



Financiamiento de Energías Renovables en República Dominicana

Diagnóstico sobre el Financiamiento para las Energías Renovables
y Propuestas de Mecanismos Innovadores



MINISTERIO
DE ENERGÍA Y MINAS
REPÚBLICA DOMINICANA



Proyecto
Transición
Energética

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Por encargo de:



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza
y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania

Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Proyecto Transición Energética
Fomento de Energías Renovables para implementar
los Objetivos Climáticos en la República Dominicana

Apdo. Postal 2960
Calle Juan García Bonelly No. 19, Edificio Corporativo DML
Local 2A, Ens. Julieta
10130 Santo Domingo
República Dominicana
Tel.: +1809 541-1430
I: www.transicionenergetica.do

Responsable:

Clemens Findeisen, Director Proyecto Transición Energética, GIZ



Autor:

Carlos Jiménez
Alberto Velóz

Diseño/diagramación, etc.:

DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

Fotografías/fuentes:

AdobeStock, iStock, Shutterstock

Por encargo de:

Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU)
Stresemannstraße 128 -130
10963 Berlin
T +49 (0)30 18 305-0
F +49 (0)30 18 305-4375

La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Santo Domingo, 2020

Financiamiento de Energías Renovables en República Dominicana

Diagnóstico sobre el Financiamiento para las Energías Renovables
y Propuestas de Mecanismos Innovadores

CONTENIDO

I.	Resumen Ejecutivo	6
II.	El Sector Eléctrico Dominicano	8
II.1	El Mercado Eléctrico Dominicano	9
II.2	Oferta de Potencia en el SENI	9
II.3	Estrategia Nacional para el Sector Eléctrico	10
III.	Energías Renovables en República Dominicana	11
III.1	Desarrollo de las Energías Renovables	11
III.2	Políticas Públicas para el Incentivo de las Energías Renovables	12
III.3	Efectividad de las Políticas de Incentivos a las Energías Renovables	13
IV.	Sector Financiero de la República Dominicana	18
IV.1	Sistema Bancario Nacional	19
IV.2	Márgenes Operativos: Tasas de Interés y Tasa de Política Monetaria	20
IV.3	Recursos Financieros Potenciales en Bancos Múltiples	21
V.	Marco Jurídico Vigente para el Sector Financiero Dominicano	22
V.1	Reglamentos Relevantes al Sector de Energías Renovables	22
V.2	Ley sobre Mercado de Valores y Fideicomiso	25
VI.	Diagnóstico de los Mecanismos de Financiamiento para las Energías Renovables	26
VI.1	Mecanismos de Financiamiento	26
VI.2	Instrumentos de Financiamiento	30
VII.	Barreras Existentes al Acceso y Desarrollo de Sistemas de Energías Renovables	32
VIII.	Oportunidades de Mejora para Facilitar el Acceso al Financiamiento de Proyectos	35
VIII.1	Políticas Públicas: Barreras y Oportunidades	35
VIII.2	Sugerencias de Modificaciones en la Reglamentación del Sector Financiero para Incentivar Proyectos de Energías Renovables	36
IX.	Propuesta de Estrategias para Facilitar el Financiamiento para Proyectos de Energías Renovables en República Dominicana	38
IX.1	Propuesta de Tres Mecanismos Innovadores de Financiamiento	38
IX.2	Mecanismo para el Acceso a Financiamiento a Instituciones de Interés Social	44

Cuadros y Gráficas

Gráfica II.1	Potencia y Generación Eléctrica por Fuente Primaria de Energía - 2018	10
Cuadro III.1	Incentivos Fiscales y Económicos para la promoción de las energías renovables en Rep. Dominicana	13
Gráfica III.1	Energías Renovables en el SENI	14
Cuadro III.2	Proyectos Energías Renovables con Concesiones Definitivas	15
Gráfica III.2	Medición Neta - clientes y potencia instalada	16
Cuadro III.4	Instalaciones fuera de Medición Neta	16
Gráfica III.3	Capacidad Nominal por Categoría (2019)	17
Cuadro IV.1	Intermediarios del Sistema Bancario Nacional por Activos (a junio 2019)	19
Cuadro IV.2	Bancos Múltiples: Carteras de Crédito y de Inversión (2018)	20
Gráfica IV.1	tpm y tasa activa	21
Gráfica IV.2	tpm y tasa pasiva	21
Cuadro V.1	Categorías de Deudores del Sistema Bancario	23
Cuadro V.2	Categorías de Deudores del Sistema Bancario	24
Cuadro VI.1	Mecanismos Financieros en el Mercado Dominicano para Proyectos de energías renovables	29
Cuadro VI.1	Mecanismos Financieros en el Mercado Dominicano para Proyectos de energías renovables	30
Cuadro VII.1	Barreras Existentes al Acceso y Desarrollo de Sistemas de Energías Renovables	34
Cuadro IX.1	Préstamo al Consumo vs Préstamo Hipotecario	40
Gráfica IX.1	Comercialización de Excipientes de Generación	40
Cuadro IX.2	Margen Operacional Edes - Compra al SENI vs. Autoproducción	41
Gráfica IX.2	Fideicomiso - Titularización de Obligaciones Crediticias para Colocación Pública o Privada	42
Gráfica IX.3	Certificados de Capital de Desarrollo	43
Gráfica IX.4	Esquema para Financiamiento a Instituciones de Interés Social	44
Gráfica IX.5.	Mejoramiento de Clasificación de Crédito con Garantía Parcial	45



I. Resumen Ejecutivo

El financiamiento es una de las barreras más importantes a enfrentar en la implementación de un proyecto de energía renovable en un país en desarrollo. Los proyectos de energías renovables requieren normalmente una gran cantidad de capital y un largo plazo de tiempo para amortizar la inversión. Ambos factores aumentan la percepción de riesgo de proyectos en países en desarrollo.

En el caso de la República Dominicana, el gobierno nacional decidió promover el desarrollo de las energías renovables a través de un modelo basado en la inversión privada y no en la inversión pública. Se creó un marco jurídico claro y transparente para proteger los derechos de los participantes. Además, se establecieron incentivos fiscales y económicos para motivar la participación de inversionistas de los agentes financieros en proyectos de inversión en el sector.

Como parte de ese estudio, se realizó un diagnóstico de las alternativas de financiamiento existentes en la República Dominicana para el desarrollo de proyectos de energías renovables (EsRs), identificando las barreras para su acceso. También, se propone una estrategia de acción para la creación de mecanismos innovadores de financiamiento.

El proyecto inició con la evaluación del potencial de recursos disponibles en el sistema financiero nacional para financiar proyectos de energía y su infraestructura. Los tres principales agentes captadores de ahorros del sistema financiero dominicano: compañías de seguros, administradoras de fondos de pensiones (AFPs) y bancos comerciales, tienen suficientes recursos para financiar a largo plazo proyectos en energía e infraestructura.

ra. Las compañías de seguros y las AFPs captan anualmente US\$2,288 MM. Por otro lado, los balances en cuentas de ahorro de la banca local promediaron US\$6,533 millones durante el período 2015-2019. Los cambios en los balances anuales alcanzaron un promedio de US\$833 millones.

Los agentes financieros en el mercado dominicano han utilizado un número limitado de mecanismos para atender la demanda de fondos para proyectos de energías renovables. Se puede afirmar que ha habido poca innovación financiera en el mercado para crear instrumentos o vehículos que respalden el desarrollo de proyectos. En general, el financiamiento ha sido provisto en forma de préstamos tradicionales de la banca comercial.

Aprovechando la oportunidad, algunos fondos privados de inversión ofrecen fuentes alternas de recursos en condiciones más flexibles que los bancos comerciales. Sin embargo, sus capacidades de financiamiento aún son limitadas y sus criterios para elegir clientes son altamente selectivos.

Adicionalmente, los agentes privados (clientes, empresas instaladoras, bancos y fondos de inversión) enfrentan barreras en los marcos regulatorios de los sectores financiero y eléctrico.

Las barreras en el sector financiero se originan tanto en el marco jurídico como en las medidas que toman los bancos para limitar sus exposiciones a riesgos de crédito. Entre las primeras, se destacan la ausencia de reglamentos para permitir la emisión de una segunda hipoteca sobre bienes inmobiliarios para financiar Sistemas de Generación Renovable (SGR), así como la ausencia de un procedimiento claro para evaluar y categorizar créditos a empresas sin historia operacional para proyectos nuevos a escala de planta.

Entre las segundas barreras, encontramos que los bancos comerciales no pueden aceptar los activos de un SGR como única garantía del crédito para facilitar el financiamiento de proyectos a escala planta, por lo tanto, para facilitar financiamiento a proyectos a escala planta, también necesitan un contrato de venta de energía (PPA) a largo plazo con las empresas distribuidoras o con usuarios no regulados con buena clasificación crediticia.

En relación al marco jurídico del sector eléctrico, se propone cambiar el Artículo 58 del Reglamento de la Ley 57-07 que impide que las Concesiones Definitivas puedan ser transferidas total o parcialmente sin la previa autorización de la CNE. El

propósito es permitir que los bancos puedan perfeccionar los créditos y no sean obligados a pedir garantías adicionales a los promotores de proyectos.

En relación a los reglamentos del sector financiero se propone, entre otras medidas, permitir el ajuste del patrimonio técnico de los intermediarios financieros a medida que mejore la evaluación de riesgo de un crédito. Una segunda propuesta es identificar explícitamente los parámetros que deben considerarse para la evaluación de crédito para un proyecto nuevo emprendido por una empresa sin historial operativo. Finalmente, se propone crear el reglamento que permita la emisión de hipotecas secundarias para impulsar la inversión en SGR a escala residencial.

El reporte concluye con propuestas de estrategias para facilitar el financiamiento de proyectos de energías renovables y eficiencia energética con nuevos e innovadores mecanismos de financiamiento. En específico, se propone:

1. Emisión de la “Hipoteca Verde” para financiar sistemas de SGR a escala residencial
2. Financiar proyectos de SGR en base a los excedentes de generación de proyectos de autoprodutores
3. Usar fondos fideicomiso para financiar portafolios de proyectos a escala comercial
4. Usar fondos fideicomiso para financiar nuevos proyectos con emisiones de títulos en la bolsa de valores

Además, se proponen dos mecanismos para facilitar a las instituciones de interés social acceso al financiamiento. En específico, se sugiere la creación del “Pool de Fondos Revolvente” para agrupar a varios proveedores de financiamiento y financiar sistemas de energías renovables a pequeños productores agropecuarios, empresas o cooperativas. También, se propone un mecanismo para mejorar la clasificación crediticia de un deudor con una garantía parcial de crédito.

Los mecanismos propuestos procuran mejorar los términos de financiamiento; es decir, disminuir el costo de capital y alargar los períodos de amortización. Todos estos mecanismos pueden ser compatibles con los marcos regulatorios vigentes; solo requerirán algunos cambios en varios reglamentos para ser fácilmente adoptados por los agentes financieros y los promotores de proyectos.

II. Sector Eléctrico Dominicano



El sector eléctrico dominicano operó como un monopolio estatal hasta el 1999 cuando el estado nacional puso en marcha un proceso de reforma económica que incluía la apertura del sector a la inversión privada junto a la disolución y venta parcial de las empresas eléctricas estatales.

A través de la reforma del sector eléctrico el estado procuraba abordar problemas crónicos que afectaban el monopolio estatal tales como:

- déficit persistente de capacidad de generación
- servicios deficientes
- mala gestión
- altas tarifas que no cubrían totalmente los costos
- bajas tasas de inversiones de capital para reponer activos y/o expandir servicios

El estado dominicano, como elemento central de esta reforma, estableció también un nuevo marco legal e institucional para planificar, regular, y operar el sector. Posteriormente, en el 2013, el estado dominicano creó el Ministerio de Energía y Minas para ser el organismo estatal encargado de formular y administrar la política energética del país.

II.1 El Mercado Eléctrico Dominicano

La demanda de electricidad en la República Dominicana ha crecido de forma sostenida durante varias décadas llegando a 15,707 GWh en el 2018. Durante el período 2010-2018, la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional Integrado (SENI) tuvo un crecimiento anual de 3.4%.

La economía dominicana ha tenido un vigoroso desempeño económico en las últimas tres décadas con una tasa promedio de crecimiento anual de 5.1%. La nueva capacidad de generación eléctrica no ha sido suficiente para satisfacer la demanda al SENI. Esta demanda no abastecida, o insatisfecha, ha promediado 2,500 GWh al año durante esta década, a lo que equivale a una planta de 400 MW operando a 75% de su capacidad (sin considerar reservas en caliente y en frío).

El SENI tiene 3,981 MW de potencia instalada (OC, 2018) para servir a toda la población del país, pero no ofrece un servicio confiable a precios razonables; esto ha provocado la deserción de grandes clientes. Como resultado, en el mercado eléctrico nacional existen otros dos grupos de consumidores: autoprodutores y sistemas aislados o independientes. Los autoprodutores son consumidores que han instalado sus propios sistemas de generación. Los autoprodutores industriales y mineros tienen 772 MW de capacidad de generación instalada (CNE, 2018).

Los sistemas aislados son sistemas eléctricos integrados que operan de forma independiente y no están conectados al SENI. Antes del proceso de reestructuración del sector eléctrico, el estado dominicano otorgó licencias a algunas compañías privadas para ofrecer servicios de electricidad en las principales áreas turísticas. Estas compañías tienen 353 MW de capacidad de generación y han instalado líneas de transmisión y de distribución dentro de sus áreas concesionadas.

II.2 Oferta de Potencia en el SENI

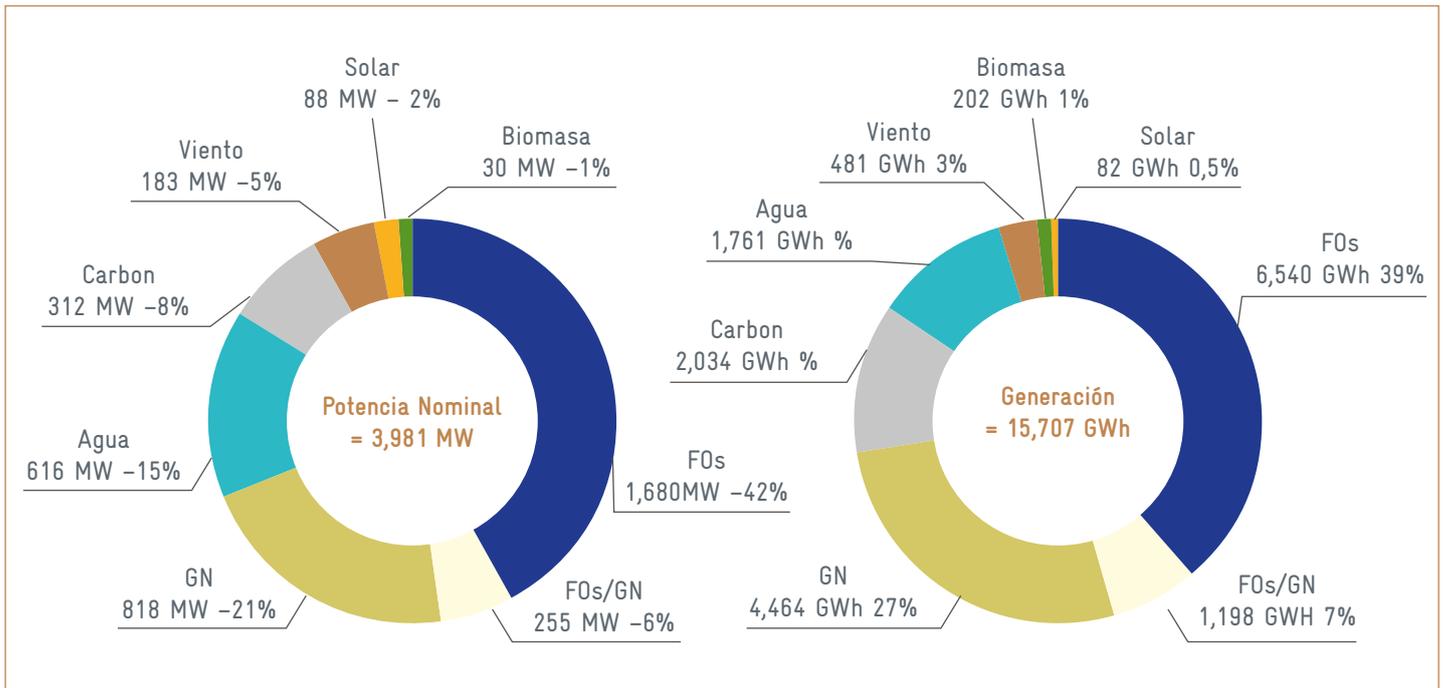
El SENI alcanzó una capacidad de generación nominal de 3,981 MW al 2018 y generó 15,707 GWh de electricidad. En el sistema compiten trece diferentes empresas; las tres mayores (AES, EGE-Haina y EGEHID) controlan el 61% de la capacidad nominal y aportaron el 66.5% de la electricidad alimentada al sistema durante el 2018.

II.2.1 Potencia Instalada y Fuentes Primarias de Energía

La República Dominicana es altamente dependiente de combustibles fósiles para la generación eléctrica. Al 2018, el 77% de su capacidad nominal de generación fue a base de combustibles fósiles (fuel oil, gas natural y carbón); el 23% restante fue en base renovable (hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa). Esta dependencia en combustibles fósiles se concentra particularmente en fuel oil (No. 2 y No. 6), requeridos para 42% de la capacidad instalada. Ver gráfica II.1.

El 84% de la electricidad alimentada al SENI durante el 2018 provino de combustibles fósiles, particularmente de gas natural, fuente de más del 40% de la electricidad generada ese año. La generación eléctrica a partir de fuentes renovables fue de 2,526 GWh representando un 16% del total.

Gráfica II.1 Potencia y Generación Eléctrica por Fuente Primaria de Energía - 2018



Fuente: Organismo Coordinador (OC). Memoria 2018

II.3 Estrategia Nacional para el Sector Eléctrico

El desempeño del sector eléctrico dominicano ha sido uno de los principales escollos que afecta la competitividad de la economía nacional y la calidad de vida de la población. El sector tiene aún altos costos de generación, elevadas pérdidas no técnicas, pobre calidad del servicio y una perenne incapacidad para generar ingresos suficientes para cubrir los gastos operacionales y de capital en el área de distribución.

El estado nacional ha formulado una nueva estrategia energética que apunta a promover la instalación de nueva capacidad de generación en base a carbón, gas natural y energías renovables. El gobierno dominicano comenzó a ejecutar esta estrategia en el 2014 cuando inició la construcción de una planta térmica a base de carbón de 720 MW; se espera que esta planta entró en servicio durante el primer trimestre del 2020.

En lo que concierne a energías renovables, el estado manifestó su intención de promover la construcción de unidades de generación para aprovechar los recursos del sol y el viento utilizando nuevas tecnologías de generación eléctrica. El estado inició la implementación de este objetivo estratégico con la creación de un marco jurídico especial para el sub-sector de energías renovables.



III. Energías Renovables en República Dominicana

III.1 Desarrollo de las Energías Renovables

El estado dominicano dio el primer paso en su intención de promover las EsRs cuando promulgó la Ley 57-07 de Incentivos a las Energías Renovables en el año 2007. Esta ley contiene tres vectores económicos principales:

1. promover la diversificación de la matriz energética para disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados
2. permitir la generación distribuida para el autoabastecimiento y aumentar la competencia en el mercado energético
3. impulsar el desarrollo del sector en base a la inversión privada y no en base a la inversión pública

En general, impulsar el desarrollo de un nuevo sector económico con alta percepción de riesgo tecnológico y regulatorio no solo requiere de un marco jurídico que proteja los derechos de los inversionistas, sino que precisa también de incentivos económicos que garanticen las expectativas de rentabilidad de las inversiones. Las políticas públicas ejecutadas por el estado dominicano, en relación al sector, se han orientado sobre los siguientes ejes:

1. Fortalecer la confianza del inversionista

La Ley 57-07 constituye la base del marco jurídico que rige al sector de energías renovables. Bajo esta ley, el estado estableció un ordenamiento jurídico e institucional que provee protección a los derechos de los inversionistas.

2. Disminuir los costos de inversión

El estado concede incentivos fiscales y económicos para mejorar las expectativas de rentabilidad de las inversiones en el sector al proveer fuentes adicionales de ingresos.

3. Bajar el Riesgo de inversión

El estado elimina el riesgo del mercado, o falta de garantía para vender la energía generada, al ordenar otorgar contratos de compra de energía a largo plazo (acuerdos de PPA). Además, ordenó dar preferencia en el despacho de electricidad a las empresas que generan energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

III.2 Políticas Públicas para el Incentivo a las Energías Renovables

La ley 57-07 delimita dos categorías de sistemas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables:

1. Generación de Autoprodutores (Generación Distribuida)

La ley dispone que los consumidores residenciales, comerciales e industriales pueden generar su propia energía a partir de fuentes renovables. Las instalaciones de consumidores residenciales no pueden ser mayor de 25 kW de potencia y las de empresas comerciales e industriales tienen un límite de 1.5 MW.

2. Producción a Escala Planta

Se consideran generadores a escala planta o industrial los generadores conectados al SENI con contratos de venta de energía (PPAs) de largo plazo con las empresas distribuidoras y/o Usuarios No Regulados (UNR) o con acceso al mercado Spot en el Mercado de Electricidad de Mayoristas (MEM).

El estado dominicano otorga incentivos fiscales y económicos a través de medidas regulatorias y administrativas en las empresas de transmisión y distribución para impulsar la inversión en sistemas de generación renovable, ver cuadro III.1. Estos incentivos son:

III.2.1 Incentivos Fiscales

1. Exención de Impuestos de Importación

El Artículo 9 de la ley exonera de todo tipo de impuestos de importación a los equipos, maquinarias y accesorios importados por empresas, o personas individuales, necesarias para la producción de energía de fuentes renovables y de los equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI.

2. Exención del Impuesto sobre la Renta

El Artículo 10 de la ley libera “por un período de diez (10) años a partir del inicio de sus operaciones, y con vigencia máxima hasta el año 2020, el pago del impuesto sobre la renta sobre los ingresos derivados de la generación y venta de electricidad generados a base de fuentes de energía renovables”.

3. Reducción de impuestos al financiamiento externo

La ley reduce a 5% el impuesto por concepto de pago de intereses por financiamiento externo para aquellos proyectos desarrollados bajo el amparo de ley 57-07.

4. Incentivo fiscal a los autoprodutores

La ley otorga un 40% del costo de la inversión en equipos, como crédito único al impuesto sobre la renta, a los individuos o empresas que instalen sistemas de fuentes renovables para su autoconsumo energético. Este crédito fiscal es descontado en parcelas iguales en los tres (3) años siguientes al impuesto sobre la renta anual a ser pagado por el beneficiario de éste.

III.2.2 Incentivos Económicos

1. Compra de Excedentes de electricidad

La ley 57-07 obliga a las empresas distribuidoras a comprar los excedentes de electricidad generados a los usuarios regulados y no regulados que instalen sistemas de generación de energía renovable a precios regulados por la SIE, previo estudio y recomendación de la CNE.

2. Acuerdo de Compra de Energía (PPA) con la CDEEE

El Reglamento de la ley 57-07 establece que la CDEEE puede otorgar un contrato de compra de energía a largo plazo (PPAs) a las empresas beneficiadas con concesiones definitivas para desarrollar proyectos de energía renovable.

3. Preferencia en el despacho de electricidad

El reglamento de la ley también establece que las empresas distribuidoras darán preferencia en las compras y el despacho de electricidad a las empresas que produzcan o generen energía eléctrica a partir de medios no convencionales renovables. Además, ordena que los pagos de derechos de conexión sean a cargo de las empresas de transmisión y distribuidoras.

III.3 Efectividad de las Políticas de Incentivos a las Energías Renovables

III.3.1 Desarrollo de Proyectos de Energías Renovables

La generación eléctrica de fuentes renovables se inició en el país en el año 1945 con la construcción de la Central Hidroeléctrica Inoa para abastecer de electricidad a las zonas rurales de la Cordillera Central. El estado nacional ha continuado las inversiones en hidroeléctricas para asegurar el suministro de agua para consumo humano, el riego agrícola y la generación eléctrica. El país alcanzó, en el 2018, una capacidad nominal de generación de 616 MW con 27 plantas hidroeléctricas.

La instalación de unidades de generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales se inició en el año 2011, dentro del marco de la ley 57-07, con la construcción del parque eólico, Los Cocos de la empresa EGE-Haina con 34 MW. Esta misma empresa ha construido otros parques eólicos y en la actualidad cuenta con una capacidad total de 175.4 MW (al 2018).

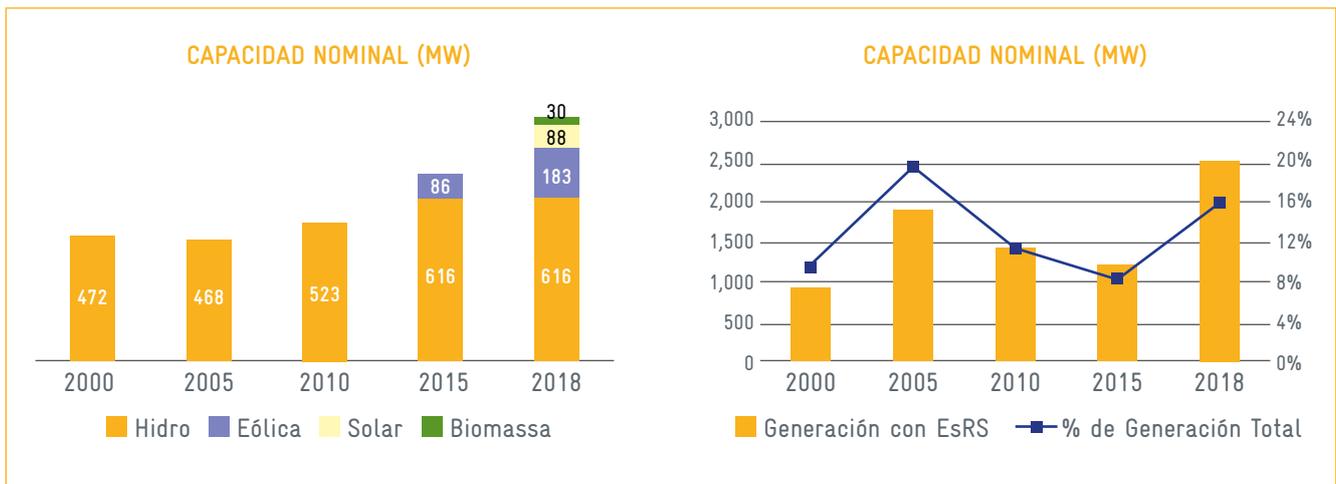
Cuadro III.1 Incentivos Fiscales y Económicos para la promoción de las energías renovables en Rep. Dominicana

INCENTIVOS	ESCALA DEL PROYECTO		
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	PLANTA
FISCALES	<ul style="list-style-type: none"> Exención total de impuestos de importación de los equipos necesarios para el proyecto. Crédito parcial contra impuesto sobre la renta. El crédito fiscal asciende a 40% del costo de los equipos instalados. El crédito debe ser descontado durante los 3 años siguientes a la instalación del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> Exención total de impuestos de importación de los equipos necesarios para el proyecto. Crédito parcial contra impuesto sobre la renta. El crédito fiscal asciende a 40% del costo de los equipos instalados. El crédito debe de ser descontado durante los 3 años siguientes a la instalación del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> Exención de impuestos de importación de los equipos a instalar en el proyecto. Exención de impuesto sobre la renta por 10 años. Reducción al 5% del impuesto al financiamiento externo.
ECONÓMICOS	<ul style="list-style-type: none"> Medición Neta. Compra del excedente de generación enviado a la red. El precio de compra es igual al 75% del valor del primer rango de la tarifa BTS1. 	<ul style="list-style-type: none"> Medición Neta. Compra del excedente de generación enviado a la red. El precio de compra es igual al 75% del valor del primer rango de la tarifa BTS1. Proyectos de hasta 500 Kw para uso comunitario podrán acceder a financiamiento, con tasas bajas, para hasta 75% del costo total de la obra. 	<ul style="list-style-type: none"> Baja probabilidad para obtener PPA de largo plazo con CDEEE, Preferencia en el despacho de electricidad. Exención al pago de derechos de conexión a redes de transmisión y distribución.

La instalación de capacidad de generación a partir de otras fuentes renovables de energía, como la solar, ha sido muy limitada. El primer proyecto solar entró en operación en el 2016, casi una década después de promulgarse la ley 57-07. Al presente, en todo el país hay solo 88 MW de capacidad fotovoltaica a escala planta en producción.

La producción eléctrica a partir de fuentes de energías renovables representó un 16% de toda la electricidad alimentada al SENI en el 2018. Este valor es significativo gracias al aporte de las hidroeléctricas. Sin embargo, la participación de éstas es cíclica debido a las épocas periódicas de sequía, como se muestra en la gráfica III.1. Estos períodos de bajas precipitaciones se han agudizados en los últimos años debido al cambio climático.

Gráfica III.1 Energías Renovables en el SENI



Fuente: OC, Memoria 2018

III.3.2 Acuerdos de Compra de Energía (PPAs) y la CDEEE

La expansión de generación con fuentes renovables a escala planta ha sido limitada por la falta de contratos de venta de energía (o PPAs) a largo plazo. La ley 57-07 establece que la CDEEE puede negociar contratos de PPA con los proyectos que tengan concesiones definitivas. Hasta la fecha, tres proyectos (122 MW en total) venden sus producciones eléctricas bajo contratos PPA con la CDEEE, ver cuadro III.2. Los demás proyectos en operación, eólicos y biomasa, pertenecen a la empresa EGE-Haina que venden la electricidad bajo los contratos que esta empresa tiene con las distribuidoras y con usuarios no regulados.

A pesar del alto número de proyectos con concesiones definitivas, la penetración de las energías renovables en la matriz energética del SENI es baja. El cuadro III.2 también muestra que un total de 26 proyectos de EsRs no convencionales han sido aprobados y cuentan con las concesiones definitivas; pero solo tres de éstos tienen contratos de PPAs con la CDEEE.

La capacidad eólica concesionada totaliza 683 MW, pero sólo 173 MW están en producción (Septiembre-2019); es decir, 25.3% del total posible. En el caso de la capacidad solar, los proyectos concesionados suman 380 MW pero sólo 88 MW están en operación; es decir, 23.2% del total con concesión definitiva.

Cuadro III.2 Proyectos Energías Renovables con Concesiones Definitivas

PROYECTO	PROVINCIA	CAPACIDAD (MW)	FECHA	STATUS	VENTA DE ENERGÍA
EÓLICO					
Matafongo	Peravia	34.0	2005	Operando	PPA / CDEEE
Los Gumancitos	Montecristi	50.0	2007		
Los Gumancitos	Puerto Plata	100.0	2007		
Eólico Guanillo	Montecristi	50.0	2009		
Candelon	Puerto Plata	50.0	2011		
Los Cocos I	Pedernales	25.2	2011	Operando	EGE-Haina
Puerto Plata – Imbert	Puerto Plata	115.0	2011		
Quilvio Cabrera	Pedernales	8.3	2011	Operando	EGE-Haina
Los Cocos II	Pedernales	52.0	2012	Operando	EGE-Haina
Eólico La Isabela	Puerto Plata	50	2012		
Larimar I	Barahona	50.0	2016	Operando	EGE-Haina
Agua Clara	Montecristi	50.0	2017		
Larimar II	Barahona	48.3	2017	Operando	EGE-Haina
TOTAL		682.8			
SOLAR					
Monte Plata Solar	Monte Plata	30.0	2011	Operando	PPA / CDEEE
Campo Fotovoltaico	Santo Domingo	50.0	2012		
Fotovoltaica Montecristi	Montecristi	58.0	2012	Operando	PPA / CDEEE
La Victoria	Santo Domingo	50.0	2012		
Los Negros	Azua	17.0	2013		
Electro Solar	Azua	25.0	2014		
Solar El Soco	San P de Macoris	25.0	2016		
Canoa	Barahona	25.0	2017		
Villapardo	Azua	100.0	2018		
TOTAL		380.0			
HIDROELÉCTRICA					
EVYP Caribe	La Vega	4.0	2012		
Hidroeléctrica Arroyo Bonito	Monseñor Nouel	5.0	2014		
TOTAL		9.0			
BIOENERGÍA					
San Pedro Bioenergy	San P de Macoris	35.0	2016	Operando	EGE-Haina
Ecoparque Rafey	Santiago	80.0	2016		
TOTAL		115.0			
CAPACIDAD TOTAL CONCESIONADA		1,186.8			
CAPACIDAD OPERANDO		340.8			
PORCENTAJE CONCESIONADO EN OPERACIÓN		28.7%			

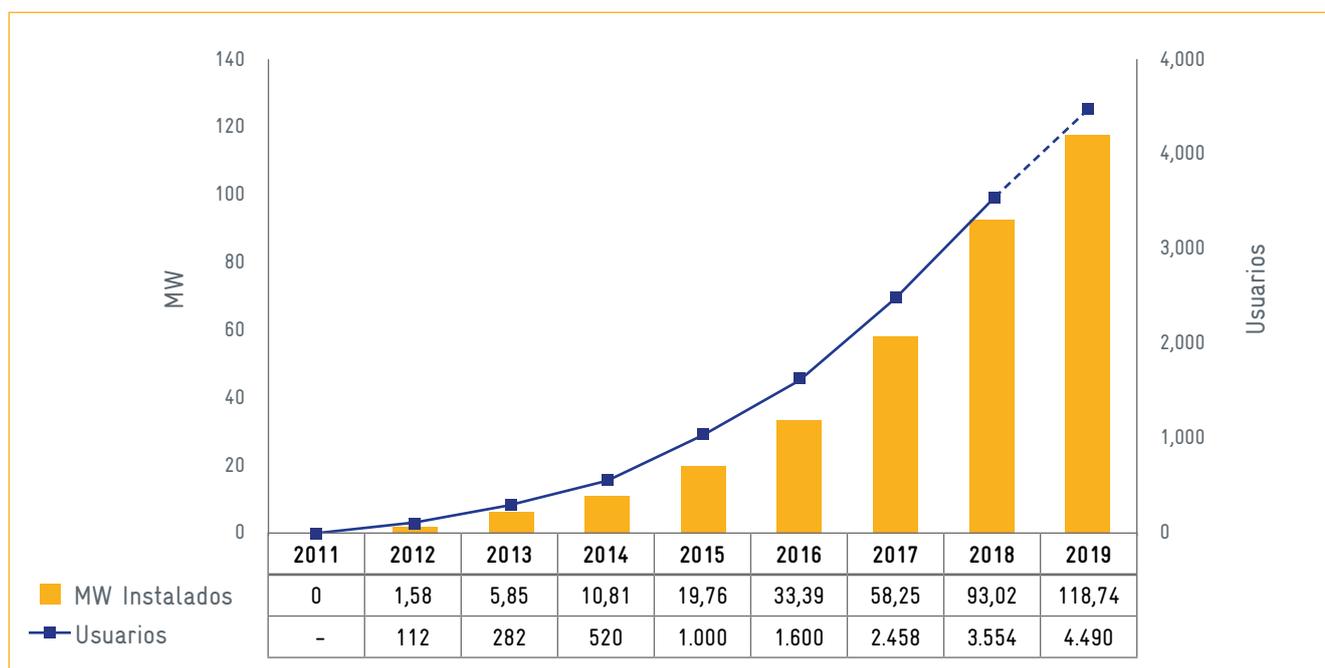
Fuente: CNE - Septiembre 2019

Además de las concesiones definitivas, la CNE ha otorgado concesiones provisionales con una capacidad potencial total de 1,038 MW. La empresa Ege-Haina recibió dos concesiones provisionales por un total de 100 MW. Por su lado, los proyectos de energía solar con concesiones provisionales, 11 en total, suman 938 MW.

III.3.3 Generación de Electricidad para el Autoconsumo con Energías Renovables

La generación para el autoconsumo de usuarios residenciales y comerciales ganó impulso a partir de la aprobación del reglamento para medición neta en el 2011 y la decisión de la CDEEE, en el 2012, de otorgar los permisos correspondientes. Ver la gráfica II.2.

Gráfica III.2 Medición Neta - clientes y potencia instalada



Fuente: CNE - Octubre 2019

Numerosos usuarios con alta demanda han instalado sistemas fuera de la medición neta para complementar sus consumos de electricidad. Ver cuadro III.4.

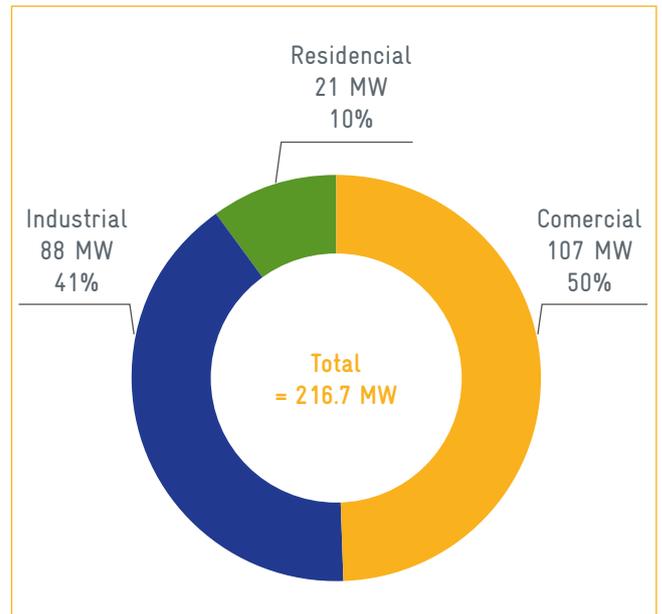
Cuadro III.4 Instalaciones fuera de Medición Neta

EMPRESA	KW INSTALADOS
AEROPUERTO DEL CIBAO	1.500
QUISQUEYA SOLAR	1.500
CEMEX	1.500
AES DOMINICANA	1.240
ITABO	1.500
PASTA ALIMENCIA J. RAFAEL	1.500
CARREFOUR	1.500
TOTAL	9.990

Fuente: CNE - Octubre 2019

La capacidad nominal de generación solar en el país es de 216.7 MW (Agosto-2019), ver gráfica III.3. La capacidad instalada en proyectos comerciales es de 107 MW, lo que supera los 88 MW de capacidad instalada a escala planta. Sin embargo, la penetración de SGR en el sector residencial es muy baja: 21 MW instalados, lo que equivale a 7,000 viviendas con 3 kW de capacidad en promedio por unidad habitacional.

Gráfica III.3 Capacidad Nominal por Categoría (2019)



Fuente: CNE - Octubre 2019



IV. Sector Financiero de la República Dominicana

El sistema financiero dominicano regulado agrupa a los intermediarios autorizados a captar ahorros del público en virtud del código jurídico que rige al sector. En el sistema dominicano, se destacan tres agentes principales autorizados a captar ahorros: las compañías de seguros, las administradoras de fondos de pensiones y la banca comercial.

Las compañías de seguros obtienen recursos vía las primas de seguros. La captación de recursos se realiza por mandato de regulaciones vigentes, como es el caso del seguro requerido para la circulación de vehículos de motor o por medio de formatos, o mecanismos de “ahorro”, para cubrir costos no recurrentes ocasionados, entre otros, por catástrofes naturales, problemas de salud o fallas técnicas en servicios de ingeniería. En el país hay

treinta (30) compañías de seguros. Las primas netas cobradas al cierre del 2018 totalizaron US\$1,117 MM.

Por su lado, las administradoras de fondos de pensiones (AFPs) se han convertido, en poco tiempo, en las captadoras privadas más importantes de fondos del país. Las doce (12) AFPs tenían, a septiembre del 2019, un patrimonio conjunto ascendente a US\$12,836 MM.



IV.1 Sistema Bancario Nacional

El sistema bancario es el principal agente financiero de la economía nacional y, a junio del 2019, contaba con cincuenta (50) intermediarios en operaciones. Los intermediarios bancarios se distribuyen en cinco (5) grupos: dieciocho (18) bancos múltiples; diez (10) asociaciones de ahorros y préstamos (AAyP), catorce (14) bancos de ahorro y crédito, siete (7) corporaciones de crédito y por último, el Bandex, un banco estatal creado para promover las exportaciones. Ver cuadro IV.1.

Los bancos múltiples y las AAyP tienen las mayores participaciones en el mercado bancario en términos de activos administrados, controlando 87% y 11%, respectivamente, de los activos totales del

Cuadro IV.1 Intermediarios del Sistema Bancario Nacional por Activos (a junio 2019)

CATEGORÍAS	# AGENTES	ACTIVOS (RD\$MM)	%
BANCOS MÚLTIPLES	18	1.592.448	86,7 %
ASOCIACIONES DE AHORROS Y PRÉSTAMOS	10	195.423	10,6 %
BANCOS DE AHORRO Y CRÉDITO	14	37.534	2,0 %
BANDEX	1	8.181	0,4 %
CORPORACIONES DE CRÉDITO	7	3.510	0,2 %
TOTAL	50	1.837.096	100 %

Fuente: Superintendencia de Bancos RD

sistema. El restante 3% de los activos es controlado por los bancos de ahorro y crédito, las corporaciones de crédito y el Bandex.

Los bancos múltiples y las AAyP administran en total 97.3% de los activos del sistema bancario. Los bancos múltiples han tenido una participación creciente en esta década al pasar de 82.1% en el 2010 a 86.7% en agosto del 2019, mientras que las AAyP han visto decrecer su participación al caer de 12.4% en el 2010 al 10.6% en agosto del 2019. El crecimiento de la participación de los bancos múltiples en la administración de activos ha sido a expensas de los demás agentes intermediarios, en particular de los más pequeños: los bancos de ahorro y crédito y las corporaciones financieras.

Los tres principales bancos múltiples del país: Banreservas, Banco Popular y BHD León, concentraban, a junio del 2019, el 78.3% de los activos de la banca múltiple y el 67.9% de los activos del sistema bancario nacional. Esto implica que 22% de los activos en la banca múltiple se distribuye entre 15 bancos y que el 32% de éstos se distribuyen entre los demás 47 agentes del sistema.

Los activos en el sistema bancario nacional totalizaron, a junio del 2019, US\$36,149 MM. La banca múltiple concentra US\$31,335 MM; los tres bancos principales controlan US\$24,526 MM y los restantes quince (15) bancos múltiples US\$6,809 MM, o US\$454 MM per cápita.

Las carteras de créditos e inversiones en el sistema bancario presentan concentraciones similares a la que exhiben los activos bajo administración. Al cierre del 2018, Banreservas, Popular y BHD-León registraban el 79% de la cartera de préstamos de

la banca múltiple; el porcentaje de participación de estos tres bancos era del 75% en el 2010. Por otro lado, estos tres grandes bancos concentran el 73% de la cartera de inversiones del total de la banca múltiple. Véase el cuadro IV.2.

La participación en el mercado de los tres grandes bancos por cartera de crédito es superior al porcentaje de participación medido por activos administrados. En el 2018, la cartera de créditos de estos tres grandes fue de 79.2% del total de la banca múltiple, mientras que los activos acumulados por estos mismos bancos fueron 78% del total de los bancos múltiples.

Los bancos múltiples pueden colocar fondos captados de terceros (depósitos, financiamiento de bancos extranjeros y títulos de deuda) en préstamos a sus clientes, inversiones de títulos de deuda (privados y estatales) y depósitos en otros bancos (locales y extranjeros). Este último conjunto de asignación de fondos constituye las operaciones activas de la banca. Los fondos captados de terceros conforman las operaciones pasivas.

La banca múltiple local participa también en la negociación, compra y venta de títulos de deuda. Estos títulos incluyen deudas emitidas por el Banco Central, el Ministerio de Hacienda y títulos de otras instituciones financieras y empresas privadas. Esta forma de financiamiento puede constituirse en un mecanismo alternativo a mediano y largo plazo para diferentes tipos de proyectos de energía e infraestructura.

IV.2 Márgenes Operativos: Tasas de Interés y Tasa de Política Monetaria

Un aspecto crucial del mercado bancario es la formación de precios y el comportamiento de las tasas de interés: tasas activas y pasivas¹; es decir, los márgenes de intermediación. La apreciable concentración del mercado en pocos bancos se traduce en márgenes de intermediación a niveles muy superiores a de las tasas pasivas promedio: las tasas activas prácticamente duplican las tasas pasivas. El promedio mensual de la tasa activa para el período 2017-2019 fue de 13.1% y el promedio de la pasiva fue de 6%. El margen de intermediación estimado como la diferencia entre ambas tasas fue de 7% y la tasa media mensual de política monetaria (TPM) fue de 5.4%.

Cuadro IV.2 Bancos Múltiples: Carteras de Crédito y de Inversión (2018)

BANCO	CRÉDITO		INVERSIONES	
	RD\$MM	%	RD\$MM	%
BANRESERVAS	311.206	33,2 %	64.560	26,7 %
BANCO POPULAR	272.953	29,1 %	45.558	18,9 %
BHD-LEÓN	158.558	16,9 %	65.753	27,2 %
TOTAL	742.716	79,2 %	175.871	72,9 %
BANCA MÚLTIPLE	938.347	100,0 %	241.355	100,0 %

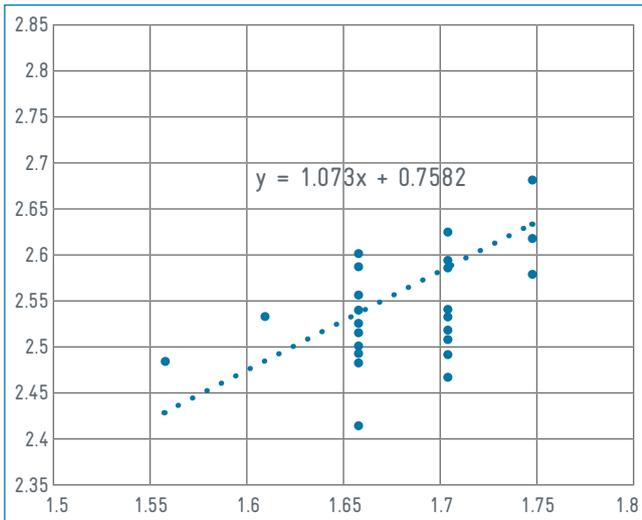
Fuente: Estados financieros auditados.

1 La tasa activa, o de colocación, es la tasa que cobran las entidades financieras por los préstamos otorgados a personas o empresas. La tasa pasiva, o de captación, es la tasa que pagan las entidades financieras por el dinero captado de los ahorrantes.

Las gráficas IV.1 y IV.2 muestran la relación entre la tasa de política monetaria y las tasas activa y pasiva (transformación logarítmica de las variables). Las ecuaciones lineales incluidas estiman los cambios porcentuales en las tasas ante cambios por-

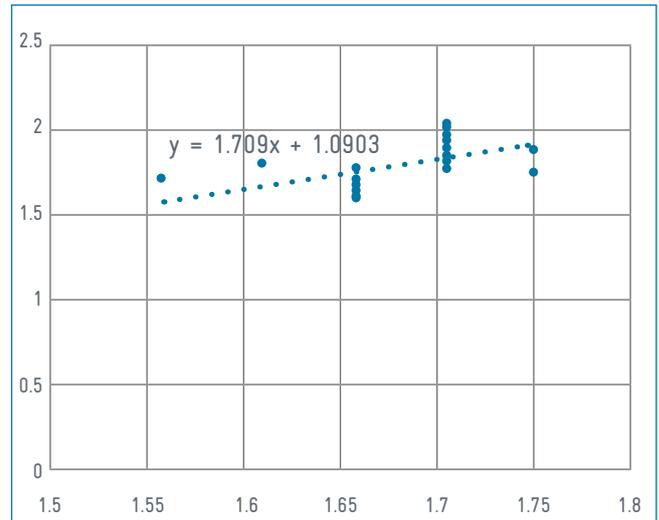
centuales en la TPM. Las estimaciones obtenidas muestran una mayor sensibilidad de la tasa pasiva (1.68), en relación a la activa (1.05), ante cambios en la TPM.

Gráfica IV.1 tpm y tasa activa



Fuente: Banco Central de RD

Gráfica IV.2 tpm y tasa pasiva



Fuente: Banco Central de RD

Otra forma de describir la influencia de la TPM es mediante coeficientes de correlación simple entre la TPM y ambas tasas. Los coeficientes correspondientes son 0.46 (tasa activa), 0.55 (tasa pasiva) y 0.15 (margen) con la TPM. Estos coeficientes pueden señalar una mayor influencia de la TPM en las tasas pasivas (depósitos), que sobre la tasa activa (préstamos). La influencia sobre el margen de intermediación es menor que sobre ambas tasas.

IV.3 Recursos Financieros Potenciales en Bancos Múltiples

Los depósitos en cuentas de ahorro en los bancos comerciales son una fuente potencial de fondos para el financiamiento de proyectos de energías renovables. De acuerdo con los balances publicados por la Superintendencia de Bancos, los balances en cuentas de ahorro promediaron US\$6,533 MM durante el período 2015-2019. Los cambios en los balances anuales alcanzaron un promedio de US\$833 MM.

V. Marco Jurídico Vigente para el Sector Financiero Dominicano



La Ley Monetaria y Financiera (Ley 183-02) establece el régimen regulatorio del sistema monetario y financiero de la República Dominicana. La regulación del sistema comprende la fijación de políticas, reglamentación, ejecución, supervisión y aplicación de sanciones. La ley 183-02 también determina quienes pueden operar en el mercado y el capital mínimo requerido para cada tipo de participante. Además, identifica los factores de riesgo a evaluar y ordena los elementos adicionales que permiten a la banca adoptar procesos de evaluación de riesgos y normas prudenciales. Los reglamentos de la Ley 183-02 definen con precisión los elementos que definen las operaciones de crédito de la banca comercial.

V.1 Reglamentos Relevantes al Sector de Energías Renovables

Algunos de los factores más importantes relacionados con la expansión del financiamiento a las energías renovables se derivan de las normativas establecidas en los reglamentos de la Ley 183-02 con relación a la valuación de activos, gestión de riesgos, concentración de crédito y microcrédito.

V.1.1 Reglamento de Evaluación de Activos

El Reglamento de Evaluación de Activos (REA) promulgado en el 2017 definió la metodología actual para evaluar activos en



riesgo en las operaciones de crédito. El REA 2017 establece seis (6) categorías de crédito para las cuales se definen las reservas de cartera requeridas, ver cuadro V.1. La clasificación más alta

es la categoría A y la menor es la categoría E. Los requisitos de reservas de cartera son 1% (A) y 100% (E) respectivamente.

Cuadro V.1 Categorías de Deudores del Sistema Bancario

CATEGORIA	% DE PROVISIÓN	PRESENTACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS	PÉRDIDAS / PATRIMONIO	SERVICIO DE DEUDA / FLUJO EFECTIVO NETO	RECORD DE PAGOS (DIAS)
A	1 %		0 %	<1 - Últimos dos años	< 30
B	3 %		0 %	<1 - Últimos dos años	>31 - 60<
C	20 %	6 meses	10 %	>1 - Últimos dos años	>61 - 90<
D1	40 %	18 meses	50 %	>1 - Últimos dos años	>181 - 270<
D2	60 %	18 meses	50 %	>1 - Últimos dos años	>181 - 270<
E	100 %	24 meses	>50%	Liquidación	>270

Fuente: Banco Central. Reglamento de Evaluación de Activos (REA) 2017

Los deudores en todas las categorías deben presentar estados financieros anuales auditados. Aquellos que no presenten sus estados auditados con esta frecuencia son clasificados por debajo de C: un deudor que no haya presentado sus estados financieros auditados en los últimos seis meses es clasificado en la categoría C; el cliente se clasifica como D1 si pasa 12 meses sin presentar estados auditados; D2 si el cliente pasa de 18 meses y E si pasa de 24 meses.

Los criterios principales para la evaluación de riesgo en créditos se enfocan en la capacidad de pago del acreedor. Las razones financieras tradicionales (liquidez, apalancamiento, eficiencia y rentabilidad) son estimadas a partir de los estados financieros auditados. El reglamento establece que la categoría A debe tener relaciones financieras por encima de los promedios de la industria relevante, a pesar de que los datos agregados sobre industrias en el país son escasos.

Las garantías y sus efectos en la clasificación de los préstamos es otro aspecto relevante del REA 2017 para el financiamiento de las energías renovables. Las garantías tomadas en el contrato de préstamo permiten reducir los porcentajes de reservas de carteras correspondientes a las diferentes categorías de deudores. Las garantías son consideradas “como un elemento secundario” y se valoran para determinar o ajustar el monto de las provisiones de cartera. En el reglamento se establece el porcentaje del valor de la garantía aceptado para cobertura.

La inclusión en el REA 2017 de equipos utilizados para la generación de energía con fuentes renovables como garantías aceptables es un elemento posterior al 2017. El reglamento fue revisado para establecer que se aceptan, para coberturas de crédito, los equipos incluidos en el cuadro V.2 por hasta el 80% de sus valores.

Cuadro V.2 Categorías de Deudores del Sistema Bancario

SOLAR	EÓLICA	BIOENERGÍA	HIDRÁULICA
<ul style="list-style-type: none"> • Paneles fotovoltaicos • Paneles parabólicos o planos para concentración de energía solar • Equipos conexos de conversión de corriente directa a corrientes alternas de paneles solares • Calentadores solares para agua y/o aceite térmico • Equipos de almacenamiento de energía eléctrica • Equipos de almacenamiento de energía térmica 	<ul style="list-style-type: none"> • Molinos de viento • Autogeneradores y equipos conexos para su instalación y otros similares. 	<ul style="list-style-type: none"> • Gasificadores de biomasa • Calderas de biomasa • Briquetadoras de biomasa. • Biodigestores • Motores de combustión interna para biogás y gas de síntesis • Calentadores para uso agro e industrial que usen biomasa • Equipos de generación eléctrica de ciclo orgánico • Motores de pistones a presión de vapor 	<ul style="list-style-type: none"> • Turbinas hidráulicas, sumergibles o no, para corrientes marinas o de agua fresca • Flotadores oscilantes para generación de energía eléctrica con olas marinas

Este cambio en el REA 2017 permite un mayor financiamiento a proyectos de energías renovables y de eficiencia energética. Sin embargo, para extender su uso se requiere de un mercado secundario líquido para los equipos que puedan ser ejecutados en caso de incumplimiento de pago en un proyecto.

El REA 2017 introduce una mención a la posibilidad de evaluar proyectos de inversión como deudores sin estados financieros auditados, lo que puede ser muy útil para financiar proyectos

nuevos o “greenfield”. El REA establece que “para el análisis de capacidad de pago de los deudores que no posean un historial financiero, por tratarse de empresas de nueva creación, de proyectos de inversión o de empresas de propósitos especiales creadas para desarrollar un determinado proyecto, la entidad financiera debe realizar el análisis de sensibilidad sobre la base de proyecciones financieras actualizadas y debidamente justificadas, tomando en consideración la estructura de capital, calidad gerencial, patrocinadores del proyecto y capacidad de pago”.

V.1.2 Reglamentos de Concentración de Riesgo

La Ley Monetaria y Financiera establece que el límite de crédito para un solo deudor es de 20% del capital técnico del banco; este límite requiere la adjudicación de garantías reales. Para proyectos energéticos que requieran sumas elevadas de financiamiento, esta restricción implica la conformación de un pool de bancos lo que eleva los gastos de transacción.

El límite de crédito para un solo deudor se establece en 40% del capital del banco siempre que los flujos de efectivo se originen en fideicomisos públicos consignados en el presupuesto de la nación. Esta disposición abre la posibilidad de que flujos relacionados con operaciones que involucren ventas de energía a las empresas eléctricas estatales, o a cualquier otra institución pública, puedan asociarse al financiamiento de proyectos de energía a través de un fideicomiso al cual les serían asignadas las facturas de estas ventas.

V.1.3 Reglamentos de Microcrédito

Las regulaciones que conforman el Reglamento de Microcrédito ponen énfasis en minimizar riesgos, asegurar que los intermediarios tengan procesos que permitan evaluar con precisión los riesgos, y exigir que los bancos posean una estructura administrativa especializada en la administración del microcrédito.

El primer aspecto “micro” en este tipo de financiamiento es el monto máximo que se puede otorgar a un cliente. Este monto es de 50 salarios mínimo; el salario mínimo actual es US\$286 por lo que el monto máximo equivale a US\$14,303. Éste es el tope máximo consolidado. En otras palabras, si el potencial deudor micro posee otras deudas con otros intermediarios, la suma de estas no puede sobrepasar el tope antes indicado.

Las categorías de riesgo consideradas en este Reglamento de Microcrédito son las mismas del REA 2017. El microcrédito impone un mayor esfuerzo administrativo y, por ende, mayores costos para los intermediarios. Aun con tasas más elevadas de microcrédito, los costos de asistencia financiera y seguimiento administrativo pueden reducir los márgenes de forma significativa.

V.2 Ley sobre Mercado de Valores y Fideicomiso

La Ley de Mercado de Valores (Ley 19-00) tiene por objeto promover y regular el mercado de valores procurando establecer un marco organizado, eficiente y transparente para la oferta y demanda de valores representativos de capital, crédito, deuda y productos.

Esta ley establece como requisito que los emisores presenten tres períodos fiscales de operación consecutivos con estados financieros anuales auditados. Este requisito elimina la posibilidad de una oferta pública inicial de acciones o deuda para financiar un proyecto nuevo, sea de energía convencional o renovable.

Las posibilidades de colocaciones privadas son limitadas. La Superintendencia de Valores puede decidir cuales colocaciones son privadas y cuales son públicas. Recientemente, esta Superintendencia presentó un proyecto con el cual busca establecer como oferta pública todo ofrecimiento de valores, realizado al público en general o a sectores o grupos específicos de éste, que supere los RD\$50 millones o US\$936,000.

VI. Diagnóstico de los Mecanismos de Financiamiento para las Energías Renovables



El financiamiento es una de las barreras más importantes a enfrentar en la implementación de un proyecto de energía no convencional en un país en desarrollo. Los proyectos de energías renovables requieren normalmente una gran cantidad de capital y un largo plazo de tiempo para amortizar la inversión. Ambos factores aumentan la percepción de riesgo de un proyecto en los países en desarrollo.

En el caso de la República Dominicana, como ha sido señalado, el gobierno nacional decidió promover el desarrollo de las energías renovables a través de un modelo basado en la inversión privada y no en la inversión pública. El gobierno nacional se limitó a crear un marco jurídico claro y transparente para proteger los derechos de todos los agentes. Además, estableció incentivos fiscales y económicos para motivar la participación tanto de promotores de proyectos como de los agentes financieros en el mercado.

VI.1 Mecanismos de Financiamiento

Los marcos jurídicos que rigen los sectores financiero y eléctrico, las medidas tomadas por las instituciones reguladoras y las políticas públicas del estado nacional son los elementos estructurantes que delimitan el espacio en el cual actúan los agentes financieros. Éstos crean mecanismos de financiamiento para la inversión privada cuando pueden cumplir simultáneamente con sus obligaciones regulatorias y con sus expectativas de retorno financiero.

A partir de las opiniones recabadas en reuniones sostenidas con agentes financieros y empresas instaladoras se puede concluir que en el mercado dominicano los agentes financieros han



utilizado un número limitado de mecanismos para atender la demanda de fondos para proyectos, ver cuadro VI.1. Los mecanismos identificados son los siguientes:

1. **Financiamiento Tradicional**

Los bancos comerciales usan sus instrumentos crediticios tradicionales (préstamos al consumo, comerciales y con garantías hipotecarias) para financiar proyectos a escala residencial o comercial. Aceptan los equipos como garantía para los préstamos, pero generalmente piden otras garantías personales o comerciales. Además, alegan que los equipos no son garantías suficientemente fiables pues no hay un mercado secundario líquido y transparente en el cual monetizar los equipos incautados.

2. **Financiamiento de Fondos de Inversión**

Tres fondos privados de inversión participan en el mercado financiando proyectos a escala comercial. Estos fondos ofrecen préstamos en condiciones similares a los bancos, pero tienen mayor flexibilidad para seleccionar clientes y estructurar financiamiento debido a que no están regulados por las instituciones de supervisión financiera del país. Estos fondos hacen transacciones privadas y pueden aceptar clientes que los bancos rechazan o financian a altas tasas debido a su baja clasificación crediticia.

Los fondos de inversión entienden que la generación eléctrica no es la actividad principal de los clientes y están dispuestos a adaptarse a esa realidad ofreciéndoles el financiamiento, pero a una tasa mayor. Estos fondos ofrecen, entre

otras, las siguientes condiciones: mayor proporción posible de financiamiento (hasta 100%); aceptar los equipos como garantía única y no exigir garantías adicionales a la empresa y/o sus principales accionistas; estructurar el financiamiento con pagos variables que dependan de la energía generada en el período y servicios de operación y mantenimiento de los sistemas de generación instalados.

3. **Financiamiento Privado de Empresas Instaladoras**

Dos empresas instaladoras ofrecen financiamiento con fondos propios para proyectos comerciales. Estos financiamientos se ofrecen en condiciones variables en función de la calidad crediticia del cliente, son limitados y dependen de la disponibilidad de fondos de los propietarios de las empresas instaladoras. Estas empresas han ofrecido condiciones más favorables que las de la banca local tanto en tasas como en plazos (hasta 10 de años) con garantía de los equipos y sin requerir pago inicial para la inversión.

4. **Préstamos Corporativos**

Los bancos locales proveen préstamos corporativos a usuarios no regulados o a empresas de generación que desarrollan proyectos a escala planta para el autoconsumo o para vender al SENI. En el segundo caso, no se necesitan contratos de venta de energía (PPAs) con la CDEEE porque estas empresas pueden vender la producción bajo contratos existentes con las empresas distribuidoras o con usuarios no regulados.

5. **Project Finance Tradicional**

El mecanismo de project finance tradicional es utilizado para financiar proyectos a escala planta. Los agentes financieros que participan en este mecanismo son los grandes bancos múltiples locales, bancos internacionales e instituciones multilaterales como el Banco Europeo de Inversiones (BEI), el International Finance Corporation (IFC) o el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Este mecanismo solo es viable para proyectos que tengan contrato de ventas de energía (PPAs) con la CDEEE o con usuarios no regulados de buena calificación crediticia.

6. **Project Finance con Fondos de Terceros**

Este mecanismo opera igual que el project finance tradicional solo que las instituciones financieras que lo estructuran sirven como conductos para acceder fondos especializados, a mejores condiciones, que ofrecen gobiernos o instituciones multilaterales como el BEI o el IFC para el desarrollo de energías renovables.

Hasta ahora, los proyectos de energías renovables a escala planta en el país han sido financiados con préstamos corporativos o bajo la estructura de project finance, ver cuadro VI.2. Ningún proyecto ha sido financiado a través de la colocación pública de instrumentos financieros (deuda o acciones).

La cobertura del riesgo de mercado es fundamental para lograr financiar un proyecto a escala planta en el país. Los agentes financieros, locales e internacionales, comerciales o de desarrollo, rehusan considerar proyectos para el mercado spot. Algunos bancos locales expresaron que podrían considerar proyectos con un máximo de 40% de energía al mercado spot, pero que el resto de la energía debe de ser contratada con las empresas distribuidoras o con clientes con buena clasificación crediticia y bajo PPAs a largo plazo.

Cuadro VI.1 Mecanismos Financieros en el Mercado Dominicano para Proyectos de energías renovables

MECANISMO	FUENTE	TIPOS DE PROYECTO		
		RESIDENCIAL	COMERCIAL	PLANTA
<ul style="list-style-type: none"> • Préstamo al Consumo • Préstamo Comercial • Préstamo con Garantía Hipotecaria 	Bancos Comerciales	<ul style="list-style-type: none"> • Solo préstamos al consumo o hipotecario • Tasas entre 15- 25% • Plazos de 5-6 años. • Se exige segunda garantía 	<ul style="list-style-type: none"> • Clientes pueden acceder a tres tipos de financiamiento • Tasas de 14-15% • Plazos de 4-7 años • Se exige segunda garantía 	N.A.
<ul style="list-style-type: none"> • Fondo Fideicomiso 	Bancos Comerciales	N.A.	<ul style="list-style-type: none"> • Un banco ha estructurado un fideicomiso de un proyecto para una instaladora 	N.A.
<ul style="list-style-type: none"> • Financiamiento Privado 	Fondos de Inversión	N.A.	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones similares a la banca comercial • Fondos pueden financiar con más facilidad al no tener que cumplir con regulaciones financieras 	N.A.
<ul style="list-style-type: none"> • Financiamiento Propio 	Empresas Instaladoras	N.A.	<ul style="list-style-type: none"> • Las instaladoras usan fondos propios para financiar a sus clientes • Condiciones ofrecidas ha dependido de la calidad del cliente 	N.A.
<ul style="list-style-type: none"> • Préstamo Corporativo • Project Finance Tradicional • Project Finance con fondos especiales de terceros 	<ul style="list-style-type: none"> • Bancos Múltiples • Multilaterales (IFC, BID, etc.) • Bancos de Desarrollo (BEI, FMO, etc) 	N.A.	N.A.	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere PPAs de CDEEE o de usuarios no regulados • Financiamiento por 10 años

Cuadro VI.1 Mecanismos Financieros en el Mercado Dominicano para Proyectos de energías renovables

PROYECTO	COMPAÑIA	CAPACIDAD (MW)	INVERSIÓN (US\$MM)	TIPO DE FINANCIAMIENTO	BANCOS PARTICIPANTES
EÓLICO					
Agua Clara	I.C. Power	50,0	110,0	Corporativo	Citibank
Guanillo	Parques Eolicos del Caribe S.A.	50,0	125,0	Project Finance	FMO / Proparco / IFC / KfW
Larimar I	EGE Haina	50,0	100,0		n.a.
Larimar II	EGE Haina	48,3	100,0		n.a.
Los Guzmancitos	Poseidón Energía Renovable S.A.	48,3	100,0		Otros / Popular
Los Cocos I	EGE Haina	25,2	76,4	Corporativo	Otros / Popular
Los Cocos II	EGE Haina	52,0	100,0	Corporativo	Otros / Popular
Matafongo	Grupo Eólico Dominicano	34,0	71,0	Project Finance	Popular / Progreso
Quilvio Cabrera	CEPM	8,3	23,6	Corporativo	Otros / Popular
TOTAL		366,1	806,0		
SOLAR					
Canoa Solar	Emerald Solar Energy	25,0	40,0	Project Finance	Popular / Otros
Monte Plata Solar	Electronic J.R.C.	30,0	56,0	Project Finance	FMO / DEG
Montecristi Solar	Montecristi Solar FV S.A.S.	58,0	87,7	Project Finance	FMO / DEG / BIO Invest
Washington Capital Solar Park	WCG Energy Ltd	60,0	78,0		n.a.
TOTAL		113,0	261,7		
BIOENERGÍA					
San Pedro Bioenergy	Grupo Vicini / EGE-Haina	35,0	90,0	Corporativo	Popular / Otros
TOTAL		35,0	90,0		
TOTAL		514,1	1.157,7		

VI.2 Instrumentos de Financiamiento

El mercado local ha mostrado poca innovación para crear instrumentos o vehículos financieros para respaldar el desarrollo de proyectos de energías renovables. Por ejemplo, aparte de los préstamos tradicionales (consumo o hipotecario) no existen instrumentos o mecanismos financieros específicos para proyectos a escala residencial.

En el caso de proyectos a escala comercial, solo un fondo de inversión privada innovó al financiar préstamos para ser amortizados con pagos variables, definidos en cada período en función de la energía generada y entregada al cliente.

Por otro lado, los proyectos a escala planta en el país son financiados principalmente bajo el mecanismo de Project Finance con contrato de venta de energía a largo plazo con la CDEEE. Es decir, con la garantía implícita del estado dominicano. Los agentes financieros aceptan también usuarios no regulados, pero solo si éstos poseen una buena calificación crediticia.

En general, hasta el momento los proyectos han sido financiados con deuda y con un aporte parcial inicial de los clientes. Se pueden remarcar las siguientes características de cada categoría de financiamiento:

A. Deuda

- Los agentes financieros (bancos comerciales, fondos de inversión y empresas instaladoras) otorgan préstamos para mantenerlos en sus propias carteras. Ninguno de los agentes entrevistados indicó que traspasa, vende o titula los préstamos otorgados.
- Los bancos comerciales aceptan los equipos de un SGR como garantía, pero exigen una segunda garantía.
- Ningún proyecto ha sido financiado con bonos verdes.
- Ningún agente ha emitido títulos de deuda negociables en los mercados financieros.
- Un solo agente creó un fideicomiso como vehículo para financiar un proyecto. El fondo fue creado para la empresa instaladora.
- Ningún agente financiero ha creado un portafolio de proyectos para titular y vender participaciones a inversionistas particulares.
- No se han emitido títulos de mezzanine o deuda subordinada.

B. Capital Accionario (Equity)

- Los bancos comerciales exigen a los clientes, residenciales y comerciales, aportes iniciales al capital de 15-20% del total de la inversión para mejorar la clasificación de la cartera y, por ende, los términos del financiamiento. Algunos fondos de inversión y empresas instaladoras han financiado proyectos en los cuales los clientes no han hecho aportes iniciales de capital.
- En el país no se han emitido títulos de acciones para proyectos de energía convencional o renovable. Hasta ahora, el capital accionario ha provenido de los propios promotores o inversionistas financieros a través de colocaciones privadas.

VII. Barreras Existentes al Acceso y Desarrollo de Sistemas de Energías Renovables



Los agentes privados han impulsado el desarrollo de proyectos de energías renovables dentro de los límites impuestos por los marcos regulatorios de los sectores financiero y eléctrico. Sin embargo, han encontrado barreras en las interpretaciones que los agentes públicos (gobierno central, organismos regulatorios y las empresas eléctricas estatales) hacen de los elementos en los marcos legales que rigen al sector eléctrico y de energías renovables, ver cuadro VII.1. Los agentes privados agrupan las barreras encontradas en tres categorías:

A) Regulatorias

- Los agentes financieros no pueden tomar posesión de los derechos de la concesión definitiva de un proyecto en caso de incumplimiento de pago ya que la Ley 57-07 prohíbe que

las concesiones definitivas puedan ser transferidas, total o parcialmente, sin la previa autorización de entes regulatorios.

B) Financieras

- El leasing operacional / financiero tributa impuestos (Itbis); este gasto adicional encarece el costo del financiamiento de un SGR.
- Calidad de garantía; los bancos comerciales no pueden aceptar los activos de un SGR para el autoconsumo como única garantía y, generalmente, piden una segunda garantía.
- El REA 2017 sugiere que, para el caso de proyectos nuevos de empresas sin historial, el análisis de sensibilidad debe de realizarse sobre la base de proyecciones financieras actualizadas y debidamente justificadas. Sin embargo, no define como



debe de ser clasificado el deudor dentro de las seis categorías de crédito ya establecidas.

- Las instituciones financieras exigen a los proyectos a escala planta contratos de PPA a largo plazo con las distribuidoras o con clientes de buena clasificación crediticia. Los proyectos a escala planta, para vender exclusivamente al mercado spot, no son bancables.
- El alto costo del financiamiento inhibe el desarrollo de proyectos a escala residencial. Los promotores de estos proyectos solo tienen acceso a préstamos para el consumo o con garantía hipotecaria a altas tasas y cortos plazos para amortización.
- Una nueva hipoteca paralela a la existente sobre un bien inmobiliario residencial o comercial podría ser utilizada para

financiar la instalación de un SGR, pero el código financiero no contempla la opción de incorporar una nueva hipoteca sobre un bien inmobiliario con una ya existente.

C) Negociación de PPA con la CDEEE

- La CDEEE debe revisar su mecanismo de negociación para otorgar los PPAs para los proyectos a escala planta que cuentan con las concesiones definitivas en concordancia con la Ley 57-07 que establece que: “Las empresas beneficiarias de una Concesión Definitiva, incluida en el Registro del Régimen Especial, establecerán un contrato de suministro de energía eléctrica a partir de fuentes primarias renovables con la CDEEE, en virtud del cual recibirán de ésta los pagos que les corresponden”.

Cuadro VII.1 Barreras Existentes al Acceso y Desarrollo de Sistemas de Energías Renovables

TIPO DE BARRERA	DESCRIPCIÓN
Regulatorias	<ul style="list-style-type: none"> Las concesiones definitivas no pueden ser transferidas, total o parcialmente, sin la previa autorización de la CNE. Los bancos no pueden tomar posesión de los derechos de la concesión definitiva de un proyecto a escala planta en caso de incumplimiento de pago.
Financieras	<ul style="list-style-type: none"> El leasing operacional / financiero tributa impuestos sobre los intereses devengados, lo que encarece el costo de financiamiento. Calidad de la garantía: los bancos comerciales no aceptan los activos de un SGR para el autoconsumo como la única garantía del financiamiento, generalmente piden una segunda. Los proyectos nuevos (o greenfield) sin historial operativo no pueden ser evaluados como empresas en marcha. El REA 2017 no define como debe de ser clasificado un deudor con un proyecto nuevo en función de las seis categorías de crédito ya establecidas. Las instituciones financieras no ofrecen financiamiento para proyectos a escala planta sin contratos de PPA a largo plazo. Proyectos a escala planta que vendan en el mercado spot no son bancables. El alto costo del financiamiento inhibe el desarrollo de proyectos a escala residencial. Los promotores de estos proyectos solo tienen acceso a préstamos para el consumo o con garantía hipotecaria (bien inmobiliario u otra garantía prendaria). El código financiero no contempla la opción de incorporar una nueva hipoteca sobre un bien inmobiliario con una hipoteca existente.
Contratos Compra de Energía	<ul style="list-style-type: none"> Es difícil y complejo obtener un PPA de la CDEEE para proyectos a escala planta que han recibido las concesiones.



VIII. Oportunidades de Mejora para Facilitar el Acceso al Financiamiento de Proyectos de Energías Renovables

VIII.1 Políticas Públicas: Barreras y Oportunidades

La precaria situación financiera del sector eléctrico estatal constituye una carga onerosa para el país por sus efectos negativos, tanto para las finanzas públicas y la competitividad de la economía como para el bienestar general de la población dominicana. A pesar de los esfuerzos realizados por diferentes gobiernos en las últimas décadas, el sector no llega aún a ofrecer un servicio eléctrico de calidad y a bajos costos.

El estado dominicano, como parte de su estrategia energética, aperturó el sector eléctrico a las energías renovables y los resultados han superado las expectativas. La generación eléctrica con sistemas fotovoltaicos para el autoconsumo ya es competitiva con

la electricidad de origen convencional y su costo en el punto de consumo está por debajo de los precios ofertados por las empresas distribuidoras estatales. Éstas, han pasado a una actitud defensiva y perciben a los SGRs como una amenaza que se debe limitar alegando que pierden los mejores clientes y, por ende, fuentes estables de ingresos. Un mayor deterioro de las finanzas de las empresas distribuidoras anula los esfuerzos del gobierno nacional de disminuir los subsidios presupuestales al sector eléctrico.

El país enfrenta un dilema: profundizar las políticas públicas para facilitar la transición a un nuevo paradigma de producción y consumo de energía en el país a través de la adopción de fuentes renovables de energía y de nuevas prácticas que aumenten la eficiencia energética; o minimizar, en el corto plazo, el posible

impacto negativo a las distribuidoras y las finanzas públicas causado por la adopción de los SGRs.

A) Reforma de las Leyes 125-01 y 57-07 y sus Reglamentos

Las leyes que rigen el sector eléctrico (Ley 125-01) y el subsector de energías renovables (Ley 57-07) han sido superadas por el desarrollo del mercado y los avances tecnológicos en la industria. El ámbito de competencia en el sector eléctrico ha cambiado y los marcos jurídicos actuales no reflejan las nuevas realidades. Las leyes que rigen al sector contienen barreras que impiden el desarrollo pleno de proyectos de energías renovables. Entre las más importantes, se pueden identificar las siguientes:

- **Transferencia de Concesiones Definitivas**
La Ley 57-07 establece que las concesiones definitivas no podrán ser transferidas, total o parcialmente, sin la previa autorización de los entes regulatorios y con la debida justificación de capacidad técnica y económica del adquirente, total o parcial, de la concesión definitiva. Este reglamento impide que los proveedores de financiamiento puedan ejecutar las garantías en caso de incumplimiento de pago por parte de los promotores de un proyecto.
- **CDEEE y Otorgamiento de contratos de PPA**
La obtención de PPAs de la CDEEE para proyectos a escala planta que han recibido concesiones definitivas es un proceso sumamente difícil y complejo.

VIII.2 Sugerencias de Modificaciones en la Reglamentación del Sector Financiero para Incentivar Proyectos de Energías Renovables

El análisis del código jurídico del sector financiero, la información recabada con gerentes del sector bancario y la naturaleza de las barreras identificadas revelan varios aspectos que podrían ser modificados en los reglamentos vigentes para aumentar la oferta de crédito para proyectos de energías renovables con mejores condiciones y términos. Las modificaciones propuestas son:

1) Perfeccionamiento de las garantías hipotecarias para proyectos a escala planta.

La interpretación que realizan las autoridades regulatorias del sector eléctrico sobre la posibilidad de ejecutar activos de un

proyecto en caso de incumplimiento de pago del préstamo previene el perfeccionamiento de las garantías del financiamiento. Si las garantías hipotecarias no pueden ser ejecutadas totalmente, los intermediarios financieros podrían demandar garantías adicionales a los promotores elevando el costo final de financiamiento.

Los agentes regulatorios del sector eléctrico alegan que las leyes vigentes establecen que las concesiones son activos pertenecientes al estado, esenciales para la seguridad nacional, y que los derechos sobre la concesión definitiva no pueden ser transferidos a un tercero sin la expresa autorización de los organismos regulatorios.

A falta de un cambio en el reglamento una posible solución a este problema podría ser permitir que, en el caso de que la situación de riesgo por incumplimiento de pago tenga origen en faltas de capacidad técnica y financiera del operador, los acreedores tengan el derecho a seleccionar un operador calificado. Éste, deberá presentar un plan de negocios para mejorar la rentabilidad del activo. Esta condición puede incluirse en el contrato de préstamo y las autoridades del sector eléctrico serían informadas del cambio de operador, en el caso de que se realizara.

2) Reglamentos en relación a la evaluación de riesgo para ajustes del patrimonio técnico de los intermediarios

Los reglamentos del código jurídico para el sector financiero relacionados con la evaluación de riesgo para ajustes del patrimonio técnico de los intermediarios no contemplan hacer subsecuentes ajustes de riesgos de cartera cuando ocurren cambios en los valores en riesgo.

Los proyectos de energía renovable a escala planta son inversiones de largo plazo y el volumen de riesgo asociado con la cobrabilidad de intereses puede ser alto, aun si el proyecto recibe créditos a tasas preferenciales. Las fluctuaciones de las tasas de interés se estiman en un intervalo de confianza del 99%, pero solo se suma la parte positiva de las fluctuaciones (promedio más 2.33 veces la desviación estándar). Esto lo convierte en un intervalo de 49.5% de nivel de confianza. El porcentaje del valor en riesgo se estima multiplicando la duración de los activos o pasivos que implican ingresos y pagos de intereses por la variación típica de las tasas de interés.

En el caso de movimientos con tendencias crecientes en tasas de interés, esta forma de cálculo del intervalo introduce sesgo

al alza del valor en riesgo. Esto puede implicar ajustes patrimoniales en instituciones con préstamos de cifras elevadas a largo plazo, tales como los proyectos de energías renovables a escala planta. Por simple consistencia estadística, los cálculos del intervalo deben ser media +/- 2.33 (desviación estándar).

Además, los niveles de riesgo por incumplimiento de pago tienden a reducirse con la amortización del principal; por ende, los requisitos de constitución de reservas para los intermediarios deben ajustarse concomitantemente. En el caso de que la reducción de la exposición de riesgo de pago del deudor disminuya, y se mejore su clasificación de riesgo, el proceso de reclasificación debe ser expedito y no durar más de noventa (90) días.

3) Reglamentos sobre los parámetros para clasificar proyectos nuevos de inversión.

El Reglamento de Evaluación de Activos (REA) del 2017 refleja confusión metodológica en relación a la evaluación de riesgo de proyectos nuevos (o greenfield) patrocinados por empresas sin historia operacional.

El REA 2017 define claramente la metodología para la evaluación de activos en riesgo en operaciones de crédito para empresas con historial operativo: los créditos se categorizan en función de los valores históricos de varios parámetros financieros y del historial de pago del acreedor.

En cambio, el REA 2017 no es preciso y categórico en relación a créditos para proyectos nuevos de empresas sin historial operativo. El REA establece que para analizar la capacidad de pago de los deudores que no posean un historial financiero, la entidad financiera debe realizar el análisis de sensibilidad sobre la base de proyecciones financieras actualizadas y debidamente justificadas, tomando en consideración la estructura de capital, calidad gerencial, y capacidad de pago de los patrocinadores del proyecto.

El código financiero no señala cuales son los parámetros específicos a usar para definir el riesgo del crédito, ni establece los rangos de valores para clasificar los créditos en categorías, pero podrían usarse parámetros relacionados con las razones financieras de liquidez, rentabilidad y eficiencia operativa a estimar a partir de las proyecciones financieras de la inversión propuesta. Estas proyecciones deberán incluir los estados de ingresos y gastos, el estado de situación y la valuación de flujo de efectivo, así como también índices de cobertura de deuda.

4) Nuevo reglamento para la creación de hipotecas paralelas sobre bienes inmobiliarios con hipotecas vigentes.

Los promotores de proyectos de SGR a escala residencial actualmente solo tienen acceso a financiamiento bancario en forma de préstamos al consumo a altas tasas y con cortos plazos de amortización. En cambio, las hipotecas sobre viviendas y edificaciones comerciales reciben tasas bajas y largos períodos de amortización.

Un nuevo reglamento en el código financiero podría permitir que los propietarios de edificaciones con hipotecas vigentes puedan añadir una segunda hipoteca bajo las mismas condiciones financieras de la original, o en las condiciones vigentes para financiamiento de hipotecas para viviendas, siempre que los fondos de esta segunda sean utilizados para financiar proyectos de generación en base a fuentes renovables.



IX. Propuesta de Estrategias para Facilitar el Financiamiento de Energías Renovables en República Dominicana

IX.1 Propuesta de tres Mecanismos Innovadores de Financiamiento

La innovación financiera procura optimizar la asignación del ahorro y el crédito creando nuevos instrumentos y/o mecanismos. El mercado financiero incorpora rápidamente cambios tecnológicos y nuevas formas de distribuir riesgos para abaratar el costo de financiamiento.

Los nuevos mecanismos de financiamiento propuestos en este informe crearán valor económico ya que logran uno, o varios, de los siguientes objetivos:

- Mejorar los términos del financiamiento. Es decir, disminuir el costo de capital y alargar los períodos de amortización.

- Asignar, o distribuir, los riesgos a las partes que mejor puedan administrarlos o que estén dispuestos a aceptarlos a cambio de un pago compensatorio.
- Proveer de liquidez a los inversionistas que adquieran títulos respaldados con los flujos de caja esperados de los proyectos.
- Proponer modelos que puedan ser compatibles con los marcos regulatorios vigentes para que sean fácilmente adoptados por los promotores de proyectos y los agentes financieros.

1. Hipoteca Verde: Financiamiento de Sistemas de Generación a través de Préstamos Hipotecarios a Viviendas.

Los sistemas de generación solar a escala residencial actualmente son financiados con préstamos de consumo o con préstamos



garantizados por una hipoteca sobre un bien tangible. Los términos de estos financiamientos son normalmente a tasas de 15-29% y plazos de 5-6 años.

Es posible financiar a mejores condiciones un SGR (eléctrica, térmica o de refrigeración) en viviendas o edificios comerciales si los mismos son considerados como parte del propio bien inmobiliario y pasan a ser incluidos dentro del monto total a financiar con préstamos hipotecarios. El financiamiento adicional sería bajo las mismas condiciones de tasas y plazos que recibe el bien inmobiliario, no en las condiciones de un préstamo al consumo. El cuadro IX.1 compara los dos posibles mecanismos de financiamiento de un SGR para una residencia que consuma un promedio de 400 kWh al mes.

Cuadro IX.1 Préstamo al Consumo vs Préstamo Hipotecario

AMORTIZACIÓN DE FINANCIAMIENTO	CONSUMO	HIPOTECARIO
CAPACIDAD NOMINAL (KW)	3,0	3,0
Horas Efectivas de Irradiación Solar (hrs/a)	1.642,5	1.642,5
PRODUCCION DE ENERGÍA (KWH/A)	4.927,5	4.927,5
Precio de Electricidad (RD\$/kWh)	6,68	6,68
VALOR DE ELECTRICIDAD A CONSUMIR (RD\$/A)	32.903	32.903
COSTO DE SISTEMA (RD\$/KW)	53.000	53.000
VALOR A FINANCIAR (RD\$)	159.000	159.000
Tasa de Interés	25,0 %	12,0 %
Periodo de Amortización (años)	5	10
AMORTIZACIÓN ANUAL (RD\$)	59.124	28.140
BALANCE ANUAL DEL CLIENTE (RD\$)	-26.220	4.763

En España, este instrumento financiero es llamado hipoteca verde y sirve para financiar un sistema de energía renovable. Esta inversión genera un ahorro para el propietario que le permite hacer frente a sus facturas en mejores condiciones financieras, lo que a su vez mejora su calidad crediticia. Los bancos también ganan ya que el SGR merma el riesgo de impago por parte de los propietarios e incrementa el valor del inmueble ya que las tasas se establecen en función del riesgo de no pagar y en las hipotecas verdes hay menos riesgo.

En nuestro país es perfectamente factible crear este nuevo producto financiero. El proceso de incorporación de este producto al mercado inicia cuando el departamento de Regulación del Banco Central hace la evaluación legal sobre el producto e identifica los reglamentos del REA que deben adecuarse. Luego, procede a hacer sus recomendaciones a la Junta Monetaria y ésta puede autorizar, por medio de una resolución, a los agentes financieros a ofrecer este producto para clientes que procuran nuevas hipotecas o que quieran añadir una segunda hipoteca al inmueble con una hipoteca vigente.

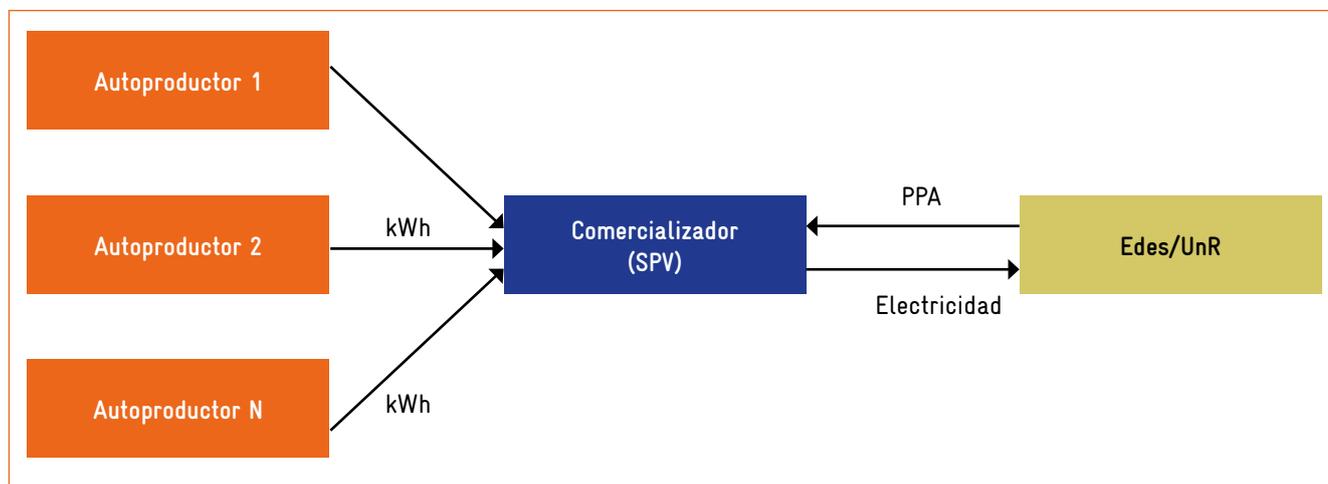
2. Financiamiento de proyectos en base a los Excedentes de Generación de Energía.

Los proyectos de generación a escala comercial pueden ser aprovechados al máximo si a los autoprodutores se les permite inyectar a la red más del 50% de la generación y si reciben incentivos, a través de los precios de la compra de energía, para maximizar el excedente de generación.

El Reglamento de la ley 57-07 define como Autoprodutores de Energía Renovable a los titulares de instalaciones con potencia instalada inferior a los 1,5 MW y cuya producción energética se destina para el consumo propio por lo menos en un 50%. El 50% restante podrá ser vendido al SENI a precios que serán establecidos en el mismo Reglamento.

La venta del excedente se puede hacer a través de un comercializador, o un vehículo con propósito especial (o SPV en inglés), que puede ayudar a mejorar las condiciones de financiamiento de las inversiones, ver el esquema mostrado en la gráfica IX.1.

Gráfica IX.1 Comercialización de Excedentes de Generación



Una ventaja de este mecanismo de financiamiento es que incorpora en el sector eléctrico la figura del consumidor-productor, elemento central de la generación distribuida y del nuevo modelo de distribución eléctrica. Las ventajas para los diferentes agentes participantes serían las siguientes:

■ **Autoproductores**

Estos agentes podrán maximizar las capacidades de generación a instalar. El costo del financiamiento de los proyectos disminuirá pues tendrán un contrato de venta de energía (PPA) a largo plazo con las empresas distribuidoras.

■ **Comercializador**

Este agente puede ser una empresa-vehículo, con propósito especial o único, propiedad de los autoprodutores, de una

empresa instaladora o de la misma empresa distribuidora. El comercializador podría también ofrecer servicios de operación y mantenimiento para asegurar la producción contratada con las distribuidoras.

■ **Empresas Distribuidoras**

Las Edes comprarán electricidad de una planta de generación solar virtual a precios más bajos que el promedio que pagan actualmente por energía convencional o renovable. Las Edes también se ahorrarán los gastos de peaje de transmisión y las pérdidas técnicas. El cuadro IX.2 compara los márgenes operacionales brutos de las Edes cuando compra al SENI o un autoprodutor que vende un excedente de generación.

Cuadro IX.2 Margen Operacional Edes – Compra al SENI vs. Autoprodutor

MARGEN OPERACIONAL		SENI	AUTOPRODUCTOR
ENERGÍA COMPRADA	kWh	1.000	1.000
Pérdida Técnica de Energía	kWh	100	
Precio Promedio de Venta	US\$/kWh	0,161	0,161
Precio de Compra en Barra Generador	US\$/kWh	0,133	0,110
MARGEN BRUTO EN BARRA GENERADOR	US\$/kWh	0,027	0,051
Pérdida Técnica / Energía Comprada	US\$/kWh	0,013	
Peaje de Transmisión	US\$/kWh	0,006	
MARGEN BRUTO EN RED DISTRIBUCIÓN	US\$/kWh	0,008	0,051
MARGEN BRUTO EN RED DISTRIBUCIÓN	US\$	8,0	50,7
MARGEN BRUTO		0,027	0,051
Valor Pérdida sobre Energía Comprada		0,013	0,000
MARGEN BRUTO OPERACIONAL		0,014	0,051
Pérdida Operacional Bruta		0,14	0,51

En nuestro país se requieren pocos cambios en los reglamentos de la Ley 57-07 para que este mecanismo sea posible dentro del actual marco jurídico del sector. Estos cambios son:

- 1) Establecer en el reglamento de la ley que un autoprodutor podrá instalar hasta 5 MW de potencia sin importar la naturaleza de la fuente renovable. El reglamento ya establece que la potencia máxima para las mini-hidroeléctricas no puede superar los 5 MW.
- 2) Derogar la obligación de que el autoprodutor dedique al menos 50% de la energía generada para su propio consumo. El autoprodutor podrá alimentar toda la potencia al SENI si lo considera conveniente.
- 3) La Superintendencia autorizará, por resolución, que un tercero pueda agregar y vender los diversos flujos de energía distribuida bajo una sola figura jurídica.

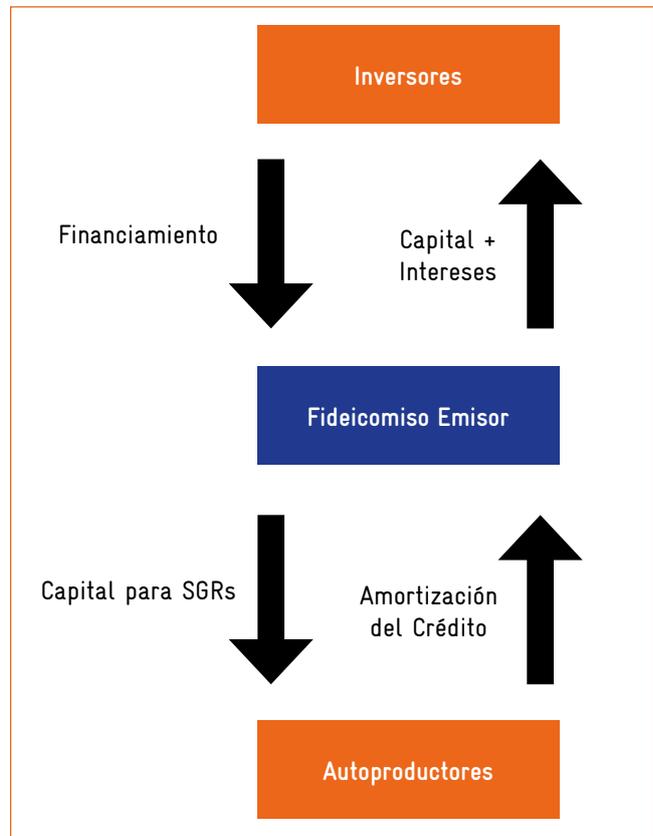
3. Financiamiento de un Portafolio de Proyectos a través de un Fideicomiso

El fideicomiso es un instrumento financiero-legal que puede ser usado para estructurar el financiamiento de proyectos de energías renovables que involucren un conjunto de consumidores y/o productores asociados con un propósito especial o como miembros de una cooperativa.

La Ley 189-11 para el Desarrollo del Mercado Hipotecario y el Fideicomiso define el fideicomiso como “el acto mediante el cual una o varias personas, llamadas fideicomitentes, *transferen derechos de propiedad u otros derechos reales o personales, a una o varias personas jurídicas, llamadas fiduciarios, para la constitución de un patrimonio separado, llamado patrimonio fideicomitado*, cuya administración o ejercicio de la fiducia será realizada por el o los fiduciarios según las instrucciones del o de los fideicomitentes, en favor de una o varias personas, llamadas fideicomisarios o beneficiarios, con la obligación de restituirlos a la extinción de dicho acto, a la persona designada en el mismo o de conformidad con la ley”.

Un acreedor puede transferir a un fideicomiso sus derechos sobre el flujo de efectivo a generar con los créditos otorgados para desarrollar cualquier proyecto. El fideicomiso, a su vez, emite títulos respaldados por estos derechos para venderlos a inversionistas, ver la gráfica IX.2.

Gráfica IX.2 Fideicomiso – Titularización de Obligaciones Crediticias para Colocación Pública o Privada



La principal utilidad del fondo fideicomiso como mecanismo de financiamiento es la desintermediación de los bancos comerciales y otras instituciones financieras tradicionales. Los clientes pueden obtener mejores condiciones de financiamiento de las que obtendrían individualmente si acuden a los bancos, y los inversionistas obtendrían retornos mayores a los que ganarían individualmente con los vehículos de inversión tradicionales. Además, bajo esta estructura, los pagos de intereses y/o dividendos están exentos de impuestos.

En nuestro país, numerosos intermediarios financieros han creado fondos fideicomisos privados para el desarrollo de proyectos inmobiliarios. También, la Bolsa de Valores ya incluye varias emisiones de fideicomiso de oferta pública. Estos fondos fideicomisos canalizan a inversionistas los flujos de efectivo originados en obligaciones crediticias de bienes inmobiliarios.

4. Fideicomiso de Proyectos Nuevos: Certificados de Capital de Desarrollo

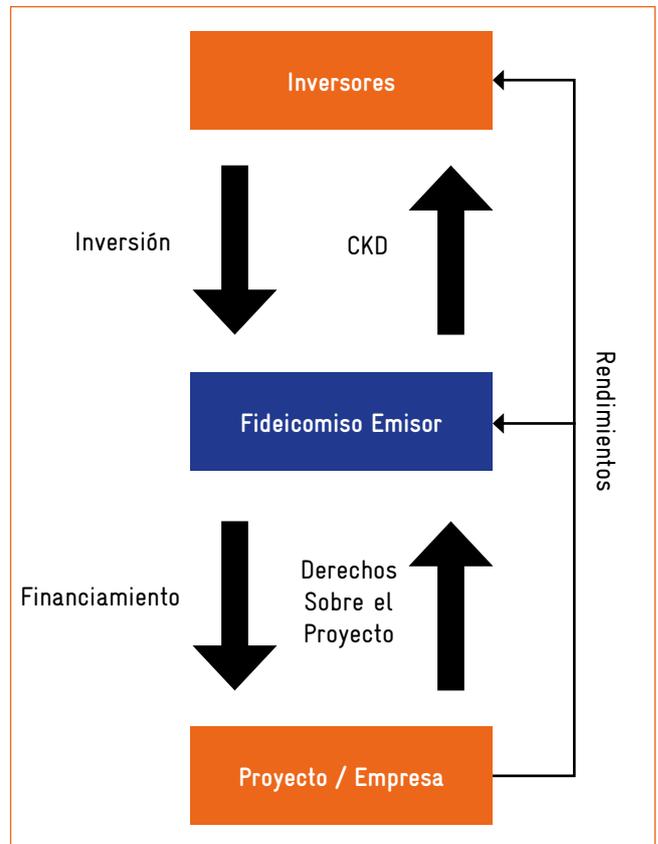
Un proyecto nuevo o “greenfield” de una empresa sin historia operacional solo puede ser financiado en nuestro país bajo la estructura de Project Finance a través de una institución bancaria. Proyectos que no cumplen con el perfil de riesgo exigido por bancos pueden, sin embargo, ser financiados a través de la colocación de títulos en los mercados de capitales privados o públicos. Esto es perfectamente factible y así lo demuestra la experiencia de México.

La Bolsa Mexicana de Valores (BMV) diseñó, en el 2009, un instrumento bursátil orientado al financiamiento de uno o varios proyectos de inversión que no precisa de historial operativo de la empresa promotora: los Certificados de Capital de Desarrollo (CKDs).

Los CKDs son títulos emitidos por fideicomisos y surgieron con la idea de satisfacer una necesidad creciente de capital, fundamentalmente en el sector de infraestructura, así como para darle a las Afores (las AFPs mexicanas) la posibilidad de invertir en proyectos que puedan generar rendimientos de largo plazo.

Los rendimientos de los CKDs se vinculan a activos subyacentes (normalmente acciones) que otorgan derechos sobre los frutos, propiedad y, en su caso, enajenación de dichos activos, pero sin obligación de pago de principal ni intereses, es decir, este instrumento se vincula al éxito del proyecto de infraestructura, y sus rendimientos provienen de los dividendos o venta de las acciones, como activo subyacente fideicomitado, ver esquema en la gráfica IX.3.

Gráfica IX.3 Certificados de Capital de Desarrollo



Los certificados no tienen especificada una tasa de interés o rendimiento garantizado y solo otorgan derechos sobre los rendimientos que pueda generar el activo subyacente, así como a los ingresos que puedan generarse por la disposición de dichos activos. En consecuencia, estos rendimientos son variables, es decir, el riesgo asociado a los CKD es similar al que tienen las acciones.

Existen dos tipos de CKD, aquellos vinculados a inversiones en acciones de una sola empresa o proyecto y aquellos asociados a más de un proyecto o empresa. Los proyectos a financiar pueden estar tanto en etapa de desarrollo, e incluso no haber realizado todavía inversiones (greenfield), como proyectos ya en operación (brownfield). Los CKD están diseñados para financiar proyectos de tamaño mediano y grande que requieren capital a corto plazo y que generan flujos de caja a largo plazo.

En nuestro país, ya se han estructurado numerosos fideicomisos respaldados con obligaciones crediticias. También, ya existe la experiencia de emisión de títulos bursátiles vinculados a un fondo fideicomiso respaldado por acciones de una empresa.

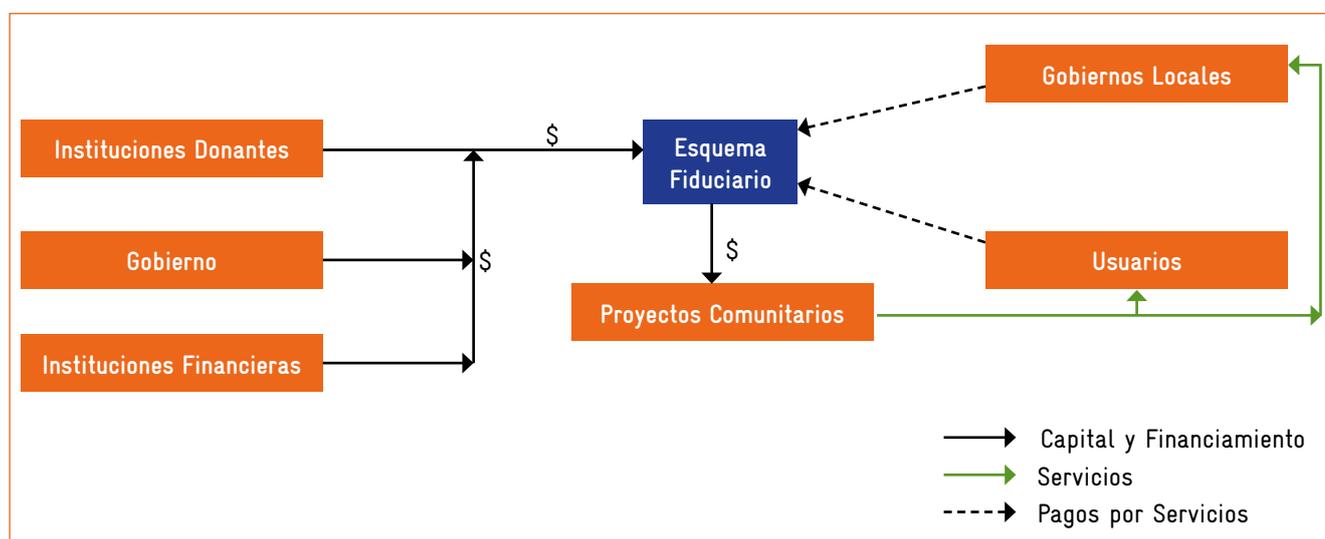
Inversiones Popular, subsidiaria del Grupo Popular, estructuró y colocó en la bolsa el Primer Fideicomiso de Oferta Pública de Valores en Renta Variable por RD\$8,000 MM respaldado con acciones de la Pasteurizadora Rica S.A.

IX.2 Mecanismos para el Acceso a Financiamiento a Instituciones de Interés Social

1. Pool de Fondos Revolvente

El Pool de Fondos Revolvente es un mecanismo financiero que puede utilizarse para agrupar a proveedores de financiamiento concesionales que podría utilizarse para financiar sistemas de energías renovables a pequeños productores agropecuarios, pequeñas empresas o cooperativas sin exigir el retorno total de los fondos otorgados, ver gráfica IX.4.

Gráfica IX.4 Esquema para Financiamiento a Instituciones de Interés Social



Al iniciar, la administración de los fondos puede estar en manos de un intermediario financiero especializado en créditos a pequeños negocios o a grupos de pequeños productores. Una vez alcanzado un volumen crítico de recursos financieros, los activos de los proyectos pueden pasar a la administración de un fideicomiso; al igual que la administración de los fondos. La posesión de los activos financiados en manos de un fideicomiso puede garantizar que disputas legales entre potenciales beneficiarios elimine los beneficios potenciales de los mismos.

Bajo este esquema, los beneficiarios (usuarios del servicio) pagan una cuota para la recuperación parcial de capital. El objetivo es que el fondo pueda ser utilizado en el financiamiento de otros proyectos con características similares.

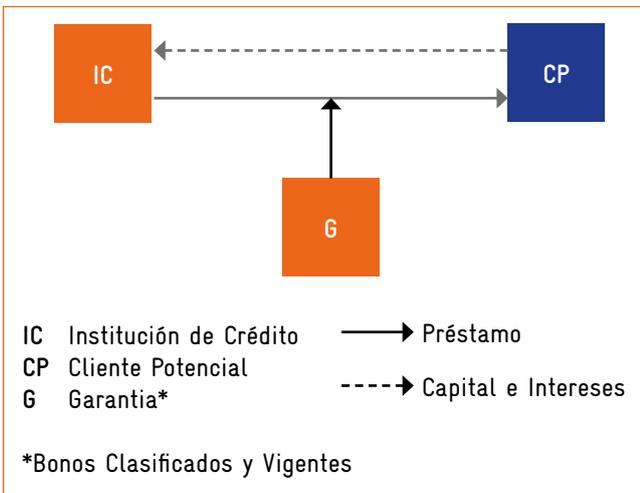
2. Mejoramiento de Clasificación de Crédito con Garantía Parcial de Crédito

Un elemento que se deriva de la clasificación de crédito establecida en el REA 2017 es el cambio en el porcentaje de constitución de garantías de la clasificación A (1%) a la clasificación C (20%). En un préstamo de US\$ 190,000, la diferencia de los requisitos de constitución de reservas es de US\$190M. Esto implica costos adicionales para los intermediarios y tasas más elevadas para los usuarios del servicio de crédito.

Una forma de reducir costos, tanto al acreedor como al deudor, es a través del mejoramiento de la clasificación de crédito con garantía parcial, ver gráfica IX.5. La garantía puede estar

constituida por títulos vigentes del Ministerio de Hacienda o del Banco Central, que se depositan en una cuenta plica (escrow) bajo contrato con un tercer intermediario financiero. La institución prestataria puede ofrecer el servicio de garantía con títulos adquiridos por ella misma. El monto de títulos será el requerido para mejorar la clasificación recibida en base a las garantías originales ofertadas por el cliente.

Gráfica IX.5. Mejoramiento de Clasificación de Crédito con Garantía Parcial



El monto de títulos en reservas puede ir disminuyendo a medida que se amortiza el préstamo y mejoran los índices de liquidez del deudor. En el contrato de garantía se puede establecer que los títulos en cuenta plica son el último renglón en el orden de prelación en caso de impago del préstamo y, se puede incluir también, la opción de pago de balances de capital.

La comisión a pagar por este es servicio se establece por medio de una negociación entre las partes. Los intereses recibidos por los bonos en garantía pertenecen al titular de los mismos y pueden mantenerse como parte de la garantía o retirarse de la cuenta. Ambas partes, acreedor y deudor, acuerdan el plazo de vigencia de la garantía en virtud de que los índices financieros del cliente (capacidad de pago, solvencia y rentabilidad) deben mejorar en un plazo mucho menor que la vigencia del crédito.

La garantía parcial para mejorar la clasificación de crédito del cliente no es una garantía exclusiva para el pago de intereses y principal. La misma permite al intermediario financiero: a) reducir requisitos de constitución de reservas de cartera; b) disminuir los costos asociados a estas reservas; c) aumentar ingresos

por comisiones por transacciones fuera de la hoja de balance. Este mecanismo de garantía no implica cambios en pasivos o activos en los registros del intermediario financiero.

Por su lado, el usuario del servicio puede beneficiarse de las siguientes maneras: a) obteniendo un porcentaje mayor de recursos financieros, a menor tasa de interés; b) obteniendo un plazo adicional para presentar estados financieros auditados dentro de los primeros noventa días de vigencia del préstamo; c) mejorando sus pagos a menos de 60 días y d) reduciendo pérdidas por debajo del 10% del patrimonio (ver cuadro III.1).

Este servicio de garantía parcial puede beneficiar a pequeños y medianos negocios que por factores de ciclo económico o estacional pueden experimentar deterioros en sus indicadores financieros.



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices
Bonn and Eschborn

Friedrich-Ebert-Allee 36 + 40
53113 Bonn, Germany
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Germany
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de