pm 3$ . Los escenarios 2030 fueron construidos mediante el análisis de la carga neta estimada con Opciones REmap y sin la nueva generación renovable – otra vez con ninguna medida de gestión de la demanda.

El requisito máximo de rampa de una hora del sistema, cambia de unos 296 MW por hora en el 2015 a cerca de 514 MW por hora en el año 2030. Se trata de un aumento sustancial en los requisitos de la rampa, pero sólo representan los cambios estimados en el perfil de la demanda. El gran cambio de requisito de rampa puede explicarse por el crecimiento esperado de la demanda (pico de demanda que pasa de 2.63 GW en 2015 a alrededor 4.5 GW en 2030). El requisito máximo de rampa de una hora, del sistema en el año 2030 es aproximadamente 695 MW por hora, con el escenario REmap. Esto representa aproximadamente un 35% de incremento en las necesidades de rampa debido a la introducción de ERV (comparando los dos escenarios en 2030).

El aumento del 35% en los requerimientos de la rampa en términos nominales (MW por hora) parece considerable. Sin embargo, si el requisito es comparado a un porcentaje de la demanda pico en el sistema, el incremento del requisito de rampa debido a la introducción de ERV no es tan alto. En el año 2015, los requisitos de la rampa del sistema fueron aproximadamente el 11.2% de la demanda pico (296 MW por hora dividido por 2.63 GW). Del mismo modo, los requisitos de rampa del sistema en el año 2030 serán 11.2% y 15.4% de la demanda de pico sin y con las Opciones REmap (514 MW por hora divididos entre 4.5 GW y 695 MW por hora divididos entre 4.5 GW).

La línea verde en la figura 30, que representa el sistema en el año 2030 con Opciones REmap, es más pronunciada en la región media cuando se compara con los otros escenarios (de cerca de 20% a 80% de las horas del año). Esto sugiere que los requerimientos de rampa serían más variables. La variabilidad de los requerimientos de la rampa debería ser evaluada por las implicaciones en medidas, que el operador del sistema debería tomar. La línea verde también es mucho más pronunciada que la azul de alrededor de 0%-20% del tiempo, lo que sugiere que se necesitarían requisitos de rampa más verticales bajo el escenario REmap. A su vez, esto significa que la alta capacidad de rampa sería utilizada solo para periodos muy cortos de tiempo. Esto también debería ser evaluado con el fin de que se adopten las medidas reglamentarias apropiadas para asegurar que la capacidad de rampa exista cuando sea necesario.

Los efectos de la introducción de las renovables en la República Dominicana, también se pueden evaluar a través de rampas envolventes en la figura 31. Estas curvas envolventes indican los requisitos de rampa del sistema en un plazo de varias horas. Las rampas de varias horas son útiles cuando se asignan reservas operacionales y cuando se diseña el calendario de programas de generación. La línea representada por guiones magenta en la figura 31 simboliza los requisitos de rampa del sistema en el año 2030 debido a la carga. Esta es mucho más ancha que el de la envolvente de 2015 (línea azul sólida). Ambas líneas, representan la rapidez con que la carga o la demanda de electricidad cambian en el sistema. La línea verde sólida en la figura 31 muestra los requerimientos de rampa del sistema en 2030 con ERV. Esta envolvente es notablemente más ancha que las otras dos. Esto significa que bajo el escenario de REmap, el sistema eléctrico requeriría mucha mayor flexibilidad que bajo el sistema actual o en un sistema futuro sin ERV.

Pueden extraerse tres importantes conclusiones de este análisis. Primero, los planificadores y operadores del sistema deben tener en cuenta los siguientes elementos claves: el sistema tiene que ser lo suficientemente flexible para manejar rampas más grandes y más inciertas; los pronósticos de algoritmos avanzados son necesarios

para reducir la incertidumbre en la generación de energía ERV. Segundo, las reservas no son los únicos medios para agregar flexibilidad al sistema. Las unidades de almacenamiento, las centrales eléctricas de rampa rápida y la administración del lado de la demanda, son otras opciones ya disponibles en el mercado. Las tecnologías futuras también pueden surgir y deben ser consideradas también. En tercer lugar, se aconseja un estudio detallado y dedicado para evaluar la flexibilidad del sistema y la asignación de las reservas.

#### *Reto 4: Idoneidad de la red de transmisión*

La ubicación óptima de los recursos solares y de viento, en términos de disponibilidad, no coincide necesariamente con los centros de alta demanda. Esto significa que los proyectos de ERV a gran escala pueden traer cambios en la cantidad y dirección de los flujos de electricidad dentro del sistema de transmisión.

Las Opciones REmap para el sector eléctrico incluyen adiciones de 1453 MW de potencia eólica terrestre, 871 MW de instalaciones solares fotovoltaicas PV, 665 MW de solar fotovoltaica distribuidos en la red, 91 MW de pequeñas hidroeléctricas, 149 MW de biogás y gas de rellenos sanitarios, 49 MW de generación eléctrica a base de bagazo y 70 MW de co-combustión de biomasa.

Según la evaluación de recursos de Instituto Worldwatch (2011), las localizaciones con mayor potencial para la energía eólica del país son las provincias del norte, sur y este (ver mapa en la figura 34). Estas regiones, con grandes recursos de viento, están a una distancia significativa de los principales centros de carga, que se encuentran en la región central y en Santiago.

El aprovechamiento de la energía desde ubicaciones remotas, puede requerir la construcción de nuevas líneas de transmisión y refuerzos en otras partes del sistema de transmisión. Esta nueva infraestructura o los refuerzos tienen que ser planeados cuidadosamente, para maximizar la utilización y beneficios intrínsecos de las tecnologías de energía renovable. La ampliación y reforzamientos de la red de transmisión también

tienen que tomar en cuenta la creciente demanda, la confiabilidad y los criterios de calidad de la electricidad, definidos en la legislación del país. La experiencia nacional e internacional ha demostrado que la expansión de redes de transmisión podría tomar varios años (un promedio de 5 a 10 años). Por lo tanto, es importante planear y comenzar la expansión de la red antes de que sea completamente necesario. Anticipar los sitios para el desarrollo (expansión de la red) cuando no hay proyectos existentes comprometidos tiene sus riesgos. Está fuera del alcance de este informe tratar de determinar estos riesgos en la República Dominicana. Sin embargo, existen diferentes soluciones alrededor del mundo. Un ejemplo es Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (ERCOT por sus siglas en inglés), que decidió invertir en la expansión de la red para alcanzar el alto potencial del viento. ERCOT espera que el sector privado invierta y construya parques eólicos en estos sitios (ERCOT, 2008).

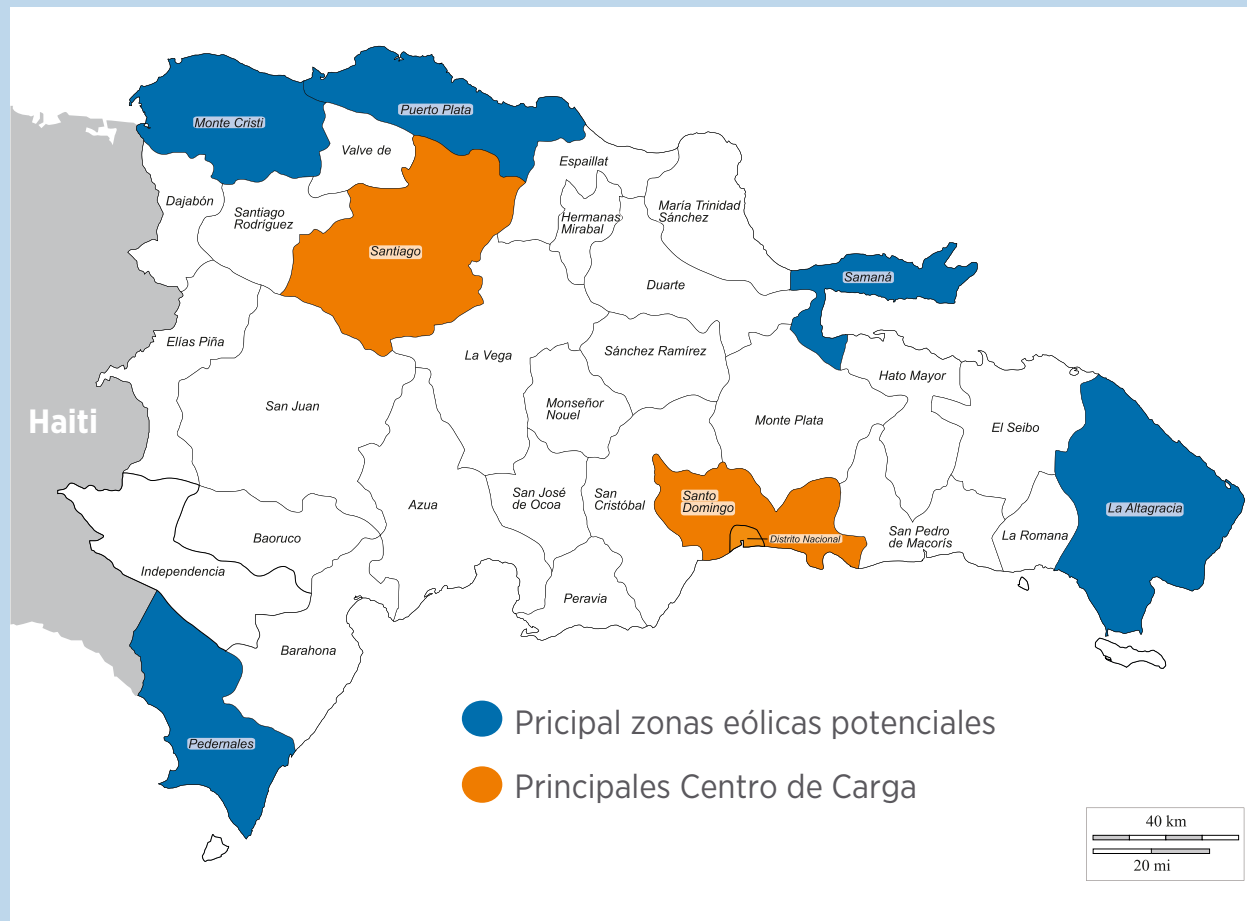
Un análisis simplificado de las capacidades de transferencia de potencia, requeridas para evacuar la potencial generación solar y eólica se llevó a cabo para este reporte. Este ilustra el impacto potencial de las Opciones REmap, en las necesidades y la utilización del sistema de transmisión. El análisis se concentró en la capacidad requerida de transmisión y no incluyó una representación detallada de la red eléctrica. Excluyó diferentes niveles de voltaje en el sistema y posibles problemas de estabilidad. La intención de este estudio no es reemplazar una simulación detallada del sistema eléctrico sino más bien identificar potenciales requerimientos para aumentar la capacidad de transmisión de electricidad en el país.

Este sencillo análisis de adecuación del sistema de transmisión identifica las capacidades máximas requeridas por el sistema en el año 2030, con el fin de estar en capacidad de transportar toda la generación solar y eólica a los centros de carga, con niveles aceptables de reducción debido a congestiones.

Para llevar a cabo el análisis, el sistema de transmisión fue agregado de acuerdo a las actuales zonas y sub-zonas operacionales. Cada nodo de la red agregada, representa una sub-zona del sistema (como en la figura 11).



**Figura 34: Ubicación potencial de proyectos eólicos y principales centros de carga**



Basado en datos del Worldwatch Institute (2015); el mapa de fondo de los d-maps (s.f.)

A través de las curvas de duración de carga, de la carga neta para cada sub-zona (proyectado al 2030 de acuerdo al crecimiento de la carga regional y la expansión de la generación), fueron identificados posibles intercambios de electricidad entre áreas, y capacidades requeridas de transmisión y estadística significativa fueron identificadas junto con una reducción potencial.

En las secciones anteriores, la reducción ha sido considerada solamente en lo referente al nivel de penetración instantánea de ERV en un sistema. En esta sección, la reducción de ERV se asume es causada por congestión o limitaciones de la red. La reducción en estas circunstancias compite con el costo de expansión de la red. Metodologías de análisis completos de costo-beneficio deberían ser utilizadas para encontrar la solución óptima.

La ubicación de los proyectos de energías renovables en el escenario REmap se originó en un estudio del Instituto Worldwatch que detectaba lugares con el mayor potencial eólico y solar (2011). Todos estos proyectos fueron asignados a un nodo eléctrico en la red de transmisión agregada. La tabla 13 muestra la localización geográfica y eléctrica de los proyectos. (véase también figura 34).

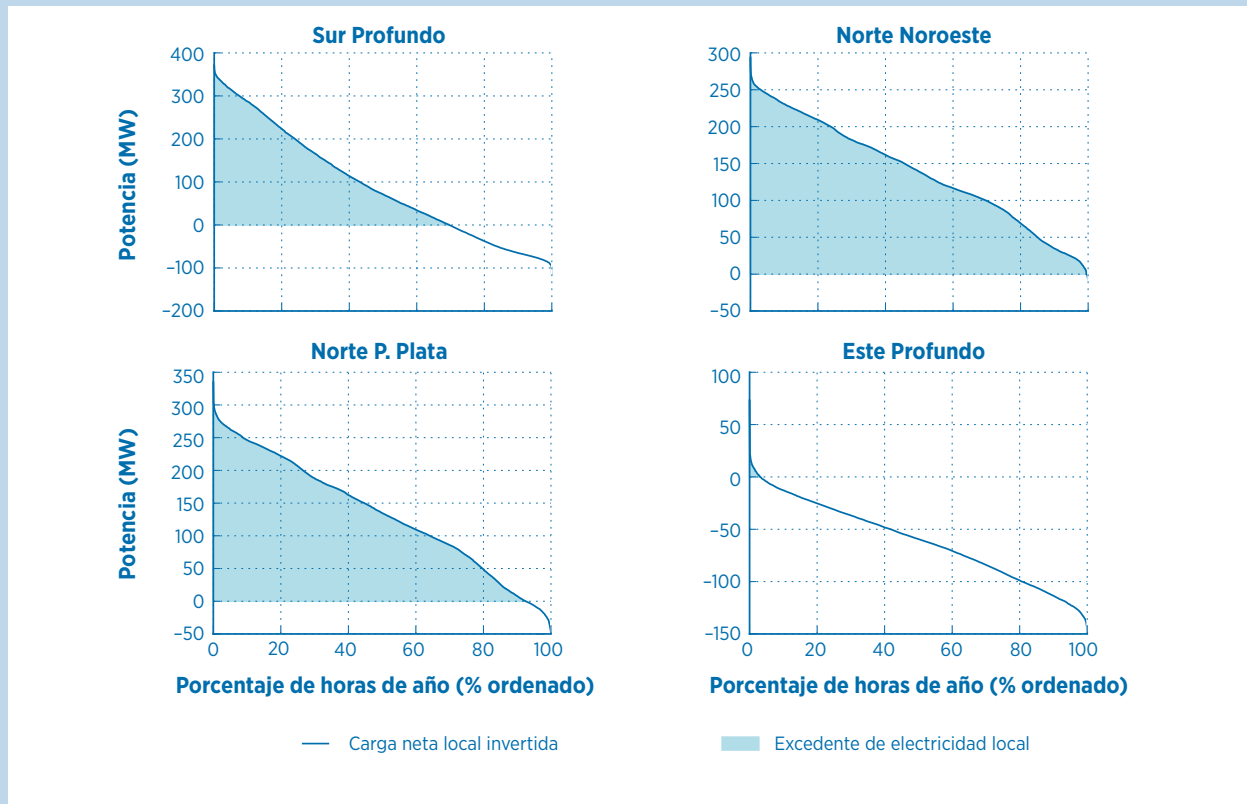
Después de localizar los proyectos y asignarlos a una sub-zona eléctrica, se obtuvo la demanda residual local por cada nodo. La figura 35 muestra la carga neta de las cuatro sub-áreas más externas en el país (en términos de distancia a los centros de carga). Como se ve en la figura, las sub-áreas se caracterizan por una baja demanda local y alta generación de ERV. Los números positivos en la gráfica representan el exceso de potencia, mientras que los números



**Tabla 13: Distribución de los proyectos y sus nodos de transmisión asociados**

Tecnología	Región	Sistema sub-zona	CAPACIDAD (MW)
Eólica (2 304 MW)	Samaná	Norte Nordeste	153
	La Altagracia	Este Profundo	192
	Bani	Sur Cercano	423
	Pedernales	Sur Profundo	480
	Montecristi	Norte Noroeste	480
	Puerto Plata	Norte P. Plata	576
Solar Fotovoltaica (1 761 MW)	Santo Domingo	Central - Metropolitana	440
		Central - Sto Dgo Oriental	440
	Santiago	Norte Santiago	881

**Figura 35: Carga neta local de los nodos críticos en el 2030**



*Nota: Los nodos críticos se definen como los más lejanos de los centros de carga y con alta capacidad de ERV. El área sombreada en azul representa la electricidad que tendría que ser transmitida o evacuada desde el nodo.*

negativos significan una necesidad de importar electricidad dentro del nodo.

El exceso de generación local de las ERV se traduce en una necesidad de exportar energía a otra región o nodo. Ocurre alrededor del 70% del tiempo para el Sur Profundo y más del 90% del tiempo para las sub-zonas del Norte,

Noroeste y norte de P. Plata. Esto significa que las sub-zonas necesitarían esencialmente evacuar la mayor parte de su producción eléctrica. La expansión de la red o capacidad requerida, tiene que evaluarse comparando el costo de la reducción de ERV contra el costo de la ampliación de la red. Sin embargo, esta comparación de costo está fuera del alcance del presente análisis.

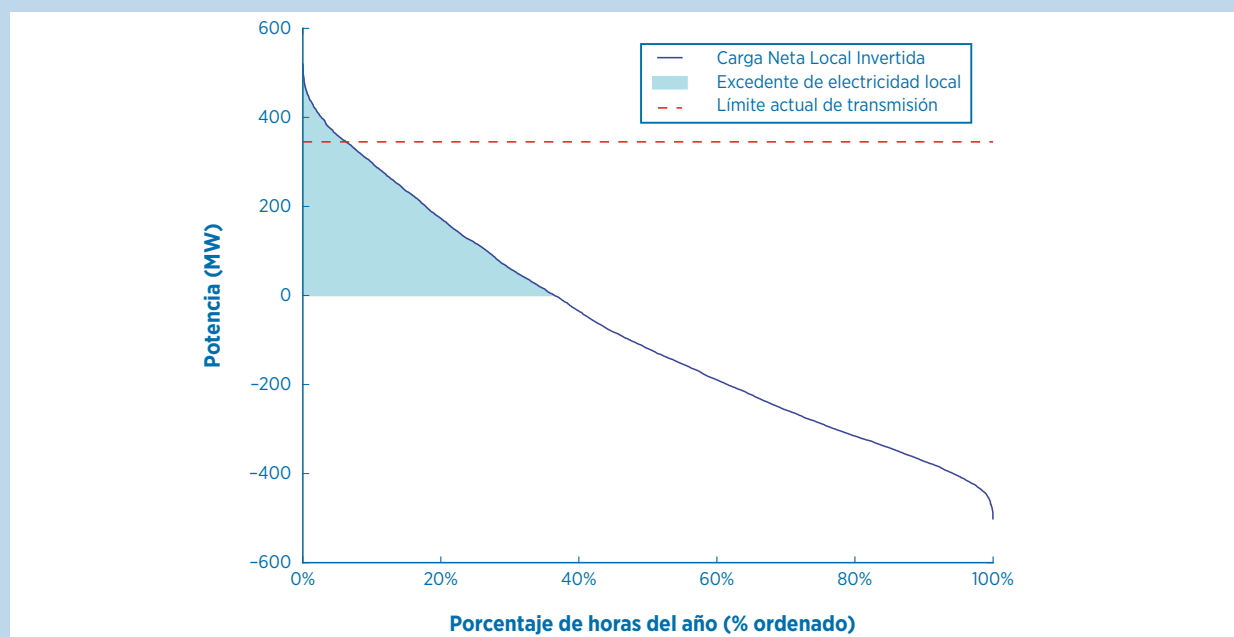
Como ilustración, se analiza un poco más la sub-zona Sur Profundo (figura 35 superior izquierda). De acuerdo al presente análisis de restricción de transmisión de OC-SENI, la capacidad de transmisión de la sub-zona es de 45 MW (EIRGRID y SONI, 2016a). Esto significa que bajo el escenario REmap y con la capacidad no ampliada de la red de transmisión, la reducción de ERV estaría localmente en el orden de 55%. Esto significaría que 730 GWh de energía limpia no podrían ser utilizados en el sistema. Este nivel de reducción tendría lugar incluso si no hubiese otras centrales eléctricas trabajando. Se trata de un escenario optimista porque las plantas eléctricas convencionales pueden ser requeridas para confiabilidad (penetración instantánea) y regulación del voltaje local. Este análisis revela claramente la necesidad de ampliar la red en tres de las cuatro sub-zonas analizadas.

La zona sur también fue analizada más profundamente (ver Figura 36). Esta zona puede transferir actualmente un máximo 345 MW a la región Central (OC-SENI,

2015c). En los límites actuales de transferencia de electricidad, la ERV tendría que ser reducida cerca de 7% del tiempo, aún sin considerar que otras centrales pudieran ser necesitadas para la confiabilidad y por otras razones. Una vez más, esto indica la necesidad de ampliar la capacidad total a transferir electricidad de la zona sur a la sub-zona Central, la ubicación prevista para la mayor parte del consumo de electricidad en 2030.

Esta evaluación simple demuestra la necesidad de ampliar la red de transmisión eléctrica para acomodar y transferir electricidad de los sitios con el más alto potencial a los centros de demanda. La zona sur, junto con el Sur Profundo, el Norte-Noroeste y las sub-zonas del Norte de P. Plata han sido identificados como lugares para la posible expansión de la capacidad de transmisión. Los planes actuales de expansión de transmisión se basan en el escenario de 2012. Si las Opciones REmap fueran a realizarse, sería necesario actualizar los planes de expansión.

**Figura 36: Carga neta local para la Región Sur**



*Nota: La reducción de producción de ERV puede ocurrir por varias razones (incluyendo factores técnicos y reglamentarios). Estas razones podrían coexistir al mismo tiempo (por ejemplo, un límite debido a la congestión de la red, otro debido a la penetración instantánea, la existencia de contratos a largo plazo).*

*En la evaluación de estos problemas técnicos, se consideraron sólo dos razones para la reducción de la ERV. La primera es debido al máximo nivel de penetración instantánea de generación no sincrónica, que se relaciona con la estabilidad de la red y la presencia de las tecnologías rápidas de equilibrio de frecuencia. La segunda, es la presencia de congestiones en la red de transmisión eléctrica. Existen soluciones técnicas a ambos factores limitantes (por ejemplo, funcionamiento prácticas, códigos de red estricto y prospectivas, incentivar las plantas termo solares para trabajar como centrales debe ejecutar o back-up y expansión de la red eléctrica). La solución óptima es sistema específico requiere análisis en profundidad y estudios dedicados.*

## 4.2 Sectores de uso final

En el Caso de Referencia, mucha energía renovable se despliega en el sector eléctrico aunque los usos directos de las energías renovables para la calefacción, refrigeración y cocina también presentan oportunidades interesantes para reemplazar a los portadores de energía no renovable. El mayor reto es concienciar a los legisladores y a los usuarios del potencial de las

energías renovables en los sectores de uso final e implementar soluciones adecuadas y políticas que den cuenta de este potencial.

El resto de esta sección describe las principales oportunidades y áreas claves de acción para el despliegue exitoso de las energías renovables en aplicaciones de uso final.

**Tabla 14: Resultados de REmap en usos directos de energía renovable en la industria, 2030**

	Hallazgos REmap	Áreas de Acción
Bioenergía	<ul style="list-style-type: none"> <li>La Bioenergía (incluyendo los residuos renovables) puede proporcionar calor a todas las temperaturas y escalas en el proceso industrial, pero no es una opción sencilla. En el caso de la República Dominicana, la bioenergía puede ser fácilmente integrada a los procesos de producción de alimentos, productos químicos y otras pequeñas y medianas industrias que requieren procesos de calor a bajas o medianas temperaturas. En ese sentido, CHP puede ser una opción favorable para producir también electricidad in-situ y satisfacer necesidades auxiliares y/o de la operación del motor. Su uso en otros sectores significa que hay una demanda competitiva de este recurso limitado. Se requiere suficiente almacenamiento (en el sitio), de materias primas de biomasa que son estacionales (de temporada) como es el caso del bagazo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Almacenamiento de materia prima para asegurar el suministro continuo durante las horas del día y en tiempos de cosecha</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>El rendimiento de la producción de caña de azúcar es de alrededor de 40 toneladas por hectárea, lo cual es la mitad de la mejor práctica global lograda en Brasil, actualmente. Las mejorías en los rendimientos agrícolas pueden hacer una contribución significativa a la disponibilidad de materia prima, teniendo en cuenta tanto su uso directo (por ejemplo, para producir etanol convencional) como el de sus residuos (por ejemplo, aprovechar la mayor cantidad de bagazo después de la producción de caña de azúcar)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumentar el rendimiento agrícola de la caña de azúcar.</li> </ul>
Calor solar	<ul style="list-style-type: none"> <li>Como en muchos otros países, el uso de la energía solar térmica en la industria, no forma parte de los planes nacionales de energía para 2030. REmap estima que la energía solar térmica podrá proporcionar alrededor 10%-15% de bajas (&lt; 200 °C) y medias (200 °C a 450 °C) temperaturas en procesos de uso de calor en el año 2030. Esto equivale a una capacidad total instalada de 85 MW para suministrar alrededor de 16 ktep (0.7 PJ) de calor con instalaciones convencionales y de CST.</li> <li>Dada la continua demanda de calor, el diseño de las instalaciones necesitará considerar una capacidad apropiada de almacenamiento. Las soluciones híbridas con combustibles fósiles pueden ser otra opción.</li> <li>Muchos procesos industriales requieren grandes cantidades de calor, y muchas plantas tienen espacios limitados. Esto podría crear un problema para la instalación de colectores para cubrir un área extensa. Una alternativa es instalarlos en el techo. Los edificios existentes posiblemente no los acomodarían, pero es una consideración para el diseño y construcción de edificios nuevos. Alternativamente, los CST son una opción para optimizar el uso del espacio disponible, así como para elevar la temperatura en los procesos de calor. REmap considera una opción de 46 MW para los CST. Algunos sectores de la industria organizada pueden crear simbiosis entre estos y las diferentes plantas y esto hasta cierto punto puede resolver el problema de espacio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensibilización nacional sobre las posibilidades de las energías renovables en la industria.</li> <li>Planificación energética y estratégica que incluya la energía solar térmica</li> <li>Optimizar diseños tecno-económicos que incluyan la necesidad de almacenamiento térmico.</li> <li>Desplegar el uso de colectores solares térmicos (CST) en empresas con espacios limitados para aumentos de temperaturas en procesos de calor.</li> </ul>

**Tabla 15: Resultados de REmap en usos directos de energía renovable en el transporte, 2030**

	<b>REmap findings</b>	<b>Action areas</b>
<b>Biocombustibles líquidos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alrededor de 100 000 hectáreas de tierras apropiadas para el cultivo sostenible de la caña de azúcar, están disponibles y podrían dedicarse a la producción de biocombustibles líquidos. (sin afectar la caña de azúcar para producción de alimentos). Esto representa menos del 30% del total de la tierra cultivable para producción de caña de azúcar. Dado que hay suficiente tierra disponible, el consumo de etanol es una consideración potencial, y podría suministrar una parte importante de la demanda de energía para transporte. Los planes nacionales actuales, aún no toman este factor en consideración.</li> <li>Según REmap, el uso de etanol convencional en el transporte por carretera llegará a 173 millones de litros en el año 2030. Suponiendo que los rendimientos de producción permanezcan en los niveles actuales, esto implicaría cultivar alrededor de 50.000 hectáreas de tierra para la producción de caña de azúcar – equivalente a la mitad de la tierra conveniente y disponible para este propósito. Para incentivar la producción, se debe crear un mercado para oferta y demanda de biocombustibles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Sensibilización nacional sobre las oportunidades de las energías renovables en el transporte.</li> <li>➔ Planificación energética y estratégica que considere el uso de los biocombustibles.</li> <li>➔ Reactivación de la tierra dedicada a la caña de azúcar, no cultivada para producción de azúcar.</li> <li>➔ Mandatos sobre mezcla de biocombustibles líquidos.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>El bagazo restante después de los procesos industriales, ofrece una oportunidad significativa para la producción de biocombustibles avanzados, para el beneficio tanto del desarrollo de negocios locales como para el desarrollo de la tecnología. REmap estima que al menos 19 millones de litros de etanol avanzado podrían ser producidos anualmente a partir del bagazo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Producción acelerada e investigación y desarrollo de biocombustibles líquidos avanzados.</li> </ul>
<b>Movilidad eléctrica</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Con la creciente urbanización y demanda de movilidad, podría abrirse un gran mercado para movilidad eléctrica, sobre todo en ciudades importantes como Santo Domingo, Santiago de los Caballeros, La Romana. Las proyecciones nacionales de energía no incluyen las estimaciones de la movilidad eléctrica para transporte por carretera. REmap propone una penetración de movilidad eléctrica que ascienda a 2% de la demanda de energía de vehículos de carretera en términos de distancia. Esto representa 9.6 billones de pasajeros/kilómetros.</li> <li>REmap estima que los carros con baterías eléctricas e híbridos recargables reemplazarían a los coches alimentados por gasolina. Esto equivaldría alrededor del 4% al 10% del total de vehículos en el año 2030 respectivamente (220 000 vehículos).</li> <li>Hay una oportunidad para la introducción temprana de vehículos de dos y tres ruedas en las áreas urbanas más grandes y sus alrededores. Esto está pensado, en particular, para distancias cortas y conllevaría una menor necesidad de recarga para dichos vehículos, que la de los vehículos también eléctricos de cuatro ruedas. Esta es, además, una opción turística atractiva. REmap considera que habrá 375 000 vehículos de dos y tres ruedas, en las carreteras en el año 2030.</li> <li>REmap sugiere que los autobuses eléctricos de batería utilizados para el transporte público urbano, podrían formar una flota de 1100 de 19 000 unidades en 2030.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Planificación energética y estratégica a largo plazo tomando en consideración un rol importante para la movilidad eléctrica.</li> <li>➔ Promover vehículos eléctricos incentivando simultáneamente ventas de vehículos e inversiones en estaciones de carga.</li> </ul>

**Tabla 16: Resultados de REmap en usos directos de energías renovables en edificios, 2030**

	Hallazgos REmap	Áreas de Acción
Calentamiento solar de agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>El uso de energía solar en el sector residencial de la República Dominicana, cubre actualmente alrededor del 12% de la demanda energética para calentamiento de agua. En el Caso de Referencia esto aumentaría a 17% en 2030. Aunque los calentadores solares de agua son rentables, se pasa por alto en gran medida su verdadero potencial.</li> <li>El Calentamiento de agua representa una quinta parte de la demanda de energía en el sector comercial, público y de servicios. Ésta permanecerá estable en el período hasta 2030. El Caso de Referencia incluye 10% de esta demanda a ser satisfecha por calentadores solares de agua en 2030, pero hay un potencial que excede esta proporción. REmap propone reemplazar el GLP, en un 35% para satisfacer la demanda energética de agua caliente en el año 2030. Esto implicaría desplegar alrededor de 775 000 m<sup>2</sup> de capacidad de calentadores solares de agua.</li> <li>Las expectativas de desarrollo económico en la República Dominicana se reflejan en la expansión de la cantidad de edificios. Según REmap, para satisfacer el potencial adicional de calefacción solar residencial en el 2030, bastará con instalar calentadores solares de agua en el 35% de los nuevos hogares construidos entre 2017-2030. Esto significa triplicar los niveles actuales.</li> <li>El calentamiento solar de agua es particularmente competitivo en hogares de altos y medianos ingresos, dado que utilizan más agua caliente que los hogares de bajos ingresos. Los dos primeros lo encuentran más asequible. Por el contrario, los hogares de bajos ingresos necesitan apoyo financiero para adoptar esta tecnología.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incrementar sensibilización la pública y gubernamental sobre las oportunidades de las energías renovables en edificios.</li> <li>Incluir el uso directo de las energías renovables en las proyecciones y planificación energéticas.</li> <li>Planeamiento urbano.</li> <li>Códigos de construcción de edificios.</li> <li>Educar y concienciar a los usuarios finales.</li> <li>Uso óptimo de espacios en los edificios.</li> <li>Apoyo gubernamental.</li> <li>Facilitar esquemas de financiamiento.</li> </ul>
Enfriamiento de espacios con energía solar	<ul style="list-style-type: none"> <li>El enfriamiento de espacios con energía solar ha sido pasado por alto en las proyecciones de energía de la mayoría de los países a través del mundo, aunque algunas tecnologías podrían ofrecer a partir de hoy, alternativas competitivas al uso de la electricidad para aires acondicionados. La demanda energética para refrigeración representa el 25% del consumo de energía en hogares urbanos y más del 45% en edificios comerciales.</li> <li>El Caso de Referencia ignora la refrigeración renovable. Según REmap, el 20% de la demanda de refrigeración en edificios sería suplida por instalaciones de enfriamiento térmico. Éstas cubrirían alrededor de 500 000 m<sup>2</sup>.</li> <li>REmap estima que el 6% de la demanda de refrigeración es equivalente a más de 200 000 instalaciones de fotovoltaicas en las azoteas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incrementar sensibilidad pública y gubernamental sobre las oportunidades de las energías renovables.</li> <li>Planificación energética y estratégica.</li> <li>Uso óptimo de los espacios disponibles en los edificios.</li> </ul>
Cocción con bioenergía moderna	<ul style="list-style-type: none"> <li>El Turismo está creciendo en la República Dominicana por lo que hay una oportunidad para desarrollar tecnologías de conversión de residuos-a-energía para diferentes aplicaciones. REmap propone una opción secundaria que surge del sector de la hostelería, utilizando residuos orgánicos para producir biogás en digestores anaeróbicos.</li> <li>REmap contempla la integración de 100 sistemas de biogás en hoteles (80-100 metros cúbicos - m<sup>3</sup> - tamaño). Se supone que el biogás producido se utilice para cocinar, pero también podría ser usado en otros propósitos; por ejemplo, para calentamiento de agua. Existe un caso de negocio para este tipo de aplicaciones. Sin embargo, la limitada experiencia de la tecnología significa que el sector de la hostelería debe mejorar su comprensión de las oportunidades y beneficios del biogás.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incrementar sensibilización pública y gubernamental sobre las oportunidades de las energías renovables.</li> <li>Planificación energética y estratégica.</li> <li>Códigos de diseño en edificios.</li> </ul>

## Industria

La industria en la República Dominicana está dominada por procesos industriales basados en el vapor de baja temperatura, principalmente en la industria de alimentos y bebidas. La industria también está poblada por un gran número de micro y pequeñas empresas (OMG, s.f.), creando oportunidades significativas para el despliegue de las energías renovables.

Los costos de la energía son una parte sustancial del gasto total del sector industrial. Se trata de un tema particular para las pequeñas empresas con bajos presupuestos de operación, más allá de los sectores de energía intensiva. Hay gran potencial para sistemas solares térmicos y de bioenergía en plantas de pequeña escala y menos industrias de energía intensiva como las de alimentos y bebidas, textiles o algunas instalaciones químicas. La mayoría de las empresas en la República Dominicana cae en estas categorías. Una cuota de la energía utilizada para generación de calor en muchos de los procesos de baja temperatura, en REmap, es suplida fácilmente por la solar y la bioenergía.

## Transporte

En el transporte, los biocombustibles son la tecnología clave para aumentar la participación del sector de energías renovables. Se necesitan Las políticas adecuadas para incentivar la demanda y crear un mercado, al mismo tiempo que se garantiza un suministro asequible y sostenible para satisfacer esta demanda creciente. El potencial sostenible de cultivos energéticos (como la caña de azúcar) está limitado, de manera que deben moldearse las vías adecuadas, para evitar interferir con el uso de la tierra y el agua, destinado a la producción de alimentos.

La alternativa a los biocombustibles es la movilidad eléctrica, alimentada con fuentes de energía renovable. Esto requiere el esfuerzo de una política para la implementación del vehículo eléctrico y un cambio de modos de transporte, reorientando de esa manera el comportamiento del consumidor y la inversión en infraestructura. Vehículos eléctricos de dos y tres ruedas

presentan una oportunidad temprana para las mayores áreas urbanas en la República Dominicana y más allá. Esto así, porque las distancias son cortas y la necesidad de recarga es menor que para los vehículos eléctricos de cuatro ruedas.

## Edificios

Aunque los planes de energía en la actualidad incluyen algún desarrollo de las energías renovables, el vasto potencial de uso directo de energías renovables en edificios no está totalmente integrado en la visión a largo plazo. Esta omisión podría convertirse en un problema de importancia, considerando que la mayoría de las tecnologías renovables que pueden utilizarse para calefacción, refrigeración o cocina son más sostenibles y rentables que las alternativas no renovables.

La siguiente tabla resume los principales hallazgos en el desarrollo de las energías renovables relativas a las estimaciones REmap en el sector de edificios.

El mayor potencial para el uso de las energías renovables en aplicaciones directas en los edificios podría disminuir las facturas de consumo de los usuarios e incrementar la cuota de las renovables en el mix energético.

## Áreas claves de acción para las energías renovables utilizan en los sectores de uso final

Para garantizar la integración exitosa de las energías renovables en los años venideros, un número de obstáculos necesita ser superado. Incluyen altos costos de inversión inicial para instalaciones renovables, subsidios a los combustibles fósiles, altas tasas de interés, acceso limitado al financiamiento para la compra de equipos, falta de confianza del usuario final en la tecnología y pocos instaladores con experiencia. La ley 57-07 ya incentiva las tecnologías renovables en los sectores de uso final, en edificios, a través de exenciones de aranceles en la importación de componentes termo-solares o colectores, por ejemplo, pero se necesitan mayores esfuerzos.

Basado en los hallazgos de cada uno de los sectores descritos anteriormente y considerando el potencial adicional identificado en REmap, las áreas claves de atención para el gobierno y los legisladores se explican a continuación con más detalle. Algunas de ellas son relevantes para más de un sector de uso final, mientras que otras son específicas para cada sector. Esto proporcionará una plataforma para una mayor adopción de usos directos de las energías renovables.

### *Intersectoriales*

- **Representación más ambiciosa de opciones de tecnologías renovables en la planificación energética para el sector de uso final.** Es necesario incluir estimaciones realistas pero ambiciosas en las proyecciones de uso de energías renovables en todos los sectores de uso final. Esto significa que las estrategias de acompañamiento, de los planes de energía, pueden ser moldeadas con el objetivo de lograr una mayor participación de las energías renovables. El establecimiento de objetivos es una medida complementaria posible.
- **Mejorar la educación pública y la sensibilidad de los usos directos y las economías de las tecnologías renovables.** Muchos usuarios finales y partes interesadas de la industria local se han limitado en la actualidad, al conocimiento de los beneficios y las economías de las energías renovables. El sector de la construcción es aún, el mayor usuario de energía, después del transporte y numerosos beneficios podrían derivarse del uso de energías renovables. Estos incluyen ahorro en la factura de energía y reducción de la contaminación atmosférica en asentamientos urbanos. Para aprovechar el potencial renovable en 2030, la República Dominicana debe considerar promover mayores iniciativas en educación y entrenamiento. Esto mejoraría el entendimiento de las oportunidades renovables, particularmente de tecnologías solares y de biomasa, aplicaciones comerciales e industriales.

- **Reactivar tierras de producción de caña de azúcar y aumentar los rendimientos agrícolas.**

Hace algunos años, la caña de azúcar era cultivada en alrededor de 350 000 hectáreas de tierra de la República Dominicana (Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, 2007). Sin embargo, la producción de caña de azúcar ha disminuido significativamente, por lo que hoy sólo alrededor de 100 000 hectáreas de tierra se utilizan para este propósito. Dada la vasta experiencia de la industria azucarera, la tierra cultivable no utilizada presenta una oportunidad para disminuir la dependencia en 2030 de combustibles importados para el transporte y aumentar la actividad en el sector.

Las mejoras en los rendimientos agrícolas pueden hacer una contribución significativa a la disponibilidad de materia prima, teniendo en cuenta el uso directo de la materia prima (por ejemplo, para producir etanol convencional) o de sus residuos (por ejemplo, aprovechando mayores cantidades de bagazo después de la producción de caña de azúcar). Los bajos rendimientos de la producción de caña de azúcar también ofrecen una gran oportunidad de mejora. Sin embargo, esto debe realizarse sosteniblemente sin tener como resultante un aumento de la crisis de agua, aplicación excesiva de fertilizantes etc.

- **Incluir planeamiento urbano y fomentar las energías renovables en el ámbito urbano para adoptarlas más rápidamente a través de acciones locales.**

Así como la población y el crecimiento económico aceleran la urbanización, la demanda de energía limpia, fiable y asequible aumentará exponencialmente en las ciudades. Por tanto, esfuerzos importantes en planificación urbana, son claves para integrar más renovables a la calefacción, refrigeración y movilidad eléctrica. Los gobiernos locales, a nivel estatal o municipal pueden desempeñar un papel importante aquí animando y regulando el consumo creciente de energías renovables. Aún, las ciudades que no controlan directamente la generación de



electricidad tienen opciones de conducirse hacia el uso de energía limpia apoyando, por ejemplo, soluciones de transporte bajas en Carbono, e incluyendo la aplicación de las estaciones de recarga (IRENA, 2016f). Como gestores de la infraestructura local, las ciudades y gobiernos locales pueden desarrollar soluciones que integren las energías renovables (IRENA, 2016a) y pueden establecer un ejemplo, integrando las tecnologías renovables en edificios públicos. Todas estas necesidades deben ser recogidas y atendidas por una política de alcance nacional y planificación con objetivos comunes y mecanismos para garantizar su cumplimiento.

- **Construir una industria sólida a lo largo de toda la cadena de valor de la tecnología renovable con gran experticia y garantía de calidad para ayudar a desarrollar mercados renovables exitosos.** Fabricantes, diseñadores de sistemas, distribuidores e instaladores deben tener suficiente experticia y calidad de cumplimiento en la instalación, uso, y mantenimiento de las tecnologías renovables. Esto también permitirá dirigir las renovables hacia la prosperidad. El gobierno puede apoyar mediante la definición de estándares, certificaciones y mecanismos de control, lo cual garantizará que las instalaciones renovables sean completamente funcionales y alcancen su óptima eficiencia y rendimiento óptimo. Esto es necesario para mantener el interés y la confianza de los usuarios finales en estas tecnologías y apoyar el desarrollo del mercado.

Barbados es una historia de éxito en el desarrollo de aplicaciones directas de las energías renovables, particularmente en las aplicaciones de energía termo-solar. En 2009, casi la mitad de los hogares de la isla tenían sistemas solares de calentamiento de agua (Iniciativa de Transición Energética, 2015; Programa de Medio Ambiente de las Naciones Unidas, s.f.). Algunas medidas claves incluyeron programas de capacitación para técnicos locales, mejorando sus destrezas en el manejo de calentadores solares de agua e incentivos financieros para fabricantes, tales como préstamos a bajas tasas de interés.

## Industria

- **Suficiente Almacenaje de materia prima, para asegurar el suministro diario continuo incluso durante la época de cosecha.** La bioenergía (incluyendo residuos renovables) puede proporcionar calor para procesos industriales en todas las temperaturas y escalas pero no es una opción sencilla. Su uso en otros sectores significa que hay competencia en la demanda de este recurso limitado y la logística de suministro puede ser difícil. Se requiere suficiente almacenamiento en el sitio y en muchos casos se requieren soluciones a medida. Esto es particularmente importante porque la mayoría de las plantas industriales tiene una necesidad continua de energía para producir calor. Por el contrario, las materias primas de la biomasa son estacionales (de temporada). El bagazo, uno de los principales residuos en la República Dominicana, es un ejemplo.

## Transporte

- **Desarrollar Infraestructura de vehículos eléctricos.** Es importante desarrollar la infraestructura necesaria para permitir la incorporación de vehículos eléctricos y contar con el rol de la movilidad eléctrica unida a la generación eléctrica basada en energías renovables en la planificación del sistema energético. Los puntos de recarga deben ser fácilmente accesibles para hacer de los vehículos eléctricos una opción atractiva. Por otra parte, las estaciones de carga no serán una inversión atractiva hasta que más vehículos eléctricos creen la demanda necesaria de infraestructura (IRENA, 2016a). El desarrollo de la infraestructura juega un papel importante en el aumento del número de pioneros y podría ser una forma de lograr una verdadera innovación. El aumento de las opciones de carga en el hogar, en lugares públicos y de trabajo es crucial. Además de la expansión de los puntos de carga, las necesidades deben ser rápidas (IRENA, 2016a). Sin embargo, esto tiende a



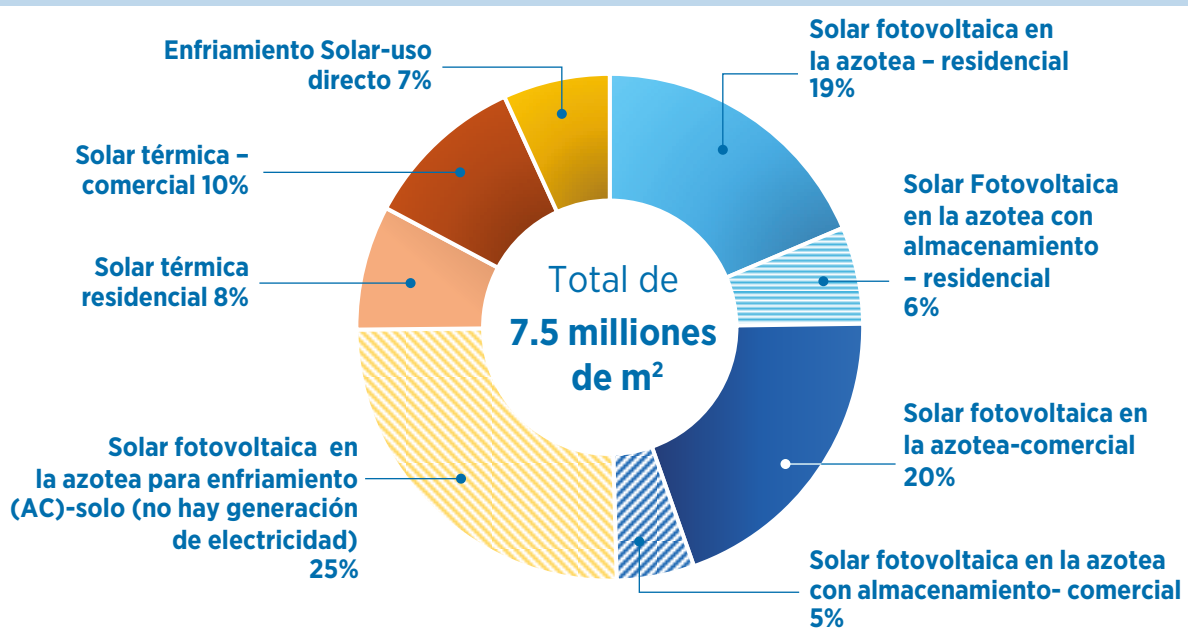
ser una preocupación menor en la República Dominicana porque los vehículos cubren distancias medianamente cortas, haciendo de esta una oportunidad para el despliegue del vehículo eléctrico.

- **Abrir una avenida para biocombustibles avanzados.** Dado la oportunidad de utilizar el exceso de bagazo en aplicaciones industriales, la República Dominicana podría desarrollar experiencia en la producción de biocombustibles avanzados. Esto será crítico a largo plazo porque hay límites al uso intensivo de la tierra en la producción de biocombustibles convencionales. Los flujos de residuos de bio-energéticos que surgen de las aplicaciones industriales deberían utilizarse también para la producción de biocombustibles líquidos avanzados. Sin embargo, esto significa desarrollar la tecnología y crear los recursos financieros para la capacidad de biocombustibles avanzados, que hasta ahora han estado sujetos, solamente a un desarrollo comercial limitado.

## Edificios

- **Incrustar códigos y normas que integren las tecnologías renovables en la construcción o renovación de edificios y hacerlos parte del desarrollo urbano.** La República Dominicana es un país con población y demandas de energía, crecientes. Es entonces una buena posición integrar las energías renovables en los sectores residenciales y comerciales ya que es más fácil construir para energías renovables que adaptar (IRENA, 2016a). Las energías renovables pueden seguir creciendo si se introducen medidas para estimular su uso en la construcción y renovación de edificios. Los ejemplos incluyen determinar y controlar los mecanismos como son los códigos de construcción y los estándares tecnológicos o incentivos tales como la disminución de las tasas de interés de los préstamos o incentivos fiscales para los usuarios finales. Al promover las energías renovables en edificios, toda la gama de opciones de tecnología debería ser considerada. Los ejemplos incluyen diversos arreglos y tipos de colectores termo-solares para calefacción

Figura 37: Área de techos cubierta por tecnologías de energía renovable en REmap en 2030



y refrigeración, digestores anaeróbicos para producir metano para la cocción de alimentos o calentamiento de agua y paneles fotovoltaicos para producción de electricidad.

- **Optimizar el uso del espacio disponible para instalaciones renovables en los edificios.** Un factor a tener en cuenta cuando se proponen diferentes tecnologías renovables, es el uso óptimo de las azoteas y otros espacios disponibles para instalar diferentes tecnologías. Esto es esencial, especialmente en las ciudades que crecen verticalmente como Santo Domingo. Maximizar, al mismo tiempo, la solar fotovoltaica integrada a los edificios, es otra posibilidad.

La Figura 38 muestra la distribución del área de las azoteas por segmento de tecnología renovable, como estimada en REmap para el año 2030. El mayor espacio en las azoteas será tomado por aplicaciones de fotovoltaica (PV). Aún, con todo este potencial instalado, sólo el 5% del total disponible en las azoteas, en la República Dominicana en 2030 será cubierto con una instalación de energía renovable.

- **Proveer opciones financieras asequibles para que los hogares adquieran tecnologías de energía renovable.** El uso generalizado de las energías renovables modernas requiere de nuevos

programas que hagan las tecnologías renovables modernas (calentadores de agua solares, cocinas eficientes, refrigeración solar, instalaciones fotovoltaicas etc.) más asequibles a hogares de bajos ingresos. Esto podría complementarse con otros tipos de apoyo económico o fiscal. En áreas remotas, esto también será una clave de acceso a la energía moderna y universal. Estas pueden adoptar la forma de iniciativas del gobierno pero también presenta oportunidades para otros actores, incluyendo el sector privado. Muchos esquemas podrían ser diseñados para fondar o apoyar los hogares en la adquisición de tecnología de energía renovable.

### 4.3 Desarrollo del mercado de bioenergía

Un desglose de la energía primaria que se utiliza en la República Dominicana se muestra en la figura 38. En el Caso de Referencia se ve una demanda total anual de 42 PJ de bioenergía en el año 2030. Los edificios, la generación eléctrica y la industria representan, cada uno, aproximadamente un tercio de la demanda total en el país.

Hay cambios en la mezcla de la demanda total del sector en REmap. A raíz de la disminución en el uso tradicional de la bioenergía, la cuota de demanda total en los edificios cae por debajo del 10%, lo cual en

*Figura 38: Desglose del uso de bioenergía primaria en la República Dominicana, 2030*

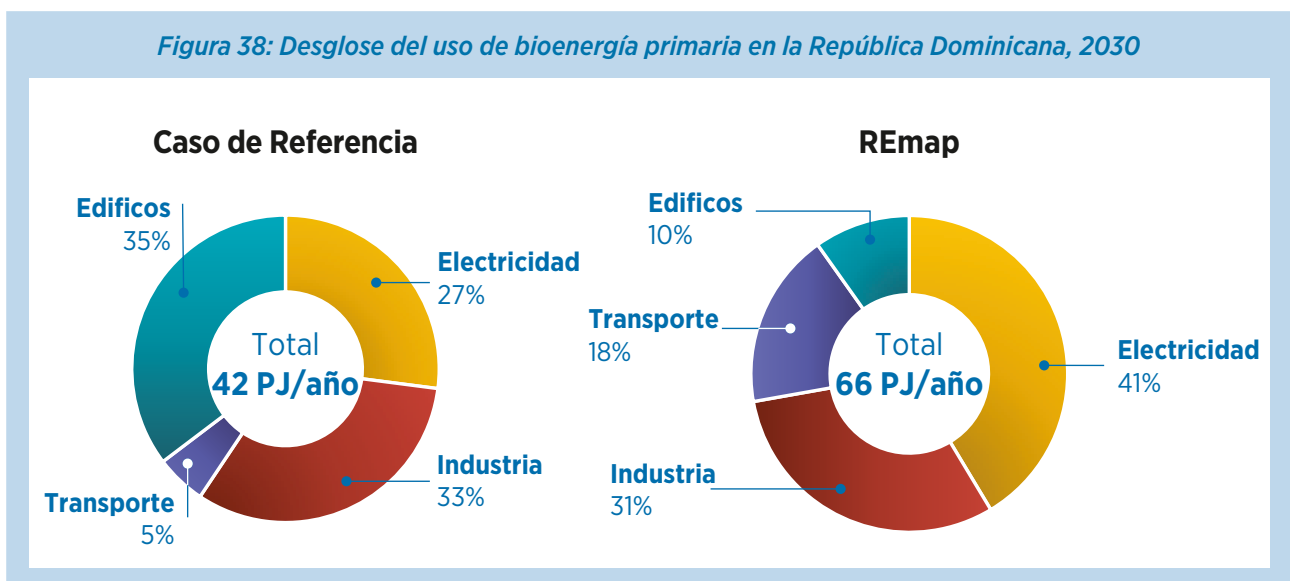
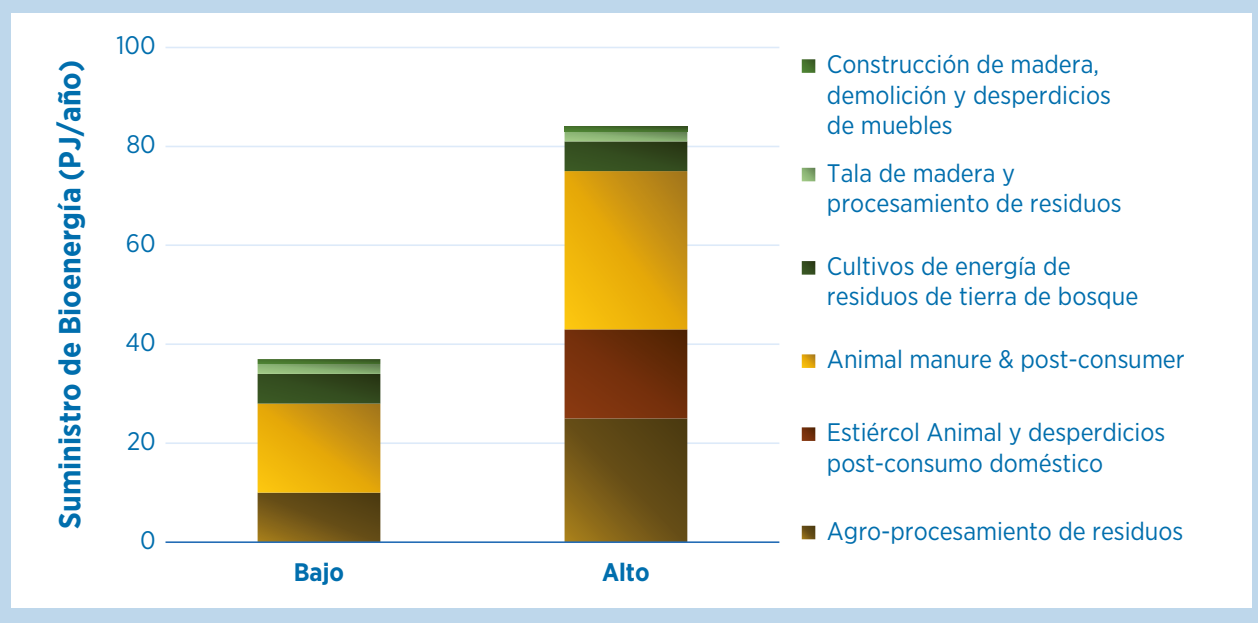


Figura 39: Potencial de Suministro de Bioenergía en República Dominicana para biomasa primaria, 2030



términos absolutos representa la mitad de la demanda total. La proporción de generación eléctrica y transporte aumenta significativamente en la demanda total de bioenergía; la demanda de generación eléctrica se duplica y se incrementa en más del 500 para el transporte, en comparación con el Caso de Referencia.

Según las estimaciones de IRENA, el suministro anual de bioenergía primaria podría estar entre 38-84 PJ. Más de los tres cuartos de este total, se derivan de residuos agrícolas y basura. El potencial de cultivos energéticos y residuos forestales es más bien limitado.

La Industria y la generación eléctrica serán la principal fuente de demanda para las cosechas agrícolas y el procesamiento de residuos. El biogás y los desechos sólidos urbanos serán utilizados en gran medida, por el sector de generación eléctrica (gas de vertederos) y para cocinar en los edificios. Aquí también se utilizarán productos forestales (por ejemplo, el carbón vegetal) para cocinas modernas. En gran medida, el sector del transporte descansará en la caña de azúcar para la producción de etanol convencional. Una pequeña proporción de la demanda será satisfecha por el bagazo, un residuo del proceso de cosecha, para producción de etanol avanzado. Finalmente, se importarán las materias primas para una pequeña producción de biodiesel.

Hay un potencial para satisfacer la demanda de acuerdo a la oferta de alta gama (según los estimados de IRENA que se muestran en la tabla 7) con limitada dependencia en las importaciones. Sin embargo, movilizar el suministro de materia prima no será fácil. Los mercados de bioenergía tendrán que ser creados para darse cuenta de este potencial, lo que implica un esfuerzo dual de política de suministro por un lado y de demanda por el otro.

Tres desafíos principales necesitan ser superados en relación con la demanda:

- 1) **Usos tradicionales de la bioenergía:** En el Caso de Referencia, la demanda ya está muy cerca del extremo inferior del rango de suministro (como se muestra en la tabla 7) por lo que técnicamente puede ser resuelta con los recursos locales. Sin embargo, el resultado es alarmante cuando se compara la oferta y la demanda a nivel de materia prima. Los edificios requieren 14 PJ de bioenergía en total, de los cuales 10 PJ van a los usos tradicionales de la bioenergía para cocción. El volumen total de la oferta de productos forestales es de 3PJ, significativamente menor que la demanda de bioenergía para cocinar. Esto apunta a la posible deforestación en un país con

recursos forestales ya limitados. Además, los usos tradicionales de la bioenergía a menudo resultan en la contaminación del aire en interiores, una de las principales causas de muerte prematura.

Bajo las Opciones REmap, la demanda de bioenergía en edificios disminuye significativamente y los usos tradicionales de la bioenergía se sustituyen por sus formas modernas o GLP (gas licuado de petróleo). Las formas modernas de la bioenergía incluyen carbón vegetal y biogás. Según las estimaciones de REmap, la producción de carbón vegetal necesita más del doble en comparación con el nivel actual. Los digestores de biogás no se utilizan en la actualidad y es necesario introducirlos en las zonas rurales.

La sustitución de los usos tradicionales de la bioenergía por formas modernas de energía, tiene un impacto significativo en la sustentabilidad cuando sus costos ocultos (por ejemplo, el tiempo de colección) también son considerados. También se reduce la contaminación del aire en interiores.

Además, se necesitan avances en la eficiencia de las tecnologías de conversión y en los aparatos utilizados actualmente en usos tradicionales de bioenergía, así como en la producción de carbón vegetal para estufas limpias y cocción.

- 2) Uso de biocombustibles líquidos en el sector transporte:** El transporte es el otro reto importante. La estimación de IRENA es conservadora en términos del suministro potencial de cultivos energéticos (caña de azúcar) que asciende a alrededor de 6 PJ. Esto representa alrededor de 40 000 hectáreas de uso de suelo por año (basado en promedio de rendimiento del etanol de 3 460 litros por hectárea). Como se observa en la sección 4.2 de 100 000 hectáreas de tierra, podrían utilizarse para la producción de caña de azúcar sin perturbar la producción de alimentos y provisiones.

Suponiendo que esta tierra fuera utilizada, el abastecimiento de etanol convencional total se duplicaría – y es la principal tecnología, para incrementar la cuota de las energías renovables en el transporte. El bagazo utilizado para hacer biocombustibles avanzados aumenta la cuota de las renovables en el sector. Hasta hoy la producción de biocombustibles avanzados en la región y el resto del mundo, es baja. Los costos de producción de estos combustibles son más altos que sus equivalentes convencionales.

Existe un pequeño mercado para el uso de biocombustibles líquidos en el sector del transporte. Un mercado necesita ser creado a través de mandatos y/o objetivos volumétricos teniendo en cuenta las proyecciones de crecimiento de la demanda total en el sector energético. La ley 57-07, en su capítulo V acerca de los regímenes especiales para biocombustibles, establece ya las primeras bases de incentivos para la producción de biocombustibles y para la mezcla de combustibles no renovables con biocombustibles líquidos en 2020. Puesto que el marco legal ya está establecido, la CNE debería introducir gradualmente mandatos para mezclas, a fin de fomentar la formación del mercado. Dependiendo de la evolución de los mercados, los incentivos podrían ampliarse más allá de 2020.

Hasta ahora, ha habido una limitada producción de biocombustibles avanzados, y su aumento requiere algo más que objetivos de mezclas. La investigación y el soporte del desarrollo y de la innovación tecnológica serán clave para acelerar el despliegue de las rutas más rentables de la producción. Los aspectos de sostenibilidad de los biocombustibles deben tenerse en cuenta al crear el mercado. Esto significara no solo cumplir un objetivo, sino también implementar las rutas de recursos más efectivas con las emisiones de gases de efecto invernadero menos intensas.

### 3) **Crear un mercado para calefacción industrial y generación eléctrica:**

La calefacción industrial y la generación eléctrica son los dos mercados más grandes, después del transporte, para la bioenergía en la República Dominicana. La bioenergía es una alternativa fácilmente disponible de los combustibles fósiles para generar procesos de calor a distintos niveles de temperatura. Los temas principales en el sector de la industria incluyen la necesidad de suministro continuo de bioenergía para correr procesos y espacio para almacenar materias primas. Sin embargo, algunos procesos de media y baja temperatura pueden también realizarse con energía de fuentes renovables no bioenergéticas. Los ejemplos incluyen energía termo-solar, geotérmica o de bombas de calor, si hay un recurso disponible.

La República Dominicana ya se beneficia de ricos recursos solares, geotérmicos y de viento para suministrar energía eléctrica renovable. Dada la disponibilidad limitada de la bioenergía y la competencia de otros sectores, la misma no es la primera opción. Sin embargo, la bioenergía sometida a combustión para generar electricidad y calor en plantas de cogeneración puede ser viable. Las plantas eléctricas encendidas por bioenergía son gestionables como sus contrapartes de combustibles fósiles y pueden contribuir a la generación eléctrica de carga base.

Como primer paso, la demanda debe crearse mediante el establecimiento de objetivos que pueden hacer uso de sinergias de la bioenergía, para procesos de calor de temperaturas media y alta. Esto significa contar con la estacionalidad de la materia prima y priorizar el desarrollo de los recursos más efectivos, las emisiones menos intensas y las rutas más rentables a través de todos los sectores de consumo final.

Los principales retos de la oferta se refieren a la movilización de un suministro continuo de materias primas asequibles y sostenibles de bioenergía. Una parte importante de la oferta de bioenergía en el país se originará a partir de residuos agrícolas y desechos. Estas materias primas son sostenibles, pero típicamente no recogidas y actualmente no tienen mercado. Debe desarrollarse un sistema de recolección y recuperación manteniendo criterios de sostenibilidad. Los rendimientos de la caña de azúcar deben mejorarse para llegar a los niveles de los países avanzados. La superficie de la República Dominicana es pequeña y la dependencia en la importación será limitada. Sin embargo, se requerirá un sistema fuerte de logística para la distribución de materias primas, a las plantas de conversión y los usuarios finales en todo el país.

La agricultura es una de las principales actividades económicas en la República Dominicana por lo que existen canales y experiencia. Estos se pueden desarrollar sobre la base del mercado existente para cultivos energéticos. Por ejemplo, algunos ingenios azucareros también cultivan y comercializan otros cultivos energéticos en terrenos no aptos para la producción de caña de azúcar, para alimentar procesos de calor en la industria, en tierras no aptas para el cultivo de la caña de azúcar. Hoy, esto puede ser una actividad de menor importancia, pero podría ampliarse fácilmente.

Para asegurar el abastecimiento, será necesario recoger los residuos de la granja junto con los residuos pos-consumo y crear un mercado de suministros y un sistema de logística en todo el país. Este debe ser asequible, así como estable donde fluctúen las cosechas locales.

# 5 LOS COSTOS Y AHORROS DE LAS RENOVABLES EN LA REPÚBLICA DOMINICANA

## 5.1 Necesidades de inversión

El total de la inversión anual promedio, requerida para el desarrollo de las tecnologías de energías renovables (capital de inversión en capacidad renovable para generación de electricidad y sectores de uso final) alcanza los 695 millones de USD (ver la tabla 15). 245 millones de USD son requeridos cada año para llenar el Caso de Referencia y un extra de 450 millones de USD se necesita para implementar las Opciones REmap.<sup>38</sup>

La mayor parte de la inversión adicional<sup>39</sup> se necesita para el sector eléctrico (344 millones de USDs por año) como se muestra en la tabla 15, especialmente para eólica (155 millones de USD al año, como se muestra en la figura 40). Las tecnologías de bioenergía (incluyendo la capacidad de producir biocombustibles líquidos y biometano para transporte) también requieren un extra de 105 millones de USD al año por encima del Caso de Referencia. La bioenergía para tecnologías de calentamiento en industrias (Proceso de calor) y edificios (principalmente para cocinar) requerirán inversiones adicionales promedio de 56 millones de USD por año. La inversión en sistemas de calefacción solar y refrigeración, requerirán un total anual promedio de 34 millones de USD.

## 5.2 Costos de la energía renovable en la República Dominicana

La tabla 16 proporciona un resumen de los costos de sustitución por sector en el año 2030, basado en las perspectivas empresarial y gubernamental. Los precios nacionales se basan en una tasa de descuento del 12% y tienen en cuenta los impuestos a la energía y los subsidios a los precios de la energía en la República Dominicana. Los precios internacionales se basan en una tasa de descuento del 10% y excluyen impuestos y subsidios en los precios de la energía.

En ambas perspectivas, la gubernamental y la empresarial, muchas de las opciones tecnológicas en la industria y en edificios son rentables (excepto los usos modernos de la biomasa sólida y los sistemas de acondicionamiento de aire por aguas marinas profundas en la perspectiva empresarial). En el sector eléctrico el 90% de la energía renovable suministrada, con Opciones REmap, es rentable. Esto es consecuencia de la alta dependencia del país en la importación de costosos productos derivados del petróleo.<sup>38</sup> Todas las Opciones REmap para el sector eléctrico, sustituyen productos derivados del petróleo y del carbón, pero aun cuando se comparen las tecnologías fotovoltaicas y eólicas con la generación a gas natural, siguen siendo competitivas en costo.<sup>40</sup>

<sup>38</sup> Estos costos excluyen infraestructura (e.g. adicional capacidad de generación o transmisión en el sector eléctrico o las estaciones de recarga de vehículos eléctricos) y costos de la implementación de la tecnología (por ejemplo, integración a la red).

<sup>39</sup> La inversión adicional debe representar la diferencia entre las inversiones necesarias en el caso REmap y en el Caso de Referencia.

<sup>40</sup> El costo normalizado estimado de la energía (LCOE) en este estudio para 2030, es de 0.075–0.09 USD/kWh para eólica terrestre, 0.055–0.08 USD/kWh para instalaciones fotovoltaicas y USD 0.14–0.18/kWh para generación de electricidad a gas natural.

**Tabla 17: Promedio de requerimientos de inversión anual en capacidad de energía renovable por sector, 2016–2030**

	Caso de Referencia		Opciones REmap		REmap
	Millones de USD por año		Millones de USD por año		Millones de USD por año
<b>Por Sector</b>	<b>245</b>	<b>+</b>	<b>450</b>	<b>=</b>	<b>695</b>
Eléctrico	213	+	344	=	557
Industria – calor & refrigeración	28	+	60	=	88
Edificios – calor & refrigeración	2	+	34	=	37
Transporte	1	+	12	=	13

Utilizar pequeñas cantidades de bioenergía y desechos de procesos industriales o el sol para generar calor, es una opción rentable.

En la perspectiva de gobierno, el costo promedio de la sustitución de las opciones de la tecnología seleccionada en cada sector, es menor que en el caso de las empresas. Esto se explica por la exclusión de impuestos y subsidios de los precios de la energía.

(la misma información es trazada en las dos figuras). El costo de las opciones varía en un rango de -72 USD/GJ a +103 USD/GJ en la perspectiva gubernamental. La perspectiva empresarial comienza con opciones de costo tan bajo como -110 USD/GJ y termina con opciones tan costosas como +42 USD/GJ. En ambos casos, más del 80% de la energía en estas opciones es competitiva y por lo tanto incurre en un costo de sustitución negativa.

**Tabla 18 Promedio de costos de sustitución de Opciones REmap por sector en 2030**

	Perspectiva Empresarial	Perspectiva Gubernamental
	USD/GJ	USD/GJ
Industria	-20.8	-21.7
Edificios	-9.0	-13.3
Transporte	-17	13.7
Electricidad	-20.3	-30.5
<b>Promedio – Todos los sectores</b>	<b>-17.7</b>	<b>-20.5</b>

Las Figuras 41 y 42 alinean los costos de cada opción REmap y muestran sus contribuciones a la cuota incrementada de la energía renovable. La tabla 17 muestra los costos de sustitución de las Opciones REmap en el año 2030 para la República Dominicana

La mayoría de las tecnologías de bioenergía en la perspectiva empresarial experimenta bajos costos de sustitución y generaría ahorros, cuando es comparado con la alternativa de productos de petróleo. La eólica terrestre, cogeneración con bagazo, generación de gas de vertedero y fotovoltaica descentralizada incurren en el costo de sustitución más bajo para generación de energía en la red. Los calentadores solares y refrigeradores en la industria y los edificios tienen costos competitivos. Esto se explica por sus bajos costos de capital y los costosos productos derivados del petróleo o electricidad usados como alternativa. En el sector transporte, la batería eléctrica para vehículos de dos o tres ruedas y autobuses públicos son la opción REmap más barata en la perspectiva de negocios. Esto se debe a la sustitución de combustibles convencionales costosos. Siguen los biocombustibles convencionales y también generarían ahorros cuando reemplacen la gasolina o diésel convencional.



Figura 40: Promedio anual de necesidades de inversión en tecnologías de energía renovable, 2016–2020

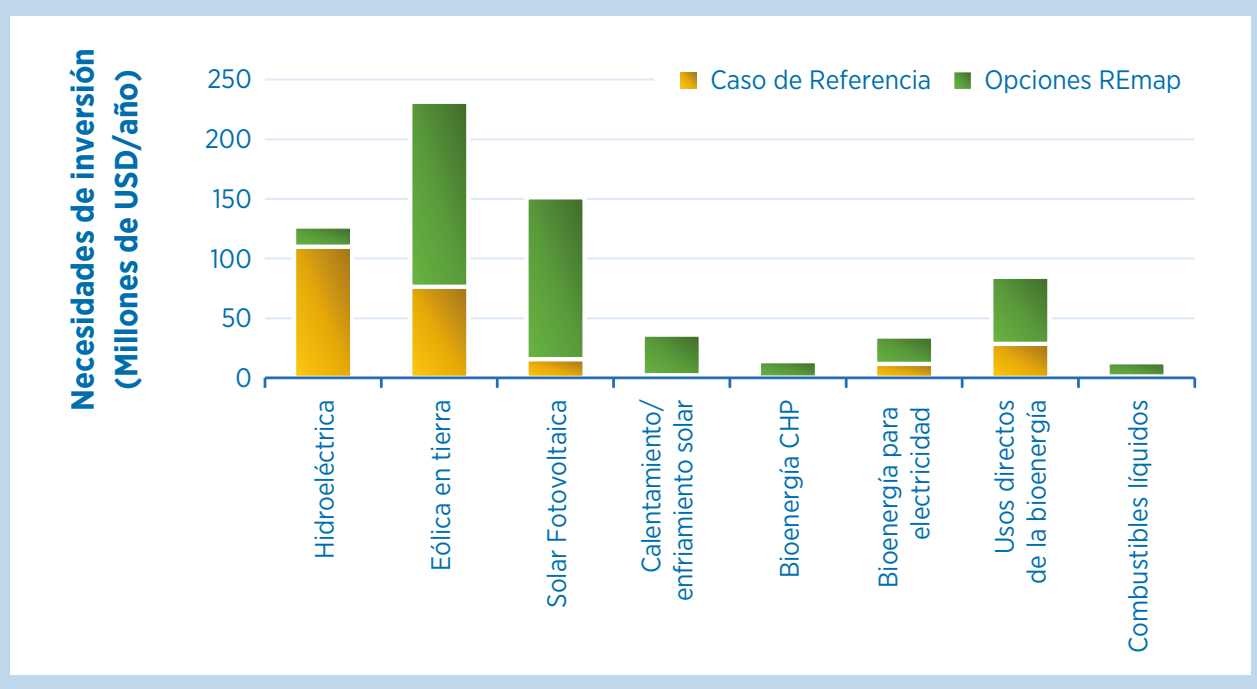
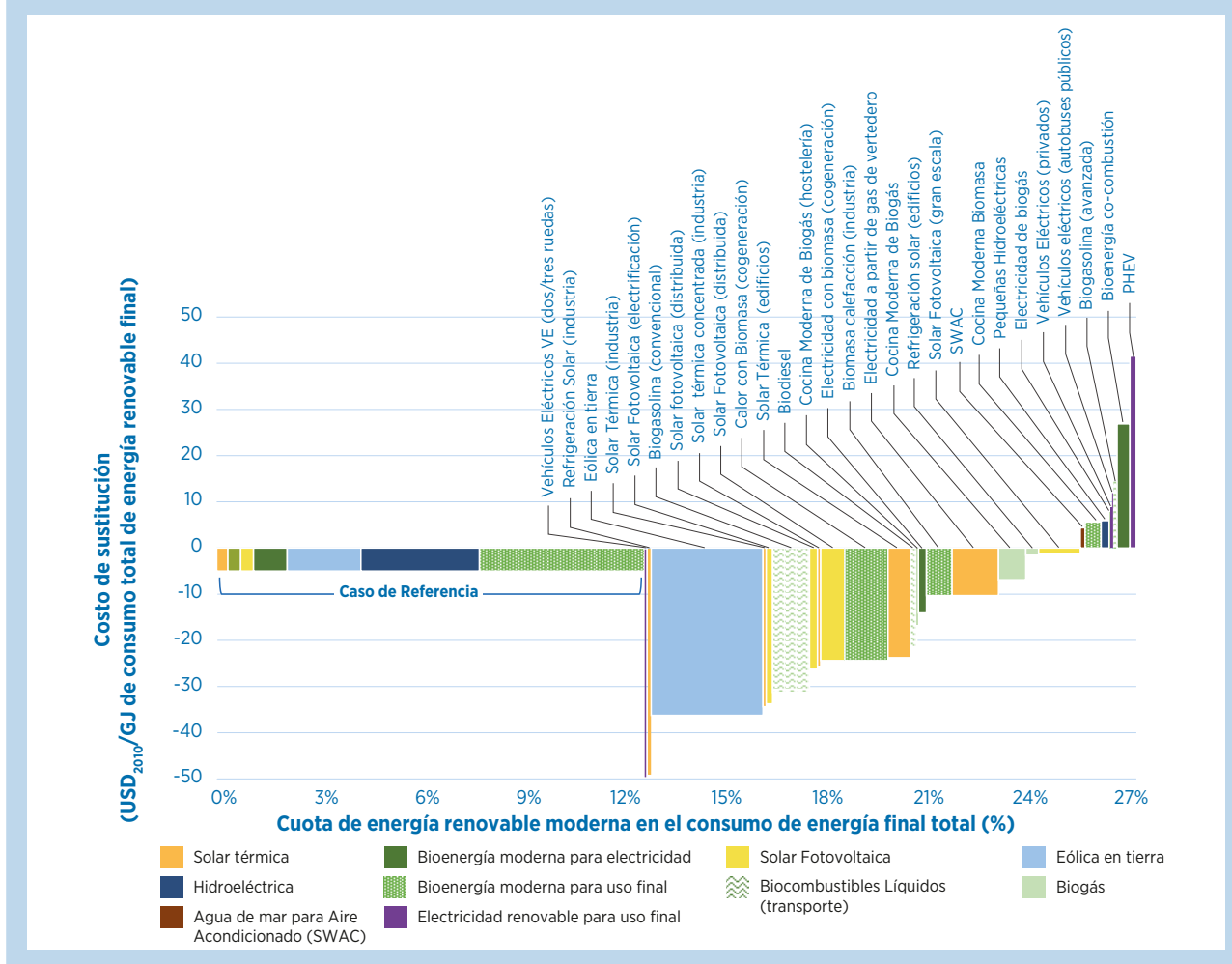


Figura 41: Curva de Costo-Suministro de Energía Renovable, por recurso renovable, Perspectiva empresarial, 2030



## 5.3 Beneficios de las Opciones REmap

La figura 43 muestra las tendencias de suministro en 2010–2030 en la República Dominicana bajo el Caso de Referencia y REmap. Las Opciones REmap recortarían la demanda de combustibles fósiles en un 21%, en comparación con el consumo de estos en el Caso de Referencia. El rango de ahorro va del 19% para los productos de petróleo a 34% para carbón.

La demanda total en REmap estaría cerca de los niveles de 2010. En comparación, el carbón se eleva 230% en REmap en 2010–2030 (en comparación con un aumento del 400% en el Caso de Referencia en el mismo período). Asimismo, el suministro total de energía renovable en REmap crece alrededor del 240% durante el mismo período (en comparación con el 65% en el Caso de Referencia).

La estimación ascendente de las emisiones de CO<sub>2</sub>, en sectores cubiertos en este análisis sumo los 20 millones de toneladas métricas (TM) de CO<sub>2</sub> por año en 2010 (2 toneladas de CO<sub>2</sub> per cápita por año).<sup>41</sup> En el Caso de Referencia, la energía total relacionada con las emisiones de CO<sub>2</sub> en la República Dominicana aumentara a 35 millones de toneladas en 2030 (2.9 toneladas de CO<sub>2</sub> por habitante). Este es un resultado alarmante, dado que los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en el índice nacional de contribuciones (INDC) del país será un 25% en 2030, en comparación con el equivalente de 3.6 toneladas de CO<sub>2</sub> per cápita en 2010. Esto implica que el total de emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 deberán estar en un nivel equivalente a 2.7 toneladas de CO<sub>2</sub> per cápita (para todos los sectores incluyendo la energía). Sin embargo, solamente la energía relacionada con las emisiones de CO<sub>2</sub> ya está por encima del total de gases de efecto invernadero, tomado como objetivo en el desarrollo del Caso de Referencia.

Si todas las Opciones REmap identificadas en este estudio se ponen en práctica, las emisiones totales de CO<sub>2</sub> se reducen a 27 millones de toneladas (2.3 toneladas CO<sub>2</sub> por habitante). Esto es 23% menor que el Caso de Referencia en el año 2030 (o un volumen anual absoluto de 8 millones de toneladas CO<sub>2</sub>), como se muestra en la Figura 44. Estas reducciones sería un paso importante en el cumplimiento de objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en INDC del país.

El sector eléctrico representa alrededor del 70% del potencial total de mitigación. Cumplir estos objetivos de reducción de emisiones y hacer mayores reducciones, significa acelerar la implementación de las energías renovables y las medidas de eficiencia energética para alcanzar el objetivo de reducción de las emisiones en 2030.

La tabla 17 muestra una serie de indicadores financieros para la República Dominicana. El paquete de Opciones REmap para la industria, edificios y el sector eléctrico, resultaría en ahorros anuales de 1 billón de USD en el año 2030, por la sustitución de tecnologías y combustibles no renovables.

El sector eléctrico muestra el mayor potencial de reducciones de costo, con esta mezcla de energía, en particular. Las Opciones REmap en el sector del transporte, se implementarían por menos de 190 millones de USD por año.

La reducción de Externalidades al evitar el CO<sub>2</sub> y las emisiones de contaminantes del aire, estimadas en este mapa de ruta<sup>42</sup> también produce ahorros. Las externalidades relacionadas con la contaminación del aire (impactos en la salud humana y la agricultura) resultan en ahorros de 0.9–3.5 billones de USD por año. Aún más, suponiendo un precio del Carbono entre 17–80 USD por tonelada, las externalidades relacionadas podrían ahorrar 0.2–0.8 billones de USD por año.

<sup>41</sup> Para este mismo año, la energía total relacionada con la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero asciende a 2.5 toneladas de CO<sub>2</sub> per cápita.

<sup>42</sup> Los cinco contaminantes evaluados incluyen amoníaco, monóxidos de nitrógeno, particularmente importante, dióxido de azufre y los compuestos orgánicos volátiles.

Figura 42: Curva de Costo-Suministro de Energía Renovable, por recurso renovable, Perspectiva gubernamental, 2030

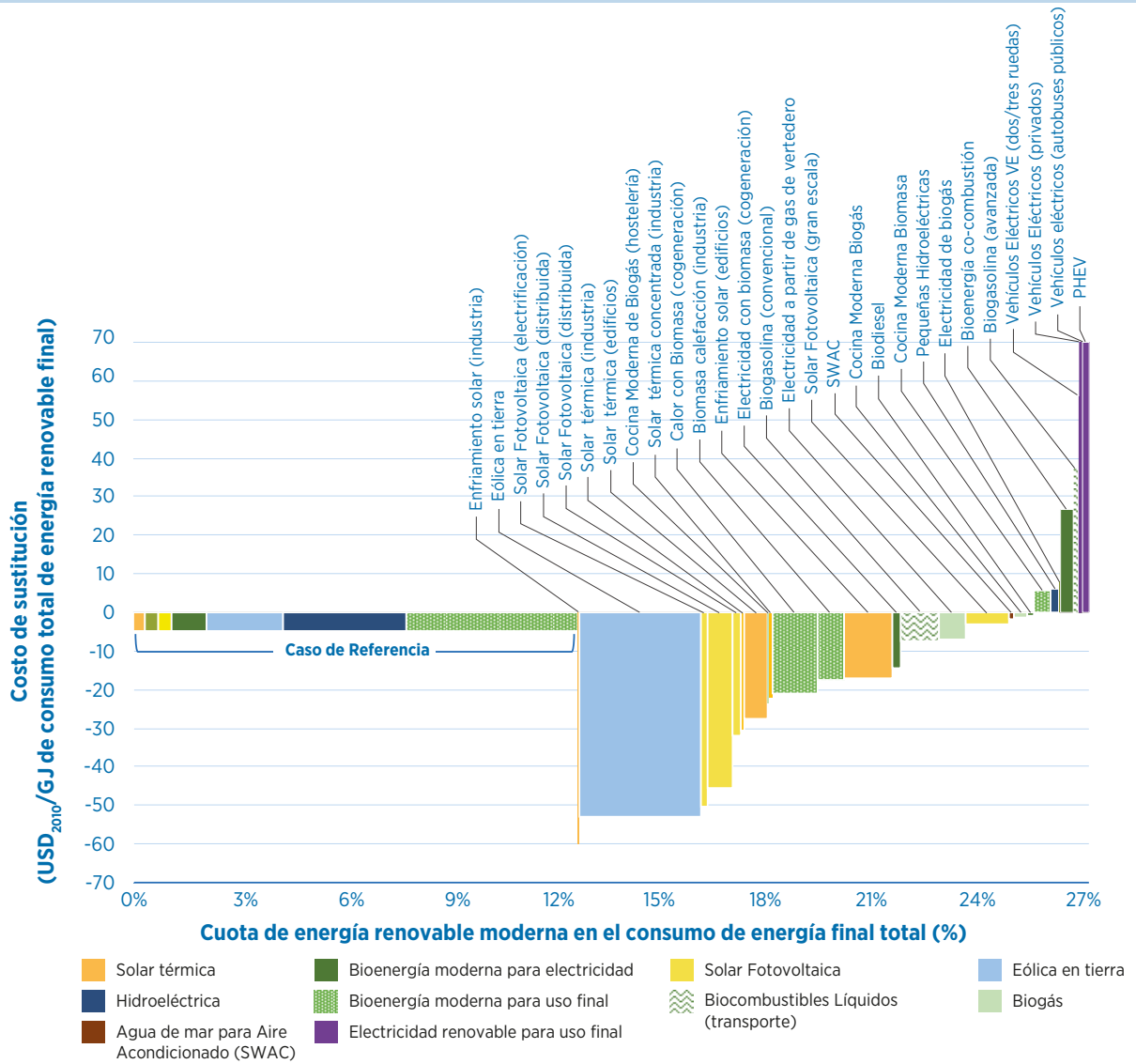
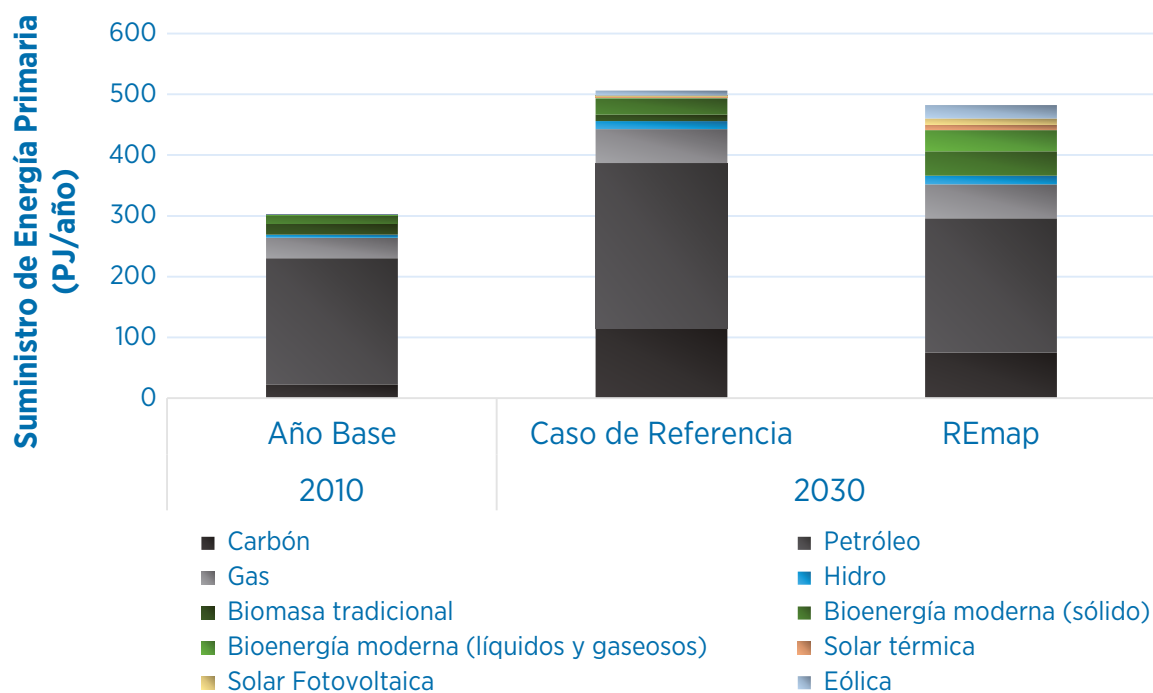


Figura 43: Suministro total de energía primaria en la República Dominicana, 2010-2030



Cuando contabilizamos los ahorros derivados de la sustitución de las tecnologías no-renovables y la reducción de externalidades, el total de los ahorros oscilaría en el rango de 2.1-5.3 billones de USD por año<sup>43</sup>.

Si las Opciones REmap se analizan individualmente, algunas resultan en ahorros y otras incurren en costos adicionales. Las Opciones REmap, que incurran en costos adicionales, requieren un apoyo económico, que ascenderá a menos de 120 millones de USD por año en el 2030. Esto representa alrededor del 2% del total de los ahorros potenciales en REmap.

Puesto que los ahorros compensan en gran medida los costos, los legisladores deben considerar también medidas innovadoras que podrían ayudar a equilibrar el

potencial de las energías renovables, ofreciendo ahorros en algunas tecnologías y sectores. Esto apoyaría la implementación de las Opciones REmap incurriendo en algunos costos adicionales cuando son comparados con substitutos no renovables.

Además, la mezcla REmap estimada para la República Dominicana corta las importaciones de combustibles fósiles. Introduciendo simplemente las Opciones REmap, sustituyendo el petróleo y los productos de carbón, decrece anualmente la entrada del carburante en cerca de 91 PJ (2170 ktoe) y se ahorran hasta 1.6 billones de USD al año en importación de petróleo. Cerca de las tres cuartas partes de estos ahorros corresponden a petróleo para la generación de electricidad.

<sup>43</sup> Los costos de las energías renovables se han comparado con las tecnologías de energía no renovables asumiendo un crecimiento relativamente alto en precios del crudo para 2030. Esto y la evaluación de las externalidades se han realizado en base a parámetros estándar que pueden sobreestimar el ahorro en el contexto de la isla.

Figure 44: Emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de usos energéticos, 2010–2030

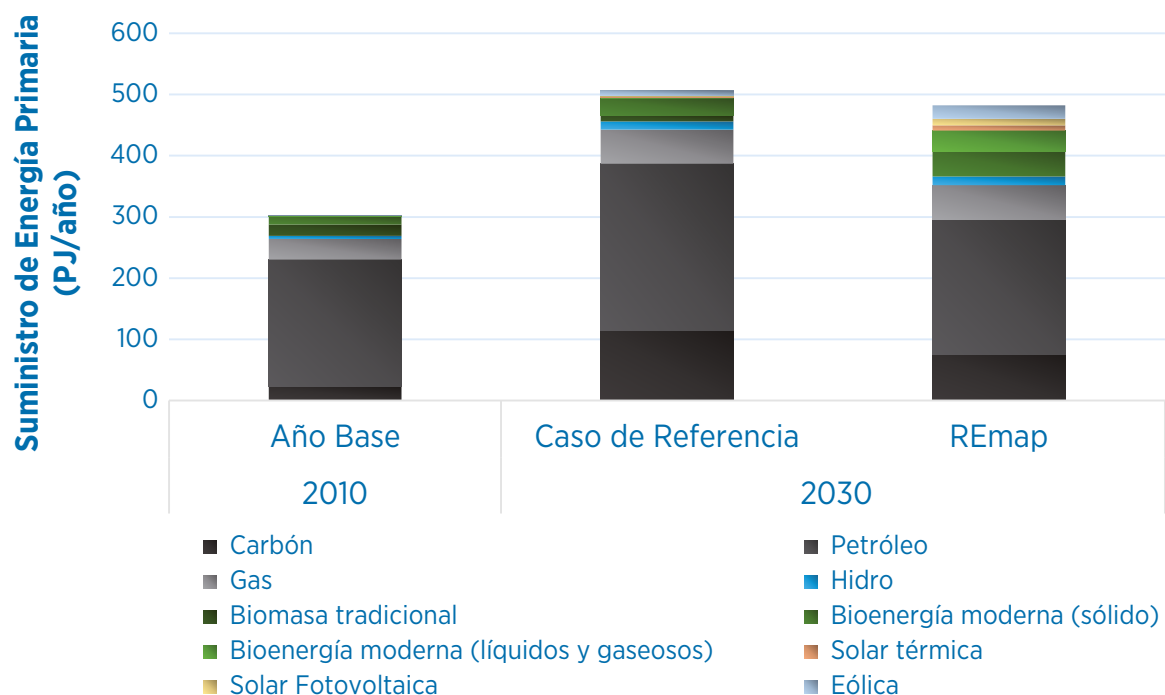


Tabla 19: Indicadores financieros para el uso de energía renovable en la República Dominicana, perspectiva gubernamental

Costos y ahorros anuales del sistema energético en 2030, REmap vs. Caso de Referencia (Billones de USD en 2030)	
<b>Sistema de costos de las opciones REmap</b>	<b>-1.0</b>
Industria	-0.2
Edificios	-0.1
Transporte	0.2
Electricidad	-0.9
<b>Ahorros de externalidades reducidas</b>	<b>1.1 to 4.3</b>
Externalidades reducidas de contaminación atmosférica exterior	0.6 to 2.7
Externalidades reducidas de contaminación del aire en interiores (biomasa tradicional)	0.3 to 0.8
Externalidades reducidas de cambio climático	0.2 to 0.8
<b>Sistema de costos de las opciones REmap y externalidades reducidas</b>	<b>-2.1 to -5.3</b>
<b>Incremento de necesidades de subsidio</b>	<b>0.15</b>

## 6 SUGERENCIAS PARA ACELERAR LA ADOPCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

Este mapa de ruta ha demostrado que la República Dominicana tiene el potencial para elevar su cuota de energías renovables a un 27% en 2030. Esto daría lugar a un consumo anual de 87 PJ (2 080 ktep) de energía final renovable. Aproximadamente la mitad de este potencial está en el sector eléctrico y la otra mitad en el uso directo de las energías renovables en los sectores de uso final. Mayormente en calefacción, refrigeración y transporte.

Si el potencial de las tecnologías en REmap son implementadas, la cuota de energías renovables en el sector eléctrico alcanza el 44%. Esto es significativamente mayor que el objetivo del 25% en la ley 57-07. En los sectores de calefacción, la proporción de energía renovable puede llegar a 43% y 41% para edificios e industrias respectivamente. En el transporte, podría trabajar a un máximo de 5.1%. Los planes energéticos existentes y los objetivos en la República Dominicana no contabilizan este potencial, especialmente en sectores de uso final.

En términos de mezcla de tecnologías, la bioenergía tiene un potencial considerable para sumar alrededor de la mitad de la mezcla final total de energía porque puede sustituir los combustibles fósiles en diferentes aplicaciones a través del sistema de energía. Más importante aún es que la eólica en tierra y la solar fotovoltaica, muestran un crecimiento exponencial entre hoy y el 2030, con una capacidad total de generación instalada que alcanza 2.3 GW y 1.7 GW respectivamente. Su producción combinada representaría el 25% de la generación total de electricidad en 2030, lo que significa que las ERV representarían una cuota considerable de la potencia de salida total, del país.

Llevar a cabo la cuota estimada de energías renovables en este plan de trabajo requeriría una inversión anual promedio de 695 millones de USD entre hoy y 2030. Cuando estas inversiones son anualizadas

y se contabilizan los costos anuales de operación, mantenimiento y combustible, las energías renovables realmente muestran un ahorro en comparación con los costos de las tecnologías de energías no renovables que sustituyen. Esta mezcla de energía producirá una serie de beneficios importantes en el año 2030. Las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía podrían reducirse en hasta un 23% en comparación con el nivel base en el mismo año. Esto significa que sólo el despliegue acelerado de las energías renovables sugerido por REmap provee el paso importante que la República Dominicana necesita para cumplir su INDC (Contribuciones Nacionales Determinadas). Más aun, las energías renovables deberían mejorar el medio ambiente y reducir las externalidades relacionadas con los impactos de combustibles fósiles en la salud humana entre 1.1–4.3 billones de USD por año en 2030. Por último, la factura de combustibles fósiles del país puede cortarse en 1.6 billones de USD al año.

Cumplir este potencial plantea una serie de desafíos. En esta hoja de ruta, los retos específicos para el sector eléctrico y para los sectores de uso final se identifican por separado.

En el sector eléctrico, los retos caen principalmente en lo institucional, económico y técnico. Los desafíos técnicos incluyen la suficiencia y flexibilidad de la generación, el desarrollo adecuado de la red eléctrica, el manejo de la variabilidad, la previsibilidad limitada de la variable de electricidad renovable y la gestión de sus niveles de penetración instantánea.

Los retos de uso final pueden ser ampliamente categorizados, en consideración a la planificación y la limitada conciencia del gran potencial que ofrecen las tecnologías de energía renovable. Para la bioenergía, será importante crear mercados y garantizar un suministro asequible y confiable manteniendo al mismo tiempo la sostenibilidad.

En cuanto al panorama de políticas en la República Dominicana se refiere, estas son las sugerencias de alto nivel para abordar los desafíos específicos descritos anteriormente:

- A la luz de la visión REmap, establecer objetivos claros y consistentes para la energía renovable. Asegurar que son consistentes con otras estrategias nacionales de energía y un marco regulatorio institucional estable, con los incentivos financieros apropiados para atraer inversiones en renovables.
- Asegurar que haya suficiente generación gestionable y esté disponible para proporcionar la flexibilidad requerida por el sistema eléctrico. Diseño de incentivos adecuados a este propósito apoyados por planes actualizados de expansión de generación con objetivos intermedios.
- Alinear la planificación de transmisión con los objetivos de energía renovable y evaluar los costos y beneficios de la expansión de la red y otras medidas locales de equilibrio para gestionar eficientemente posibles congestiones de la red.
- Definir medidas en consonancia con la planificación de capacidad de implementación y transmisión de energía renovable, para garantizar niveles económicos de la reducción. Explorar la viabilidad de las medidas de flexibilidad para administrarla en forma eficiente.
- Elaborar y presentar incentivos adecuados y mecanismos de mercado para promover un sistema flexible capaz de manejar las nuevas condiciones operativas, impuestas por la elevada proporción, prevista de las energías renovables variables dentro del mercado.
- Definir códigos y normas para la construcción y renovación de edificios que tengan en cuenta las energías renovables para refrigeración y como calentamiento solar de agua. Integrar las energías renovables en energía y planeamiento urbano para

acelerar su absorción, asegurando un abastecimiento de energía rentable para la población.

- Planear y desarrollar una estrategia para el uso de las energías renovables en la industria prestando particular atención al diseño técnico/económico, horas de funcionamiento y temperaturas de procesos industriales.
- Crear un mercado para los biocombustibles líquidos en el transporte y promover la movilidad eléctrica en las zonas urbanas congestionadas y zonas turísticas del país. Este mercado también necesita hacer uso de sinergias con el sector eléctrico y planes relacionados con infraestructura y necesidades de financiamiento.
- Determinar objetivos para el uso de la bioenergía en aplicaciones que carecen de cualquier otra alternativa de energía renovable y donde la bioenergía crea valor añadido al sistema. Promover los usos de sus recursos más eficientes y vías rentables para garantizar la sostenibilidad.

Este mapa de ruta proporciona una descripción detallada de las posibilidades realistas de las energías renovables en la República Dominicana para el año 2030. Cumplir con las Opciones REmap para ese año requerirá un esfuerzo importante para planificar los objetivos intermedios y las medidas para alcanzarlos, particularmente en el sector eléctrico. Los resultados de este plan de trabajo necesitan entonces, ser complementados por estudios técnicos y económicos detallados en la planificación y operación de los sistemas interconectados que contienen un alto porcentaje de las variables de energías renovables.

IRENA espera seguir apoyando la transición de la energía en la República Dominicana, particularmente conduciendo cualquier estudio necesario. Esta investigación se necesitará para preparar la integración de la gran parte de la energía solar y eólica identificada en este análisis, así como los posibles impactos de las Opciones REmap en el mercado eléctrico. Todo esto se inscribe en el contexto del trabajo que la Agencia lleva a cabo para las SIDS.



# REFERENCIAS

- ACQ y ASOCIADOS, s.f. Información Hidrológica. ACQ y ASOCIADOS, Santo Domingo. <http://www.acqweather.com/hidrologica.htm>.
- CDEEE (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales), 2015. Informe de Desempeño del Sector Eléctrico Agosto 2015. Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, Santo Domingo.
- CDEEE, 2014. Planificación del Sistema de Distribución en R.D. Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, Santo Domingo.
- CDEEE, EDE (Empresa de Distribución Eléctrica) y Banco Mundial, 2015. Proyecto de Modernización Red de Distribución Y Reducción de Pérdidas Eléctricas: Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, Empresa de Distribución Eléctrica, Santo Domingo y Banco Mundial, Washington D.C.
- Banco Central de la República Dominicana, 2016. Informe de la Economía Dominicana, Enero-Diciembre 2015. Banco Central de la República Dominicana, Santo Domingo.
- CNE (Comisión Nacional de Energía), 2016a. Información sobre estadísticas de electricidad proporcionadas mediante comunicación directa con la CNE. Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo.
- CNE, 2016b. Programa Medición Neta: Cantidad de usuarios y capacidad instalada a Diciembre de 2015. Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo.
- CNE, 2016c. Estatus de las energías renovables a marzo de 2016 (datos proporcionados por la CNE). Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo.
- CNE, 2016d. Capacidad y generación aisladas (datos proporcionados por la CNE). Comisión Nacional de energía, Santo Domingo.
- CNE, 2016e. Mapa de Energía Sistema de Información Geográfica. Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo. <http://mapas.cne.gob.do/#>
- CNE, 2015. Diagnóstico de la Situación Actual: Sector Eléctrico (borrador). Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo.
- CNE, 2014a. Actualización de la Prospectiva de la Demanda de Energía De República Dominicana 2010–2030, Prospectiva de la Demanda de Energía de República Dominicana 2010–2030. Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo y Fundación Carlos de Bariloche, San Carlos de Bariloche.
- CNE, 2014b. Balances Nacionales de Energía 1998–2014 (datos proporcionados directamente por la CNE). Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo.
- CNE, 2010. Plan Energético Nacional 2010–2025 (2010). Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo.
- CNE, 2008. Diagnóstico y definición de líneas estratégicas del sub-sector eléctrico, Informe final 2008. Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo.
- CNE, próxima. Diagnóstico sub-sectorial para el plan indicativo 2015–2030 – Energías Renovables y Biocombustibles. Dirección de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía, Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo.
- CNE, (sin fecha). Actualización del Plan Indicativo del Subsector Eléctrico de la República Dominicana. Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo.
- CNE y Fundación Bariloche, 2014. Resultados Preliminares Prospectiva Energética de la República Dominicana 2013 al 2030 (información compartida directamente por CNE, LEAP prospectiva dominicana 2013–2030 21/11/14). Comisión Nacional de Energía,

- Santo Domingo y Fundación Carlos de Bariloche, San Carlos de Bariloche.
- Cruz Castillo, F.J., 2014. Análisis de la Pobreza Energética de República Dominicana (No. Documento de Trabajo 2014-02). Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo.
- Di Bella, G. *et al.*, 2015. Subsidios a la Energía en América Latina y el Caribe: Balance y Retos de la Política (No. documento de trabajo WP/15/30). Fondo Monetario Internacional, Washington D.C.
- D-mapas, (sin fecha). República Dominicana - límites, provincias. Mapas, [http://www.d-maps.com/carte.php?num\\_car=5298&lang=en](http://www.d-maps.com/carte.php?num_car=5298&lang=en)
- D-mapas, (sin fecha) República de Dominicana - fronteras, nombres de provincias, Mapas, [http://www.d-maps.com/carte.php?num\\_car=5300&lang=en](http://www.d-maps.com/carte.php?num_car=5300&lang=en)
- DominicanaHoy 2016. "El BID quiere saber si el país puede aprovechar su energía geotérmica" <http://www.dominicantoday.com/dr/technology/2016/4/29/59108/IDB-wants-to-know-if-the-country-can-tap-its-geothermal-energy>
- Edmundus, R *et al.*, 2015. "Regímenes de Operación de las Plantas Eléctricas Térmicas en el Futuro Sistema Eléctrico Británico con el Aumento de Penetración de las Renovables", Gestión y Conversión de Energía, Elsevier.
- EIRGRID y SONI, 2016a. Actualización de las Limitaciones Operacionales. EirGrid y el operador del sistema para Irlanda del norte, Dublín.
- EIRGRID y SONI, 2016b. RoCoF alternativa y proyecto de soluciones complementarias (no. Informe de estudio de fase 2). EirGrid y el Operador del Sistema para el Norte de Irlanda, Dublín.
- El Dinero, 2015. "Sistemas aislados de Electricidad: Ejemplos de Eficiencia". <http://www.eldinero.com.do/8904/sistemas-aislados-de-electricidad-ejemplos-de-eficiencia/>.
- ERCOT, 2008. Estudio de Optimización de Transmisión de Zonas Competitivas de Energía Renovable (CREZ). Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas, Austin.
- ETED (Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana), 2013, Revisión del Plan de Expansión de Transmisión 2013-2020. Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana, Santo Domingo.
- ETI, 2015. Industria del Calentador Solar para Agua en Barbados, Libro de Jugadas (Playbook) Lección Aprendida - Fase 3: Preparación del Proyecto. Iniciativa de Transición de Energía, Departamento de Energía de Estados Unidos, Washington D.C.
- OPD (Observatorio Político Dominicano), 2015. "Los desechos sólidos en la República Dominicana: su proceso y destino final". Observatorio Político Dominicano de la Fundación Global Democracia y Desarrollo (Funglode). <http://www.opd.org.do/index.php/analisis-gobiernolocal/1915-los-desechos-solidos-en-la-republica-dominicana-su-proceso-y-destino-final>
- Holmgren, W.F. *et al.*, 2015. "PVLIB Python 2015". Presentado en el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) 42aba Conferencia Especializada en Fotovoltaica (PVSC), Nueva Orleans, págs. 1 - 5. doi:10.1109/PVSC.2015.7356005
- Holmgren, W.F. y Groenendyk, D.G., s.f. "Una Fuente Abierta de Energía Solar Utilizando la Herramienta PVLIB-Python". Presentado en la 43ª Conferencia de Especialistas Fotovoltaicos.
- AIE (Agencia Internacional de Energía), 2015. Balances de Energía del Mundo (base de datos) Edición 2015. Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OCDE)/AIE, París.
- IEA, 2014. Economía de las Centrales Térmicas y Variables de Energía Renovable. OCDE/AIE, París.
- IEA y el Banco Mundial, 2015. Energía Sostenible para Todos 2015 - Progreso hacia la Energía Sostenible,

Marco de Seguimiento Global. OCDE/AIE, París y el Banco Mundial, Washington D.C.

IICA (Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura), 2007. Atlas de la agroenergía y los biocombustibles en las Américas: i. etanol. Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, San José (Costa Rica).

Ingenieros y Economistas Consultores (INECON), 2016. Actualización del Estudio para la Determinación y Ajuste de las Tarifas De Suministro de Energía Eléctrica a Clientes Regulados (Tarifa Técnica) y del Valor Agregado De Transmisión (Peaje). INECON, República Dominicana, Santo Domingo.

Instituto de las Américas, 2015. Seguridad energética en la República Dominicana y el Pacto eléctrico. Instituto de las Américas, La Jolla.

IRENA (Agencia Internacional de Energía Renovable), 2016a. REmap 2030, un Mapa de Ruta de Energías Renovables. REmap, Agencia Internacional de Energía Renovable, Abu Dhabi. <http://www.irena.org/remap/>

IRENA, 2016b. El verdadero costo de los combustibles fósiles: metodología de evaluación de costos de la externalidad. Agencia Internacional de Energía Renovable, Abu Dhabi.

IRENA, 2016c. REmap: Hoja de Ruta para un Futuro de Energía Renovable: Edición 2016. Agencia Internacional de Energía Renovable, Abu Dhabi.

IRENA, 2016d. Estadísticas de Recursos de Energía Renovable IRENA. Información Estadística IRENA (Agencia Internacional de Energía Renovable). <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/>

IRENA, 2016e. Ampliación de la Variable de Electricidad Renovable: el papel de los códigos de red. Agencia Internacional de Energía Renovable, Abu Dhabi.

IRENA, 2014a. Una Ruta de Energías Renovables (REmap 2030): Metodología de Costo. Agencia Internacional de Energía Renovable, Abu Dhabi.

IRENA, 2014b. Bioenergía Mundial: Proyecciones de la Oferta y la Demanda (documento de trabajo). Agencia Internacional de Energía Renovable, Abu Dhabi.

Killeen, P., 2015. "No siesta sobre la sostenibilidad: Cómo las energías renovables pueden revigorizar la República Dominicana (parte 2)", Clima y Energía, Worldwatch Institute Blog. Worldwatch Institute, Washington, D.C. <http://blogs.worldwatch.org/dont-siesta-on-sustainability-how-renewables-can-reinvigorate-the-dominican-republic/>

Lew *et al.*, s.f. Reducciones solares y de viento. Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), Denver.

Liu, H., Masera, D. y Esser, L., 2013. Informe Mundial de Desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas 2013: República Dominicana. Organización de las Naciones Unidas para Desarrollo Industrial (ONUDI), Viena y Centro Internacional de pequeñas hidroeléctricas (ICSHP). Disponible en [www.smallhydroworld.org](http://www.smallhydroworld.org).

Martínez, S.A., 2013. "Determinación de índices de penetración eólica en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de República Dominicana". Instituto Global de Altos Estudios en Ciencias Sociales, Santo Domingo y Universidad Pontificia Comillas, Madrid.

Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo, 2012. Ley 1-12 Estrategia Nacional de Desarrollo 2030. Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo, Santo Domingo.

NREL (Laboratorio Nacional de Energías Renovables), 2015. Energía instantánea: República Dominicana. NREL, Denver.

NREL, 2013. Reducción Solar y de Viento (documento de conferencia). NREL

OC-SENI (Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado), 2016. Transacciones económicas. Informes-Funcionamiento del Mercado. OC-SENI, Santo Domingo. <http://www.oc.org.do/INFORMES/FuncionamientodelMercado/TransaccionesEcon%C3%B3micas.aspx>

- OC-SENI, 2015a. Informe Anual de Operación Real 2015. OC-SENI, Santo Domingo.
- OC-SENI, 2015b. Informes Diarios de Operación 2015. Coord. Supervisión Tiempo Real. OC-SENI, Santo Domingo. <http://www.oc.org.do/INFORMES/Operaci%C3%B3ndeISENI/Coordinaci%C3%B3nySupervisi%C3%B3ndeTiempoReal.aspx>
- OC-SENI, 2015c. Estudio de Restricciones Operativas del Sistema de Transmisión 2016–2019. OC-SENI, Santo Domingo.
- OC-SENI, 2015d. Informe Mensual de Transacciones Económicas Diciembre 2015. OC-SENI, Santo Domingo.
- OC-SENI, 2014a. Memoria de 2014. OC-SENI, Santo Domingo.
- OC-SENI, 2014b. Informe Mensual de Transacciones Económicas Diciembre 2014. OC-SENI, Santo Domingo.
- OC-SENI, 2013. Memoria 2013. OC-SENI, Santo Domingo.
- OC-SENI, 2012. Memoria 2012. OC-SENI, Santo Domingo.
- OC-SENI, 2011. Memoria 2011. OC-SENI, Santo Domingo.
- OC-SENI, 2010. Memoria 2010. OC-SENI, Santo Domingo.
- OC-SENI, Memoria 2009 de 2009. OC-SENI, Santo Domingo.
- OC-SENI, 2008. Memoria 2008. OC-SENI, Santo Domingo.
- OC-SENI, (sin fecha). Consumo de Combustible. Declar. Consumo de Combustibles. OC-SENI, Santo Domingo. <http://184.168.74.190/dnnoc/INFORMES/Operaci%C3%B3ndeISENI/Programaci%C3%B3ndeISENI.aspx?EntryId=21961>
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía), 2013. Aspectos Regulatorios y Tarifarios – Caso República Dominicana. OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) Quito.
- OMG, sin fecha "Guía de negocios: Electricidad". OMG, Santo Domingo. <http://www.omg.com.do/guia-de-negocios-electricidad/>
- Laboratorios Sandia Nacional, 2014. PV Performance modelado colaborativo. Laboratorios nacionales de Sandia, del Departamento de energía, <https://pvpmc.sandia.gov/>
- SE4All (Energía Sostenible para Todos), sin fecha República Dominicana: Evaluación Rápida y Análisis de Brechas. SE4All, Viena.
- Superintendencia de Electricidad (SIE), 2016. Resolución SIE-002-2016-RCD Ruedas Verdes Dominicana. Superintendencia de Electricidad, Santo Domingo.
- Ueckerdt, F. *et al.*, 2015. "Que representa la Variabilidad del Sector de Energía y la integración de las energías renovables variables en modelos de economía de energía a largo plazo con perspectivas de energía renovable 90 carga residual R: Curvas de Duración República Dominicana". *Energía 90*, parte 2, 1799–1814. doi:10.1016/j.Energy.2015.07.006
- UNEP, (sin fecha). Historias de éxitos: Energía Solar en Barbados. Economía Verde. Programa de Medio Ambiente de las Naciones Unidas, Nairobi. <http://web.unep.org/greeneconomy/success-stories-1>
- CMNUCC (Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático), 2015. República Dominicana destinados contribución determinada a nivel nacional. CMNUCC, Bonn.
- Naciones Unidas y el Banco Mundial, 2016. Energía Sostenible Para Todos (SE4All), <http://www.se4all.org/>.
- USDA (Departamento de Agricultura de Estados Unidos), 2014. GANANCIA Informe dominicano: De azúcar anual, 2014, informe de ganancia. USDA exterior agrícola servicio, Washington D.C.
- Worldwatch Institute, 2015. Aprovechamiento de recursos de energía sostenible de la República Dominicana. Worldwatch Institute, Washington, D.C.
- Worldwatch Institute, 2011. Estrategia para un sistema de energía sustentable: Aprovechamiento de los recursos eólicos y solares de la República Dominicana. Worldwatch Institute, Washington, D.C.

# ANEXOS

## ANEXO 1: RESUMEN DE RESULTADOS

		Unidad	2010	2014	Caso de Referencia 2030	REmap 2030
CEFT	Consumo de energía final total	PJ	221	275	321	328
	Total de consumo de energía renovable inc. Electricidad y usos directos inc. Biomasa tradicional	PJ	37	38	52	87
	Total de consumo de energía renovable inc. electricidad y usos directos. Incluyendo biomasa tradicional.	PJ	19	21	41	87
Cuota de Energía Renovable	Cuota de energía renovable moderna en el consumo final energético de usos directos. excl. electricidad, biomasa tradicional.	%	18%	14%	12%	17%
	Cuota del uso total de energías renovables (inc. Biomasa tradicional) en el total final de consumo de energía.	%	7%	6%	8%	17%
	Cuota del uso de la energía renovable moderna (inc. Biomasa tradicional) en el total final de consumo de energía.	%	17%	14%	16%	27%
	Cuota del uso de la energía renovable moderna (inc. Biomasa tradicional) en el consumo total final de energía.	%	8%	8%	13%	27%

## ANEXO 2: PROYECCIONES DE PRECIOS DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS

Las proyecciones de precios se tomaron de lo siguiente:

- Los precios de los productos básicos como un primer punto para determinar las proyecciones de precios se basaron en un número de fuentes. Estas incluyen datos proporcionados por expertos locales, por la CNE y la base de datos de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) para precios de la energía además de las evaluaciones de otros países de la región realizadas por IRENA.
- Los precios de la Biomasa fueron provistos por IRENA para el suministro de la bioenergía y la evaluación de costos.

Mercancía	Unidad	Los precios promedio perspectiva gubernamental en 2030, excluyendo impuestos y subsidios
Petróleo crudo	(USD/GJ)	19.05
Vapor de carbón	(USD/GJ)	4.32
Electricidad edificios (residencial/comercial)	(USD/kWh)	0.27
Industria eléctrica	(USD/kWh)	0.36
GLP uso doméstico	(USD/GJ)	34.25
Productos de petróleo -industria (fuel oil, diésel)	(USD/GJ)	29.17
Productos de petróleo para generación eléctrica (fuel oil, diésel)	(USD/GJ)	27.49
Diésel para transporte	(USD/GJ)	23.99
Gasolina para transporte	(USD/GJ)	29.13
Biodiesel para transporte	(USD/GJ)	23.00
Biogasolina convencional para transporte	(USD/GJ)	21.00
Biogasolina avanzada para transporte	(USD/GJ)	66.00
Bioenergía Primaria (excedentes forestales y no forestales)	(USD/GJ)	17.32
Biomasa de residuos de tierra de bosques	(USD/GJ)	17.32
Biomasa de residuos de tierra de bosques	(USD/GJ)	17.32
Bioenergía de residuos (procesos agrícolas)	(USD/GJ)	1.29
Bioenergía de residuos (recolección de cosechas)	(USD/GJ)	8.91
Bioenergía de residuos (estiércol animal y desperdicios post- consumo en los hogares)	(USD/GJ)	3.19
Biomasa tradicional	(USD/GJ)	1.00
Residuos municipales	(USD/GJ)	1.16

## ANEXO 3: COSTOS Y PARÁMETROS TÉCNICOS DE TECNOLOGÍAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO EN 2030

Los costos promedio de capital para tecnologías de generación de energía son en gran parte evaluaciones de IRENA pero incluyen factores localizados de capacidad basados en las proyecciones del Caso de Referencia para producción de energía.<sup>44</sup>

Unidades/tecnología	Costo de Capital	Costo de operación y Mantenimiento	Factor de capacidad	Eficiencia de conversión <sup>44</sup>
	USD/kW	USD/kW por año	%	%
Hidroeléctricas (pequeñas) 2 500 50 35 100	2 500	50	35	100
Hidroeléctricas grandes)	1 500	30	35	100
Eólicas en tierra	1 500	60	30	100
Solar Fotovoltaica (residencial/comercial)	1 400	14	18	100
Solar Fotovoltaica (residencial/comercial) con baterías de almacenamiento	1 700	60	18	100
Solar fotovoltaica aislada con baterías de almacenamiento	1 650	60	25	100
Solar Fotovoltaica (gran escala)	1 000	10	20	100
Biomasa cogeneración (readaptación)	500	13	70	38
Digestor Anaeróbico de Biomasa	3 300	83	70	35
Gas de vertedero para motores de combustión interna	1 800	45	70	32
Carbón	1 300	52	80	30
Productos de petróleo	1 100	17	39	42
Diésel (conjunto de generación)	1 500	38	40	42

<sup>44</sup> La tabla proporciona las eficiencias de conversión utilizadas para calcular la energía primaria. Energía primaria es, por ejemplo, petróleo crudo y trozos de carbón antes de la conversión en gasolina y electricidad, la "energía final" – que llega a los consumidores. Diferentes organizaciones utilizan diferentes formas de calcular la energía primaria. En el análisis REmap, se utiliza el método de contenido de energía física. Este método, empleado por la Asociación Internacional de Energía (IEA, por su sigla en inglés) y la oficina de estadística de la Unión Europea (EUROSTAT), de electricidad renovable (por ejemplo, viento, energía solar fotovoltaica y energía hidroeléctrica) y biocombustibles se cuentan como energía primaria que aparecen en forma de energía secundaria (es decir, usando una eficiencia del 100% para convertirlos en equivalentes de energía primaria), mientras la geotérmica, CSP electricidad y electricidad nuclear cuentan con eficiencias promedio de proceso (p. ej. 10–33%) para convertirlos en equivalentes de energía primaria.



## ANEXO 4: MAPAS DE RECURSOS DEL GLOBAL ATLAS DE IRENA

**Mapa de Recursos Solares, promedio anual GHI**



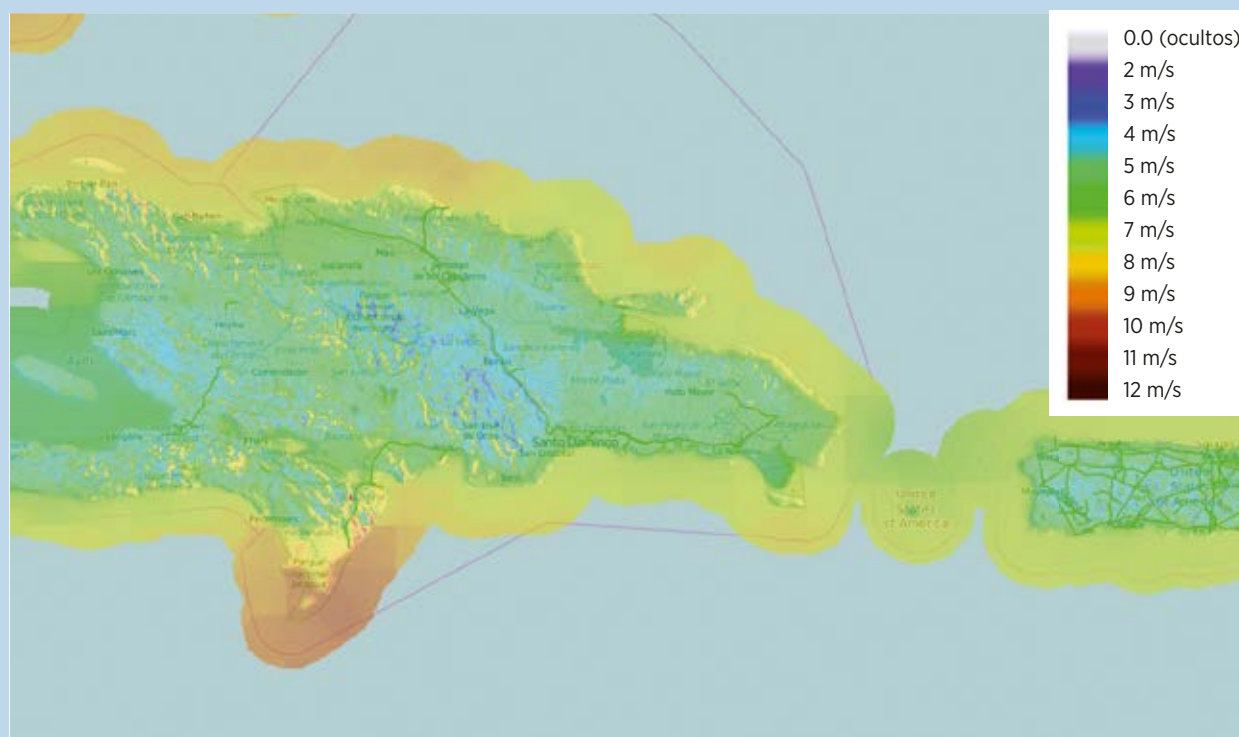
W - vatios

Fuente: Atlas Mundial de IRENA ([irena.masdar.ac.ae/](http://irena.masdar.ac.ae/)), mapa de datos: Vaisala, 2016, la capa de mapa base: poder Global 2015 líneas OpenStreetMap ([www.openstreetmap.org](http://www.openstreetmap.org))

El mapa muestra el conjunto de datos de Vaisala Global Solar de 3 km con unidades en  $W/m^2$  por día. El Conjunto de datos Vaisala proporciona GHI promedio anual con una resolución espacial de 3 km. Los valores medios se basan en más de diez años de datos de irradiación horizontal global (GHI) cada hora. Se derivan de observaciones de imágenes satelitales visibles de alta resolución, cada media hora, vía el canal de banda ancha de longitud de onda visible a una resolución de 2 arcos por minuto. Vaisala procesó esta información utilizando una combinación de investigación y los algoritmos publicados en la literatura científica revisada por pares.

Más detalles sobre los recursos de la República Dominicana u otros mapas pueden encontrarse en el sitio del Atlas Mundial de IRENA: <http://irena.masdar.ac.ae/>

### Mapa de recursos eólicos, velocidad media del viento en altura considerada a 100 metros de altura



Fuente: Atlas Mundial IRENA ([irena.masdar.ac.ae/](http://irena.masdar.ac.ae/)), mapa de datos: Universidad Tecnológica de Dinamarca (DTU), 2015, la capa base del mapa: 2015 Líneas eléctricas Globales OpenStreetMap ([www.openstreetmap.org](http://www.openstreetmap.org))

DTU Atlas Global de vientos: base de información del clima del viento en tierra y 30 km costa afuera contando con efectos de terreno en alta resolución. El Atlas eólico Global proporciona una climatología de viento de alta resolución en 50, 100 y 200 metros de eje de alturas sobre la superficie de todo el mundo (30 kilómetros en tierra y costas afuera). Estas capas han sido producidas usando modelado a micro escala en el programa de aplicación (avispa) y el análisis del Atlas de viento. Capturan la variabilidad espacial en pequeña escala de velocidades de viento debido a la alta resolución de la orografía (elevación del terreno), rugosidad de la superficie y efectos del cambio en esa rugosidad. Las capas compartidas a través del Atlas Mundial de IRENA tienen una resolución espacial de 1 km.

Más detalles del recurso de la República Dominicana u otros mapas, pueden encontrarse en el sitio del Atlas Mundial de IRENA: <http://irena.masdar.ac.ae/>



## ANEXO 6: HIPÓTESIS GENERALES SOBRE LOS INDICADORES DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

	Unidades	Última Información disponible	2030	Detalles de las hipótesis 2030
Población	millones	10.4 (2013)	11.9	extrapolación basado en tendencias históricas de crecimiento
Vehículos de pasajeros por cada 1000 personas	unidades	94 (2013)	127	extrapolación basado en tendencias históricas de crecimiento
Existencia de buses para transporte público	unidades	14 192 (2010)	18 890	extrapolación basado en tendencias históricas de crecimiento
Número de hogares	millones	2.67 (2010)	3.48	Basado en las hipótesis de población de la CNE (2014a)
Área de techo disponible - residencial	km <sup>2</sup>	134.5 (2013)	173.0	Extrapolación basada en crecimiento histórico
Área de techo disponible - comercial	km <sup>2</sup>	20.7 (2013)	25.8	Extrapolación basada en crecimiento histórico





**Sede de IRENA**

Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos  
IRENA Headquarters  
P.O. Box 236, Abu Dhabi, U.A.E.

**Centro de Innovación y Tecnología de IRENA**

Bonn, Alemania  
IRENA Innovation and Technology Centre (IITC)  
Robert-Schuman-Platz 3  
53175 Bonn  
Germany

[www.irena.org](http://www.irena.org)



[www.irena.org](http://www.irena.org)

Copyright © IRENA 2016