

Productos financieros para la transición energética

Juan Ignacio Peña
Rosa Rodríguez
Silvia Mayoral

Productos financieros para la transición energética

Juan Ignacio Peña
Rosa Rodríguez
Silvia Mayoral

Funcas

PATRONATO

ISIDRO FAINÉ CASAS
JOSÉ MARÍA MÉNDEZ ÁLVAREZ-CEDRÓN
FERNANDO CONLLEDO LANTERO
CARLOS EGEA KRAUEL
MIGUEL ÁNGEL ESCOTET ÁLVAREZ
AMADO FRANCO LAHOZ
MANUEL MENÉNDEZ MENÉNDEZ
PEDRO ANTONIO MERINO GARCÍA
ANTONIO PULIDO GUTIÉRREZ
VICTORIO VALLE SÁNCHEZ
GREGORIO VILLALABEITIA GALARRAGA

DIRECTOR GENERAL

CARLOS OCAÑA PÉREZ DE TUDELA

Impreso en España
Edita: Funcas
Caballero de Gracia, 28, 28013 - Madrid
© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

ISBN: 978-84-17609-41-2
ISBN: 978-84-17609-42-9
Depósito legal: M-9379-2020
Imprime: Cecabank

Sumario

Agradecimientos	1
Resumen ejecutivo	3
Introducción	7
Capítulo 1.- La inversión en la transición energética a una economía descarbonizada	11
1.1. Introducción	11
1.2. Transiciones energéticas	13
1.3. Necesidades de inversión en la transición a una economía descarbonizada	15
1.4. Iniciativas del sector público	16
1.5. Mercados privados	25
Bibliografía	27
Capítulo 2.- Las decisiones de inversión en la transición energética	33
2.1. Introducción	33
2.2. Rentabilidad y riesgo: factores clave	33
2.3. Riesgo país: instituciones, economía y sector financiero	35
2.4. Riesgo regulatorio y administrativo	36
2.5. Riesgos de mercado, técnico, ambiental, de acceso a la red, tecnológico y otros riesgos específicos del proyecto	37
2.6. Criterios de selección de inversiones: Coste Medio Ponderado de Capital	38
2.7. El coste nivelado de la electricidad (LCOE)	41
2.8. Instrumentos de financiación tradicionales: deuda y acciones	43
2.9. Limitaciones de los instrumentos tradicionales de financiación en el caso de la transición energética	46
Bibliografía	49

Capítulo 3.- Bancos de inversión verde (GIB)	53
3.1. Estructura y funciones	53
3.2. Creación y capitalización	56
3.3. Mitigadores de riesgos y posibilitadores de transacciones	59
3.4. Medición de resultados	61
Bibliografía	62
Capítulo 4.- Instrumentos financieros de renta fija para la transición energética	65
4.1. Bonos climáticos y bonos verdes. Diferencia con bonos sociales y sostenibles	65
4.2. Verificación de la condición de bono verde, social o sostenible	68
4.3. Estado del mercado de los bonos verdes	74
4.4. Tipos de bonos verdes	78
4.5. Rentabilidad de los bonos verdes	80
4.6. Otros instrumentos verdes de renta fija	82
Bibliografía	85
Capítulo 5.- Acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPA)	89
5.1. ¿Por qué existen los acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPA)?	89
5.2. Certificados de energía renovables	94
5.3. <i>Off-site</i> PPA: <i>Sleeve</i> y <i>Virtual</i> PPA	98
5.4. Estructura de precios: los PPA y valoración	101
5.5. Riesgos de los PPA	104
Bibliografía	106
Capítulo 6.- Titulización y YieldCo	109
6.1. Las titulizaciones de activos	109
6.2. Titulización solar	110
6.3. Las sociedades limitadas cotizadas en bolsa	114
6.4. YieldCo	116

6.5. Pros y contras de los YieldCo	120
Bibliografía	122
Capítulo 7.- Comparaciones y Propuestas	125
7.1. Introducción	125
7.2. Bancos de inversión verdes (GIB)	126
7.3. Bonos verdes	127
7.4. Acuerdos de compra de energía (PPA)	129
7.5. El Mercado de Garantías de Origen (GO)	130
7.6. Titulización	133
7.7. YieldCo	134
Bibliografía	137

LISTA DE ABREVIATURAS

AE	Advanced Economies
ABS	Asset-Backed Securities
AIB	Association of Issuing Bodies
BNEF	Bloomberg New Energy Finance
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CBI	Climate Bonds Initiative
CDS	Credit Default Swap
CEFC	Clean Energy Finance Corporation
CFI	Climate Fund Inventory
CMBS	Comercial mortgage-backed securities
COP21	Conferencia del Clima de París
CUPS	Código Universal del Punto de Suministro
EECS	European Energy Certificate System
EFC	Energy Future Coalition
EIA	Energy Information Administration
EM	Emerging Markets
ESCo	Energy Services Corporation
ETF	Exchange-traded funds
ETS	Emissions Trading System
EU-ETS	European Union-Emissions Trading System
FiTs	Feed-in tariffs
FMI	Fondo Monetario Internacional
GBN	Green Bank Network
GBP	Green Bond Principles
GdO	Garantía de Origen
GFO	Green Finance Organisation
GFSR	Global Financial Stability Report
GIB	Green Investment Banks
ICMA	International Capital Market Association
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPO	Initial Public Offering
LCOE	Levelized Cost of Energy
LCOE	Learning Connected to the Organizational Environment
LCR	Low Carbon Resilience
LIC	Low-Income Countries
NEM	Net-Metering
NGFS	Network for Greening the Financial System

NYSERDA	New York State Energy Research and Development Authority
OBS	On-Balance-Sheet
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
PACE	Property Assessed Clean Energy
PF	Project Finance
PPA	Power Purchase Agreements
REC	Renewable Energy Certificate
RMBS	Residencial mortgage-backed securities
RPS	Renewable Portfolio Standards
SBG	Sustainability Bond Guidelines
SBP	Social Bond Principles
SPV	Special Purpose Vehicule
TEG	Technical Expert Group
TFCF	Task Force on Climate-related Financial Disclosures
UNEF	Unión Española Fotovoltaica
UE	Unión Europea
VC	Venture Capital
VPPA	Virtual Power Purchase Agreements
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WEO	World Economic Outlook
YieldCo	Yield Corporation

Los autores agradecen la financiación
de Funcas para la realización
de este proyecto.

RESUMEN EJECUTIVO

Las inversiones necesarias para alcanzar el objetivo del Acuerdo de París COP21 de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y frenar el aumento de la temperatura durante este siglo por debajo de los 2 grados centígrados, se concentran en múltiples sectores de la economía. Estas inversiones impulsarán la instalación de plantas de generación de energía renovable, el desmantelamiento, desmontaje y el reacondicionamiento de la infraestructura de generación de energía mediante combustibles convencionales, la construcción de redes inteligentes de transporte y distribución de electricidad, la construcción de infraestructura para vehículos autónomos, carreteras inteligentes, nuevos puntos de recarga y la climatización e instalación de equipos de generación y almacenamiento energético en los edificios residenciales, comerciales e industriales. Todas estas inversiones requieren una movilización de fondos cercana a los 900.000 millones de dólares al año durante los próximos veinte años. Sin embargo, el ritmo actual de inversión es un tercio de esa cifra. Si esta situación no se modifica pronto, la probabilidad de alcanzar el objetivo de reducción de emisiones en el plazo fijado en el COP21 es menor del 1%.

Las razones que explican este insuficiente nivel de inversión son, en primer lugar, la falta de suficientes proyectos de inversión. La incertidumbre regulatoria, las altas inversiones iniciales, el elevado coste de capital, los largos periodos de repago, las asimetrías de información entre los promotores y los inversores externos, la alta especificidad de los activos, y las carencias de los instrumentos convencionales de financiación, frenan la inversión privada. Para cambiar esta situación, es imprescindible una regulación clara y consistente. Pero, además, otra importante razón de la falta de inversiones es la ausencia de instituciones e instrumentos financieros adecuados al perfil de riesgo de este tipo de proyectos. Con el objetivo de facilitar información relevante a inversores y reguladores, en esta monografía evaluamos críticamente las nuevas propuestas de instituciones e instrumentos financieros que se han desarrollado en los últimos años y ofrecemos una serie de recomendaciones para mejorar la eficacia y la eficiencia de dichas propuestas.

En primer lugar, revisamos las iniciativas impulsadas por el sector público. Distinguimos entre instrumentos financiero-fiscales (inversión directa, tarifas reguladas, subastas, desgravaciones, subvenciones, préstamos, garantías, avales, impuesto sobre emisión de carbono), instrumentos basados en el mercado (derechos de emisión negociables, certificados verdes), medidas regulatorias directas (cuotas de producción, medición neta de energía) y otras iniciativas (compromisos a largo plazo, inversión en I+D, subsidios a los combustibles fósiles). La evidencia sugiere que las tarifas reguladas, las garantías, y el impuesto sobre la emisión de carbono son políticas que están asociadas con incrementos

significativos en la producción de energías renovables y la consiguiente reducción de emisiones. Sin embargo, también hay que tener en cuenta el efecto de otras políticas públicas, como por ejemplo las subvenciones a los combustibles fósiles. A nivel global, estas ascienden al 6,4% del PIB mundial. Si se eliminasen estas subvenciones, las emisiones mundiales de carbono disminuirían en un 28%, las muertes por contaminación atmosférica de combustibles fósiles disminuirían en un 46%, y se aumentarían los ingresos públicos en un 3,8 % del PIB.

En el caso del sector público, los instrumentos más efectivos son aquellos que reducen el riesgo de la inversión y, al mismo tiempo, aumentan la rentabilidad esperada. En este sentido, un aspecto crucial es la estabilidad de las políticas gubernamentales en materia medioambiental. La incertidumbre regulatoria es uno de los mayores frenos a la inversión en la transición energética.

A continuación, describimos los riesgos que afectan a las inversiones en proyectos de transición energética, presentamos el criterio de selección de inversiones, que es el coste medio ponderado de capital, e introducimos la métrica para comparar los costes de generación de energía, el coste nivelado de la electricidad. Describimos los instrumentos de financiación tradicionales (deuda bancaria, bonos y acciones) y sus limitaciones en el caso de inversiones en los sectores de la transición energética: energías renovables, transporte y climatización de edificios e instalaciones industriales.

La compra de acciones o bonos de empresas individuales tiene un alto riesgo idiosincrásico y no es aconsejable para inversores individuales ni para la mayoría de los inversores institucionales. Aunque están disponibles instrumentos de inversión basados en carteras de acciones o bonos de empresas de los sectores de interés, el precio de estos instrumentos es muy volátil y poco atractivo para los inversores institucionales en busca de un perfil de rentabilidad estable y un riesgo moderado.

La primera institución que evaluamos son los bancos de inversión verde (GIB). Estos son entidades financieras promovidas por el sector público. El papel más importante de los GIB ha sido la provisión de instrumentos mitigadores de riesgos y facilitadores de transacciones. Los GIB pueden jugar un papel relevante al reducir el riesgo de los inversores privados. También diversifican el riesgo de cada proyecto al incluirlos en la cartera del GIB, reducen los costes de transacción por economías de escala y actúan como promotores y facilitadores en el proyecto, incrementando así la confianza de otros inversores. Su principal limitación es su tamaño, al basarse su capitalización en fondos públicos. Nuestras recomendaciones son que deben tener independencia operativa respecto al gobierno, que su capitalización debería basarse tanto en fondos públicos como privados y que incluyan en su diseño una estrategia de salida cuando el sector privado aporte suficiente financiación a los proyectos de transición energética.

A continuación, analizamos los bonos verdes. Estos son instrumentos de renta fija, cuyos fondos se deberían dedicar a proyectos que impulsen la transición energética. Las ventajas de este instrumento se encuentran en que se trata de un activo negociado en un mercado organizado, con precios transparentes, reducida asimetría informacional y que puede favorecer la reputación corporativa del emisor. Su principal problema es que no existe una definición generalmente aceptada de bono verde y tampoco hay verificación independiente del uso de los fondos. Además, su volumen es menos del 1% del mercado total de bonos y su valoración en los mercados es similar a la de bonos ordinarios similares del mismo emisor. Por ello, nuestra primera recomendación a los reguladores es que impulsen una acreditación emitida por un ente reconocido oficialmente. También debería existir una definición oficial de las actividades elegibles para recibir financiación, así como medidas estandarizadas del impacto medioambiental de las inversiones. La verificación independiente del uso de los fondos e informes periódicos de seguimiento constituyen otro factor imprescindible para impulsar este producto. Finalmente, un bono verde no es lo mismo que un bono sin riesgo de fallido. Para favorecer a los bonos verdes, los reguladores podrían considerar un factor de penalización aplicado a los bonos dedicados a la financiación de actividades con altas emisiones.

Los acuerdos de compra a largo plazo de energía (PPA) renovable entre productor o comercializador y cliente final están experimentando un auge creciente. Sus ventajas son que garantizan la estabilidad de las inversiones, aportando viabilidad a los proyectos renovables y reduciendo el riesgo. También aumentan las posibilidades de financiación del proyecto y proporcionan cobertura del riesgo de precio de la electricidad a las empresas compradoras, que además cumplen sus objetivos de sostenibilidad. Los inconvenientes son que no necesariamente implican compra de energía verde, presentan riesgo de contraparte y pueden dar lugar a pagos elevados si el precio de contado de la electricidad es muy alto o bajo. Por tanto, nuestras recomendaciones son que se promueva un marco regulatorio homogéneo entre jurisdicciones. Además, el comprador de la energía debe tener la opción de adquirir los certificados de emisión generados por la producción de electricidad. También recomendamos incluir en los contratos un techo y un suelo a los pagos del PPA y sugerimos a los administradores de los mercados eléctricos organizados que completen la curva de vencimiento de los contratos de futuros, con objeto de facilitar la valoración de los PPA. Finalmente, en el caso de los PPA virtuales (VPPA) y al tratarse de un contrato puramente financiero, su regulación debería ser específica.

Dedicamos un capítulo a los certificados de producción de energía renovable trasmisibles denominados GO en Europa y REC en EE.UU. Estos instrumentos se han mostrado eficaces para estimular el desarrollo de proyectos de energía renovable. Mientras que en EE.UU. los mercados organizados de elec-

tricidad (MISO, PJM) incluyen entre sus productos la negociación de REC lo que da lugar a mercados líquidos, en Europa no hay mercados organizados a nivel ni nacional ni europeo y la negociación se hace mediante acuerdos bilaterales negociados en mercados opacos y poco líquidos. Nuestras recomendaciones a los responsables europeos es que armonicen los estándares de los GO europeos y fomenten un sistema estandarizado de certificación europea. Asimismo, recomendamos avanzar en la certificación digital de los GO, así como diseñar mecanismos para aumentar la liquidez y la transparencia del mercado. Finalmente, consideramos que deberían articularse mecanismos para que los productores de renovables que reciben subvenciones puedan participar en el mercado.

El siguiente capítulo trata del papel de la titulización de proyectos de transición energética. Su punto fuerte es proporcionar agregación y economías de escala, mejorar la calidad crediticia del promotor de renovables y dar lugar a un producto financiero atractivo para los inversores interesados en renovables. Asimismo, puede disminuir el coste de capital de las instalaciones y es una estructura fiscalmente eficiente. Pero estas ventajas solo se consiguen si el colateral es de calidad, se incluye aseguramiento y hay disponibilidad de potenciadores de la calidad crediticia de los bonos basados en los activos titulizados. Recomendamos reforzar la calidad crediticia en el diseño de la titulización, mediante la selección de colateral de calidad, y la inclusión de contratos de aseguramiento y técnicas de reducción del riesgo de impago. Sugerimos que los accionistas de la entidad emisora de los mencionados bonos tengan acceso a los certificados de producción de energía renovable. También recomendamos que estos accionistas pueden beneficiarse de las ventajas proporcionadas por las bonificaciones fiscales a la inversión en renovables.

El último capítulo se dedica a los YieldCo, nuevas estructuras basadas en el concepto de agrupar diversos activos operativos en una empresa cotizada en bolsa, que luego distribuye en forma de dividendos los flujos de caja generados por la explotación de esos activos. Las ventajas de este producto es que el desarrollador monetiza activos de su balance, mejora su relación deuda/capital y por tanto su calificación crediticia al reducir el coste de la deuda. Para los inversores, se trata de un producto que da dividendos altos (y supuestamente) estables. Sin embargo, tiene varios problemas, ya que sin ventajas fiscales el modelo no es mantenible porque se basa en la adquisición continua de activos (quizá sobrevalorados). Además, la práctica americana de incluir proyectos no operativos (en desarrollo) incrementa el riesgo del YieldCo. Nuestras recomendaciones son que los YieldCo se basen en un grupo cerrado de activos operativos. Además, deberían distribuir a sus accionistas la casi totalidad de sus beneficios, sin retener reservas significativas. También proponemos eximir del impuesto de sociedades al YieldCo que cumpla los dos requisitos anteriores.

INTRODUCCIÓN

El cambio climático es uno de los mayores retos que debe afrontar la sociedad actual. Sus efectos se están haciendo sentir y aunque no todos los países están igualmente afectados, España puede estarlo de manera significativa. Así, el informe del grupo de investigación alemán Germanwatch sitúa a España en el puesto 47 mundial del Índice de Riesgo Climático (IRC), que mide el nivel de exposición y la vulnerabilidad a eventos climáticos extremos¹. Sin embargo, las estadísticas de Eurostat disponibles en 2019 siguen presentando a España como el quinto país de la Europa de los 28 con mayores emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)².

El Acuerdo de París de 2015 (COP21) fue la respuesta política internacional frente al reto del cambio climático. Su objetivo era contener el aumento de la temperatura media global de la superficie de la Tierra por debajo de los 2 °C con respecto a los niveles existentes antes de la revolución industrial. La Unión Europea ratificó el Acuerdo en octubre de 2016 y España lo hizo en 2017.

Para avanzar en el cumplimiento del Acuerdo de París y acelerar la transición hacia una economía baja en carbono, la Comisión Europea inició en 2016 una serie de propuestas normativas, el denominado “Paquete de Invierno”, que establece la política energética de los estados miembros de la Unión hasta 2030. La idea que subyace es avanzar hacia la consecución de la Unión de la Energía en cinco dimensiones: energías renovables, eficiencia energética, seguridad energética, mercado interior e Investigación, innovación y competitividad (I+i+c). Actualmente, las metas de Europa para el 2030 son alcanzar un 40% de reducción de emisiones de GEI respecto a 1990, conseguir un 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta, mejorar la eficiencia energética un 32,5% y lograr un 15% de interconexión eléctrica de los Estados miembros. Además, la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables³ incluye que los Estados miembros deben garantizar a los consumidores el derecho a producir, consumir, almacenar y vender su propia energía renovable.

A principios de 2019, el Gobierno de España presentó el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) centrado en la reducción de GEI, la introducción de energías renovables y la eficiencia energética. Con el PNIEC,

¹ Véase, al respecto, Eckstein, Hutfils y Wings, 2019.

² European Environment Agency (EEA). Tabla Código SDG_13_10. Muestra de datos 1990-2017.

³ Unión Europea, 2018. Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

España aspira a ser en 2050 un país neutro en carbono. El anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética (LCCTE) constituye el marco normativo e institucional que facilitará y orientará la descarbonización de la economía española, se prevé que sea aprobado en la primavera de 2020. Con la LCCTE y el PNIEC el Gobierno español se ha propuesto que para el 2030 un 74% de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables⁴. Actualmente este tipo de energía representa alrededor del 40%. Destaca además el fomento del autoconsumo, una actividad que apenas había despegado en España dadas las barreras existentes. Así se ha derogado en octubre de 2018 el denominado “impuesto al sol”, un impuesto que gravaba al consumidor por la energía producida en su propia instalación a través de paneles solares.

Este proceso de transición energética requiere un nivel de inversión sin precedentes. Sin embargo, evaluaciones recientes indican que la inversión efectiva está aún muy por debajo de lo necesario. Las altas inversiones iniciales, el elevado coste de capital, los largos periodos de repago, las asimetrías de información entre los promotores y los inversores externos, la alta especificidad de los activos y la limitada capacidad de los instrumentos financieros convencionales para atraer la inversión necesaria, parecen ser las principales razones de esta falta de inversión en la mayoría de los países.

El objetivo de esta monografía es presentar alternativas a los instrumentos tradicionales, mediante un compendio de nuevos instrumentos e instituciones financieras que puedan impulsar este proceso de transición energética. Nuestra contribución es, en primer lugar, presentar de manera unificada una selección de esos nuevos instrumentos financieros que se han desarrollado en los últimos años. En segundo lugar, realizamos un análisis crítico de cada instrumento, presentando sus ventajas, limitaciones y perspectivas de futuro. Finalmente, y basados en los dos puntos anteriores, recomendamos una serie de medidas regulatorias que pueden impulsar el desarrollo de los instrumentos y mejorar su función primordial de impulsores de la inversión en la transición energética a una economía descarbonizada.

Para ello, en el primer capítulo se resume la situación de la inversión actual en la transición energética a una economía descarbonizada y se incide en el papel que juega el sector público como catalizador de la inversión en transición energética, aunque los mercados de capitales privados son los actores necesarios para sostener el posterior desarrollo de la inversión. El capítulo segundo estudia los determinantes de las decisiones de inversión en la transición energética y las limitaciones que los instrumentos financieros tradicionales (deuda

⁴ Nota resumen explicativa del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021- 2030. Recuperado de: https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/notaexplicativadelborradordelpniec2021-2030_tcm30-487346.pdf

y acciones) presentan a la hora de realizar inversiones en los sectores de transición energética. El tercer capítulo presenta la experiencia internacional con relación a los bancos de inversión verde, presentando las técnicas que utilizan para mitigar el riesgo de las inversiones en proyectos de transición energética, ayudando a superar las barreras que la inversión privada encuentra en este camino de financiar las infraestructuras bajas en carbono y resilientes al cambio climático (LCR por sus siglas en inglés, *Low Carbon Resilience*).

El cuarto capítulo presenta los instrumentos financieros de renta fija para la transición energética revisando las emisiones de bonos verdes, sus características y sus diferencias con los bonos climáticos y la situación actual del mercado de bonos y préstamos verdes. En el quinto se revisan los acuerdos de compra de energía renovable a largo plazo (PPA por sus siglas en inglés, *Power Purchase Agreements*), sus ventajas, sus limitaciones y sus estructuras de precios, así como el papel de los certificados de energía renovables en estos acuerdos. Este apartado también examina el estado actual del mercado de certificados de energía renovable en Europa (Garantías de Origen, GO). El sexto capítulo presenta las técnicas de titulización como producto financiero atractivo a inversores interesados en renovables y describe las YieldCo (*Yield Corporation*), su proceso de creación y sus ventajas e inconvenientes.

El séptimo y último capítulo del libro se ocupa de las propuestas de futuro. Así, consideramos que los bancos de inversión verde deberían financiarse a través de impuestos medioambientales y sugerimos que su presencia disminuya a medida que el mercado privado de financiación alcance su madurez. En relación con los bonos verdes, deberían contar con una acreditación emitida por un ente reconocido oficialmente, es decir una etiqueta verde oficial (a nivel europeo o global), además de una evaluación *a posteriori* realizada por terceros. Con respecto a los acuerdos de compra de energía (PPA) recomendamos que el comprador de energía tenga la opción de adquirir los correspondientes certificados de producción de energía renovable. Las titulizaciones de activos deben basarse en colateral de alta calidad, incluyendo mecanismos mejorantes del riesgo de crédito y ventajas fiscales. Por último, recomendamos que un modelo sostenible de YieldCo se base en un conjunto cerrado de activos operativos que distribuyan sus beneficios a los accionistas mediante dividendos altos y estables.

BIBLIOGRAFÍA

- ECKSTEIN, D., HUTFILS, M-L. y WINGES, M. (2019). *Global Climate Risk Index 2019. Who Suffers Most From Extreme Weather Events?* Germanwatch e.V. Recuperado de: www.germanwatch.org/en/crisis
- EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. (EEA). Recuperado de: https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/sdg_13_10
- UNIÓN EUROPEA. (2018). *Diario Oficial de la Unión Europea*, núm. 328, de 21 de diciembre de 2018, pp. 82-209.

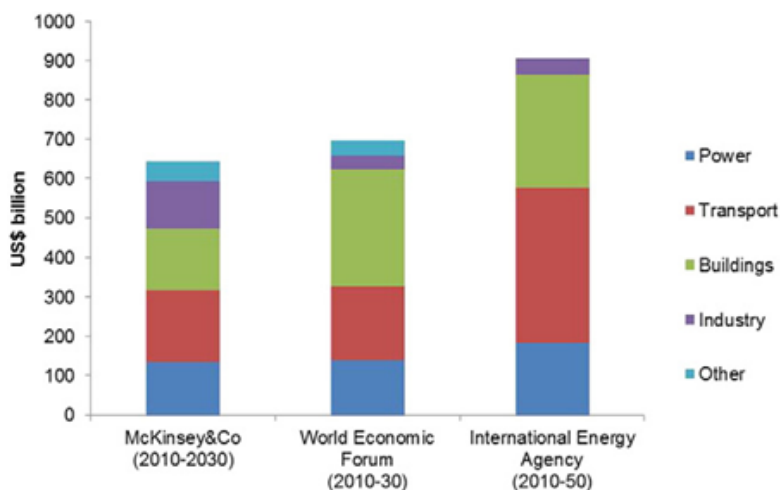
Capítulo 1

LA INVERSIÓN EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA A UNA ECONOMÍA DESCARBONIZADA

1.1. Introducción

En la Conferencia del Clima de París (COP21), celebrada en diciembre de 2015, 195 países se adhirieron al primer acuerdo mundial vinculante sobre el clima. El 22 de abril de 2016, 174 países firmaron oficialmente el acuerdo, comprometiéndose a incluirlo en sus sistemas legales. Para traducir este acuerdo en hechos es necesario dedicar cantidades significativas de inversión a las energías renovables, la eficiencia energética y las tecnologías limpias. Para alcanzar el objetivo de temperatura establecido en el Acuerdo de París de mantener el aumento global de la temperatura durante este siglo por debajo de los 2 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales, la política climática no puede limitarse a reducir las emisiones progresivamente; las emisiones tienen que cesar por completo. Eso, a su vez, requiere una transformación sistémica de la economía en un lapso entre 20 y 30 años, ya que no es suficiente una optimización gradual de las tecnologías emisoras.

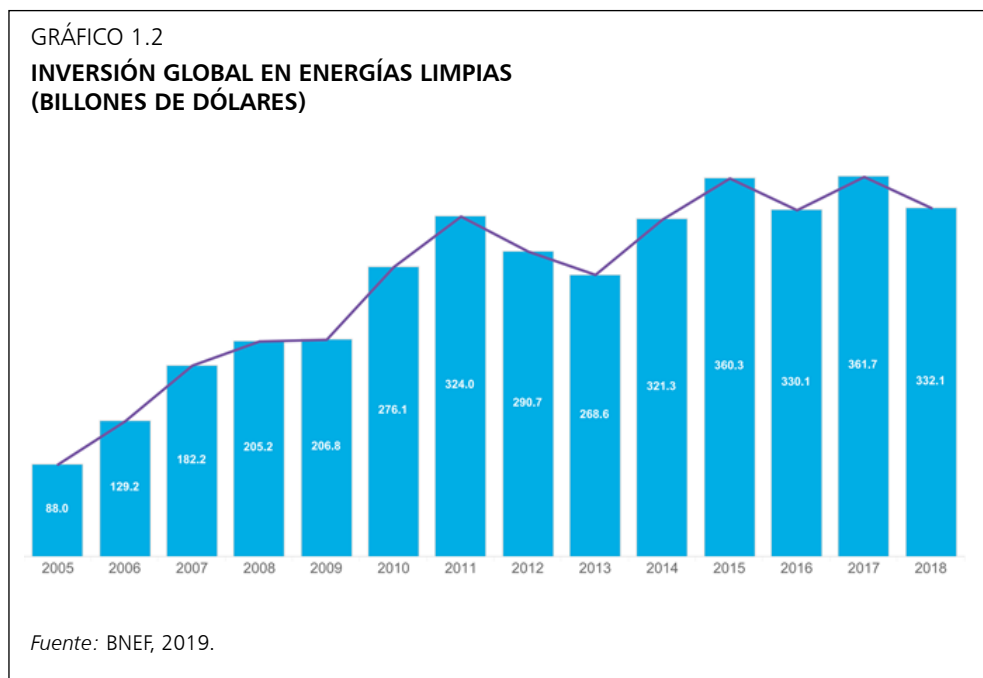
GRÁFICO 1.1
ESTIMACIONES DEL GREEN INVESTMENT GAP



Fuente: Campiglio, 2016.

El nivel de inversión actual en la transición energética a una economía descarbonizada no es suficiente para alcanzar el objetivo del Acuerdo de París. Según informes de McKinsey, World Economic Forum (WEF) y la International Energy Agency (IEA), publicados entre 2010 y 2013, sería necesario invertir a nivel global entre 650 y 900 billones⁵ de dólares al año para la inversión en energías renovables, eficiencia energética y tecnologías limpias desde 2010 hasta 2030 (véase gráfico 1.1., Campiglio, 2016). Un informe reciente del Financial Stability Board (FSB, 2019) fija las necesidades de inversión en 830 billones de dólares al año entre 2016 y 2050.

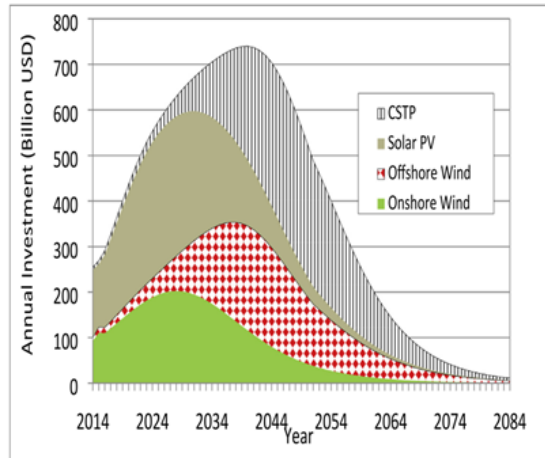
Sin embargo, la inversión efectiva está por detrás de esas cifras. Evaluaciones recientes de la actividad inversora en este sector (BNEF, 2019), indican que la inversión promedio anual en energías renovables durante los últimos diez años se cifra en 300 billones de dólares (gráfico 1.2.). La inversión en energías renovables fue de 304 billones en 2018, REN21 (2019).



Sin embargo, solamente las necesidades de inversión para la expansión de la generación de electricidad mediante energía solar y eólica son más del doble de esa cifra, Krupa y Danny Harvey (2017), como puede verse en el gráfico 1.3.

⁵ Empleamos la unidad de medida americana de billones, equivalente a mil millones.

GRÁFICO 1.3

INVERSIÓN ANUAL NECESARIA EN ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA

Fuente: Krupa y Danny Harvey, 2017.

Las altas inversiones iniciales, el elevado coste de capital, los largos periodos de repago, las asimetrías de información entre los promotores y los inversores externos, la alta especificidad de los activos y la falta de instrumentos financieros adecuados, parecen ser las principales razones de esta falta de inversión en la mayoría de los países, Kim y Park (2016). En el caso de economías emergentes y de baja renta, esos problemas son aún mayores, En este capítulo se expone, en primer lugar, la evidencia histórica sobre transiciones energéticas anteriores y las diferencias con la transición energética actual. A continuación, se analiza el papel respectivo de los gobiernos y los mercados privados en este proceso. Finalmente, se resume la evidencia sobre las posibles razones que puedan explicar la insuficiencia a nivel global del nivel actual de inversión en proyectos de transición energética.

1.2. Transiciones energéticas

Los procesos de transición energética se dan cuando se produce el cambio desde un sistema económico basado en una tecnología y unas fuentes específicas de energía a otro sistema basado en diferentes tecnologías y fuentes de energía, Fouquet (2010, 2016). Grubler (2012) presenta una revisión de los resultados teóricos y empíricos sobre las transiciones energéticas. Históricamente, las transiciones energéticas duraban en promedio entre cincuenta y más de cien años.

En la gran mayoría de casos, la nueva fuente de energía o tecnología desplaza la anterior porque produce servicios energéticos más baratos y superiores a los tradicionales (más limpios, más fáciles o flexibles). Esta ha sido la pauta histórica en la transición de la biomasa al carbón, del carbón al petróleo, y del petróleo al gas natural. Adicionalmente, cada nueva fuente o tecnología abarataba los costes de producción de la energía. Esto implicaba un aumento significativo de su demanda y consumo⁶. Además, es destacable el papel escasamente proactivo de los gobiernos durante las anteriores transiciones energéticas.

Es importante señalar que la transición a una nueva fuente de energía también implica la depreciación de recursos físicos, financieros y de capital humano asociados a la fuente y tecnología antigua (activos varados). Por tanto, las transiciones implican la penetración de nuevas fuentes de energía y nuevas tecnologías, que sustituyen a las fuentes y tecnologías obsoletas, Fouquet y Pearson (2012).

La actual transición energética hacia una economía descarbonizada presenta rasgos diferentes de otras transiciones energéticas observadas históricamente. Blázquez, Fuentes-Bracamontes y Manzano (2019) subrayan que esta transición energética está impulsada inicialmente por decisiones de política y no por la aparición de nuevas fuentes de energía o tecnologías. En primer lugar, las tecnologías bajas en carbono existentes no se consideran nuevas tecnologías, sino que se trata de versiones de las tecnologías establecidas⁷, que presentan limitaciones específicas. Por ejemplo, la intermitencia (eólica, solar), la relativamente baja eficiencia energética de algunas renovables⁸ o la baja densidad de la energía (tasa de producción de energía por metros cuadrados requeridos) de ciertas renovables (e.g., biomasa) en comparación con los combustibles fósiles. En segundo lugar, no hay un nuevo portador de la energía que sustituya a la electricidad. En tercer lugar, no está claro que las tecnologías bajas en carbono ofrezcan una mejora de los servicios energéticos o productos de mejor calidad para los consumidores individuales. Sin embargo, recientemente y en algunos países, el coste de producción de electricidad usando energía eólica y solar concentrada está por debajo del coste de producción usando combustibles fósiles, Rifkin (2019). Es cierto que las fuentes de energía bajas en carbono emiten menos gases de efecto invernadero por unidad de energía

⁶ No obstante, la elasticidad-renta de la energía decrece con el nivel de renta y la elasticidad-precio también disminuye, véase Fouquet (2014). Esto sugiere que el efecto de la transición energética sobre el consumo total de energía será diferente en los países emergentes y en los desarrollados.

⁷ El aerogenerador que transforma energía eólica en electricidad se introdujo en la década de 1880. La invención de la energía solar fotovoltaica (SPV) fue en 1954.

⁸ La eficiencia promedio (combustible consumido/electricidad generada) de una planta de carbón en 2018 es del 33%, y de gas natural es del 43%, y la eficiencia promedio de las renovables (incluyendo hidro) es del 37%, pero la eficiencia de los paneles solares está entre el 15% y el 20%. EIA (2019).

utilizada y, por ello, proporcionan un mejor servicio a nivel social. También es importante señalar que el coste marginal de las energías solar y eólica es muy bajo, en comparación con las energías basadas en combustibles fósiles. De hecho, y como indica Lazard (2018) se ha llegado a una situación donde, en varios casos, es más rentable construir y operar proyectos de energías renovables que mantener las unidades de generación convencional existentes.

Sin embargo, el punto controvertido es qué precio (y durante cuánto tiempo) están dispuestos a pagar los consumidores domésticos, las empresas o los gobiernos por esta rápida transición energética que da mejores servicios a nivel social, pero que no es necesariamente mejor a nivel individual.

Es importante recordar que, durante las transiciones energéticas pasadas, el incentivo fundamental fue el beneficio privado que tanto los productores como los consumidores obtuvieron en el cambio a nuevas fuentes y tecnologías de la energía. Sin embargo, estos beneficios, a nivel privado, no están tan claros en el caso de la transición actual. La motivación fundamental de la transición actual es su contribución al bien público de evitar daños climáticos. Esto unido a la percepción de la necesidad de tomar medidas urgentes sugiere que esta transición hacia una economía baja en carbono debería de ser diseñada y orientada de forma significativa desde los poderes públicos. En particular, un punto discutido, es como orientar la voluntad de las sociedades para que asuman los costos de la transición a una economía baja en carbono en un periodo de tiempo suficientemente ajustado, Pollit (2012). La evidencia histórica sugiere que el desarrollo de legislación ambiental se produce mediante una serie iterativa de propuestas y contrapropuestas que puede tardar décadas o siglos en desarrollarse.

1.3. Necesidades de inversión en la transición a una economía descarbonizada

En la mayoría de los casos, cuando se trata de calibrar las necesidades de inversión para la transición energética, se hace referencia a la generación de energía mediante renovables, al sector del transporte (fabricación de vehículos basados en renovables) y a la climatización de edificios e instalaciones industriales. Sin embargo, hay que indicar que además de esas tres áreas generales, hay otras subáreas más específicas que precisan de inversiones muy importantes. En primer lugar, será necesario dismantelar y desmontar toda la infraestructura de activos varados (oleoductos, plantas de generación, almacenes) correspondiente a la generación de energía mediante combustibles convencionales (fósiles y nucleares) y regenerar los espacios donde estaban implantados, Caldecott (2019). En segundo lugar, las redes de transporte y

distribución de electricidad tienen que reconfigurarse como redes inteligentes (*utility 2.0 networks*) con funciones de comunicación, y control que permitan una gestión eficiente de la producción descentralizada e intermitente (*prosumers*) de las energías renovables, Energy Future Coalition (2013). En tercer lugar, la adaptación del sector del transporte y la logística a las renovables requiere considerables inversiones en infraestructuras para vehículos autónomos, carreteras inteligentes, y nuevos puntos de recarga. Finalmente, los edificios e instalaciones industriales requerirán la instalación de equipos de generación y almacenamiento energético que las permitirán actuar como microplantas generadoras.

Todas estas actividades específicas requieren inversiones muy considerables que están también sujetas a las dificultades de financiación que se han mencionado para los casos generales, en especial las fuertes inversiones iniciales requeridas, el elevado coste de capital y los largos periodos de repago.

1.4. Iniciativas del sector público

Dadas las reflexiones expuestas en la sección anterior, resulta inmediato entender por qué el sector público es un actor clave en el impulso inicial y posterior desarrollo del proceso de transición energética. Su papel como catalizador de la inversión en transición energética, mediante la ayuda financiera, las subvenciones y las regulaciones ha sido estudiado extensamente en la literatura. La evidencia más actualizada que conocemos, Bourcet (2019) constata que las políticas públicas de apoyo a las energías renovables tienden a aumentar la contribución de estas a la oferta total de energía. Sin embargo, el impacto de las políticas varía según el instrumento elegido, depende del nivel de desarrollo económico del país y puede diluirse a lo largo del tiempo, Romano *et al.* (2017). Otro punto importante es que un número excesivo de políticas aplicadas en la misma jurisdicción tiene el riesgo de que el efecto agregado (no deseado) es que se depriman las inversiones en energía renovable, Shen y Luo (2015). Asimismo, las acciones de *lobby* de los productores de energía que usan combustibles fósiles podrían entorpecer el desarrollo de las energías renovables, como sugieren Marques, Funhas y Mano (2010) al presentar evidencia empírica de que cuanto mayor es la proporción de energía generada a partir de fuentes fósiles, menor es la cuota de las renovables en la oferta total de energía.

Dentro de estas políticas hay que distinguir las que se centran en los precios de la energía renovable y las que se centran en la cantidad de energía renovable producida. En las regulaciones sobre cantidad de generación renovable (e.g., los cupos de producción por tecnologías), dicha cantidad deseada se fija por el Gobierno y el mercado determina el precio. En el caso de las regulaciones

sobre precio (e.g., tarifas reguladas) el Gobierno fija el precio y la cantidad la determina el mercado. El cuadro 1.1, contiene un resumen de los instrumentos de precio y de cantidad.

CUADRO 1.1

**POLÍTICAS DE APOYO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE
(PRECIO Y CANTIDAD)**

	<i>Precio</i>	<i>Cantidad</i>
Inversión	Subsidios a la inversión Ventajas fiscales Préstamos a tipos de interés subvencionados	Sistemas de licitación de subvenciones a la inversión
Generación	Tarifas reguladas (fijas) Tarifas reguladas (primas sobre el mercado mayorista)	Cuotas de producción Sistemas de licitación de contratos de generación a largo plazo

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, se puede distinguir entre instrumentos financiero-fiscales e instrumentos basados en el mercado, como se detalla en el cuadro 1.2.

CUADRO 1.2

**POLÍTICAS DE APOYO A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE
(INSTRUMENTOS FINANCIERO-FISCALES E INSTRUMENTOS BASADOS EN EL MERCADO)**

	<i>Instrumento</i>
Financiero-fiscal	Inversión directa Tarifas reguladas (fijas o de prima) Subastas de acuerdos de compra de energía (PPA) Créditos fiscales de producción y desgravación fiscal Subvenciones Préstamos subvencionados y créditos fiscales a la inversión Garantías y avales Impuestos sobre el carbono (<i>Carbon Tax</i>)
Basados en el mercado	Certificados Carbón/GHG Certificados verdes
Regulación	Cuotas de producción/RPS Medición neta de energía
Otros	Compromisos a largo plazo Inversión en I+D Eliminar subsidios a los combustibles fósiles

Fuente: Elaboración propia.

Es importante indicar que la atención de los responsables políticos y las consiguientes iniciativas e instrumentos se han centrado mayoritariamente en la generación de energía renovable. Sin embargo, el sector del transporte y el sector de la climatización de edificios e instalaciones industriales han recibido menor atención. Mientras que hay 169 gobiernos con objetivos de producción de energías renovables, las políticas de economía de combustible para vehículos ligeros existen en solo 40 países, y únicamente hay 20 gobiernos (nacional, regional o local) en el mundo con políticas regulatorias sobre climatización, REN21 (2019). No obstante, la falta de atención de las políticas no refleja la importancia relativa, ya que la climatización representa el 48% del consumo final de energía, el transporte el 32% y la generación de electricidad el 20%. La falta de acciones que favorezcan la interconexión de la producción de energía, la climatización y el transporte es uno de los mayores frenos a las inversiones necesarias para la transición energética, REN21 (2019).

A continuación, se exponen algunos de los instrumentos para fomentar la inversión más empleados por los gobiernos con objeto de favorecer la inversión en tecnologías de producción de energía renovable, Polzin *et al.* (2019).

Instrumentos financiero-fiscales

- *Inversión directa.* Los gobiernos pueden invertir directamente en la creación de generación de energía renovable. Un ejemplo habitual es el uso de bancos públicos de inversión verde (GIB), Geddes, Schmidt y Steffen (2018), cuyas características se detallan en el capítulo 3 de este libro.
- *Tarifas reguladas (Feed-in tariffs, FiT).* Consisten en el pago de una tarifa a los productores de energía renovable mediante un precio mínimo garantizado por kWh durante un periodo estipulado. Esta tarifa puede ser una cantidad fija o bien una prima fijada como un porcentaje del precio de mercado mayorista. Las tarifas pagan por toda la electricidad producida, incluso si es utilizada por los propios productores, y dan pagos adicionales de bonificación por la electricidad exportada. Este es el instrumento de política más usado a nivel mundial, adoptado por 113 administraciones nacionales, regionales y municipales, REN21 (2019). Hay que incluir dos matizaciones. La primera es que el diseño de la tarifa debería incluir ajustes periódicos para tener en cuenta los cambios en los costes de las instalaciones (e.g., precio de los paneles solares, coste de instalación, precio del suelo). La segunda es que estos ajustes deberían mantener la rentabilidad prometida a las instalaciones existentes. La gran mayoría de los estudios documentan una correlación

positiva entre el despliegue de las tarifas reguladas y el aumento en la inversión en generación de energía solar fotovoltaica, Criscuolo y Menon (2015)⁹. En el caso de energía eólica, la evidencia del impacto de las FiT no es concluyente, Del Río y Tarancón (2012). El efecto de las tarifas fijas reguladas sobre la inversión en energía solar suele ser el mayor de todos los instrumentos financiero-fiscales, Jenner, Groba e IndIndvik (2013). La razón que justifica estos resultados está basada en que los inversores reciben una rentabilidad garantizada durante un período específico, lo que disminuye los costes de financiación. En el caso de las tarifas dependientes del precio al por mayor, el efecto sobre el volumen de inversión es menos claro, ya que los inversores deben soportar la volatilidad de los precios mayoristas, Schallenberg-Rodriguez y Haas (2012). No obstante, la principal ventaja del sistema de primas, en comparación con los pagos fijos, es que está integrado en el mercado eléctrico y fomenta la producción de energía renovable durante las horas de mayor demanda (y precio).

- **Subastas competitivas para acuerdos de compras de energía (PPA).** El gobierno organiza una subasta para adjudicar licitaciones para la producción de una cuota determinada de suministro de energía renovable. La remuneración de las ofertas ganadoras suele estar por encima del nivel estándar del mercado. La justificación de estas subastas se basa en dos argumentos. En primer lugar, sirven para definir los niveles de apoyo a las renovables de una manera competitiva y basada en el mercado. En segundo lugar, actúan como mecanismo para controlar la expansión de las energías renovables y su coste, mediante el establecimiento de un límite presupuestario, de capacidad o de generación. Esta política está siendo utilizada en lugar de las políticas tradicionales de precio fijo en varios países¹⁰, y en 2018 se celebraron subastas en 48 países. La evidencia sobre si las subastas son una política efectiva y eficiente de apoyo a la penetración de las energías renovables no es concluyente. Winkler, Magosch y Ragwitz (2018), sugieren que puede haber efectos positivos en algunos casos, pero no en otros. Tampoco está claro que este sistema sea preferible a otros instrumentos (e.g., tarifas reguladas). Además, la evidencia para diversos tipos de subastas de electricidad sugiere que pueden aparecer efectos no deseados, tales como altas primas a plazo *ex post*, Peña y Rodríguez (2018).

⁹ Sin embargo, si la tarifa es demasiado generosa, se observa un *decremento* en la inversión en solar fotovoltaica, que Criscuolo y Menon (2015) atribuyen a problemas de credibilidad del mantenimiento de la tarifa regulada.

¹⁰ En la Unión Europea (UE), las subastas son el método recomendado para la mayoría de los casos en las actuales directrices sobre ayudas estatales para el medio ambiente, protección ambiental y energía, Comisión Europea (2014).

-
- *Créditos fiscales de producción y desgravación fiscal.* Estos mecanismos se emplean en 40 países e incluyen créditos fiscales de inversión o producción. Además, 100 países reducen los impuestos (e.g., IVA) sobre la producción de energías renovables, REN21 (2019). La evidencia sobre el impacto de estas medidas sobre la cantidad de energía renovable producida es mixta (Li, Chang y Chang, 2017) ya que no se detectan efectos en el caso de fotovoltaica, pero sí hay efectos positivos en el caso de energía eólica. Un problema adicional de estos instrumentos es la incertidumbre sobre su permanencia, ya que están sujetos a una mayor dependencia de los cambios en las políticas que otras medidas regulatorias.
 - *Subvenciones.* Esta forma de apoyo a las renovables se emplea en 100 países y es una parte más de la inversión pública. La evidencia sugiere que las subvenciones estimulan la inversión en renovables, aunque una política de subvenciones demasiado amplia y difusa puede generar efectos contraproducentes, Shen y Luo (2015).
 - *Préstamos subvencionados y créditos fiscales a la inversión.* La evidencia actual no es concluyente sobre si el uso de estos instrumentos está asociado con la movilización de recursos de inversión en energías renovables, aunque el efecto puede variar según el nivel de desarrollo del país, Romano *et al.* (2017). Estos instrumentos de apoyo a la inversión están orientados a reducir el costo de deuda lo que ayuda a optimizar el coste medio ponderado de capital en las inversiones en energías renovables.
 - *Garantías y avales.* La evidencia sugiere que este tipo de instrumentos reducen el riesgo para los inversores privados, lo que favorece el despliegue de inversión en renovables, Shrimali y Kniefel (2011), y en especial para tecnologías novedosas y economías emergentes. De nuevo aparece el problema analizado en Shen y Luo (2015), que implica que, si las garantías se dan de forma poco rigurosa, pueden parecer efectos negativos debido a la sobreinversión en proyectos de calidad inferior.
 - *Impuesto sobre la emisión de carbono.* La evidencia inicial disponible sugiere que la introducción de impuestos sobre la emisión de carbono (*Carbon tax*), tiene un impacto positivo y significativo en la inversión en generación renovable, véase Eyraud, Clements y Wane (2013) entre otros. La justificación económica de estos resultados se basa en que este impuesto hace que los proyectos de energías renovables sean más atractivos económicamente que los basados en combustibles fósiles.

Instrumentos basados en el mercado

- **Derechos de emisión negociables (Emission Trading Systems, ETS).** Este instrumento intenta que los emisores de carbono internalicen los costes de emisión y se favorezca la disminución de estas. Los responsables de la formulación de políticas fijan un límite de emisión (decreciente con el tiempo) y emiten derechos de emisión. Los derechos de emisión se subastan o se asignan de forma gratuita y posteriormente se pueden comercializar. Las empresas con altos costos marginales de reducción deben comprar permisos a las empresas con bajos costos o reducir su nivel de emisiones. Aunque puede ser un instrumento teóricamente atractivo si se implementa a nivel mundial, la evidencia empírica del impacto de los ETS sobre la inversión en renovables no es concluyente, Zhang and Wei (2010). La sobreasignación de los permisos de emisión es común en la práctica. En Europa, a la mitad de la primera fase del EU-ETS (2005-2007) el precio del carbono cayó casi a cero y se mantuvo así durante el resto del período. Según la OCDE (2017), los precios del carbono deben oscilar entre 40 y 80 euros/tCO₂ en 2020 para que los objetivos del Acuerdo de París tengan posibilidades de alcanzarse. Sin embargo, actualmente, los precios están por debajo de 40 EUR/tCO₂ para el 93% de las emisiones, y están por debajo de 80 EUR/tCO₂ para el 95% de las emisiones. En Europa, el precio no ha superado los 32 EUR/tCO₂ nunca desde 2005 hasta el momento, véase el gráfico 1.4.

GRÁFICO 1.4

PRECIO DEL CARBONO EN EUROPA. ECX EUA FUTUROS, DEL 7 DE ABRIL DE 2008 A 14 DE DICIEMBRE DE 2019. EUR/TCO₂



Fuente: ICEX.

No es, por tanto, sorprendente que no sea sencillo encontrar un nexo consistente entre los precios del carbono y la inversión en renovables. En algunos casos, Schmidt *et al.* (2012), y debido a la sobreasignación de permisos a precio cero, se han observado efectos perversos del ETS al incentivar el uso de carbón en lugar de renovables en la producción de electricidad ya que las plantas de generación convencionales reciben un subsidio implícito.

- *Certificados verdes.* Se trata de certificados verdes comercializables que los productores de energía de fuente renovable obtienen por su producción. Un ejemplo son los certificados de energía renovable (REC) que en los EE.UU. reciben los productores de energía a partir de una fuente renovable en este país (1 REC = 1 MWH). Las fuentes de energía renovables incluidas son: solar, viento, geotérmica, hidroeléctrica (pequeña), biomasa, biodiesel, pilas de combustible de hidrógeno, y captura de metano en vertederos. Los REC pueden ser empaquetados y vendidos con la energía, vendidos por separado de la energía entregada, o utilizados para cumplir con las obligaciones renovables. Estos instrumentos han jugado un papel relevante en las PPA y VPPA, como se expone en el capítulo 5 de este libro. La evidencia sobre la influencia de este instrumento sugiere que, en países desarrollados, tienen efectos positivos sobre la expansión de las renovables, Ang, Röttgers y Burli (2017).

Regulación

- *Cuotas/RPS.* Las cuotas (también conocidas como RPS, *Renewable Portfolio Standards*) se emplean en más de 100 jurisdicciones, muchas de ellas regionales o locales, REN21 (2019). La evidencia empírica no es unánime, ya que Delmas y Montes-Sancho (2011) encuentran un efecto negativo de las cuotas/RPS sobre la inversión en capacidad de generación renovable en el caso de EE.UU., mientras que para este país Carley *et al.* (2018) reportan que el uso de cuotas está asociado con mayores inversiones en renovables, y Upton y Snyder (2017) no encuentran evidencia a nivel estatal de que los Estados con cuotas/RPS presenten aumentos en la generación de energía renovable en relación con Estados comparables sin cuotas/RPS. Además, los precios de la electricidad en los Estados con cuotas/RPS son significativamente más altos que los precios en Estados sin cuotas. En otros países, por ejemplo, en el Reino Unido, la evidencia tampoco es concluyente, Mitchell y Connor (2004).
- *Medición Neta de Energía (Net-Metering, NEM).* La medición neta de energía (NEM) es una política disponible en más de 50 jurisdicciones

para promover la inversión en energías renovables a nivel doméstico (e.g., paneles solares fotovoltaicos o PV) compensando a los propietarios con unidades de generación distribuida (GD) por cada kWh al precio de venta al por menor. Las NEM tienden a crear una subvención para los propietarios de las GD a costa de los consumidores no-GD, ya que son estos los que terminan pagando una mayor proporción de los costes de la red de distribución, *Sergici et al.* (2019). Además, este segmento es pequeño y no resulta atractivo para inversores institucionales.

Otros

- *Compromisos a largo plazo.* El éxito de este tipo de estrategias de promoción de la inversión en renovables depende de la credibilidad de estos compromisos a largo plazo y de la consistencia entre los diversos compromisos. Peña y Rodríguez (2019), estudian las posibilidades de éxito y la compatibilidad de los tres objetivos del programa europeo CEP2020, centrándose en los precios de la electricidad. Los resultados sugieren que aumentos de la producción a partir de las energías renovables disminuyen los precios mayoristas de la electricidad en todos los países de la UE en el periodo 2008-2016. Dado que la disminución de los precios debe promover el consumo, surge una aparente contradicción entre el objetivo de un aumento de las energías renovables y el objetivo de una reducción del consumo. Sin embargo, aumentos en la producción de las energías renovables están asociados con incrementos en la parte no energética de los precios de la electricidad en los hogares. El efecto total de las energías renovables sobre los precios al por menor es positivo. Es decir, aumentos en la proporción de generación en renovables están asociados con aumentos en los precios al por menor. Por lo tanto, las disminuciones de los precios al por mayor, que pueden comprometer el objetivo CEP2020 de disminución del consumo, no se traducen necesariamente en precios minoristas más bajos. Las estrategias a largo plazo son más creíbles cuando reciben un apoyo político no partidista, *World Economic Forum* (2015), como la transición energética alemana después de 2011.
- *Inversión en I+D.* Las inversiones de los Estados en investigación y desarrollo en tecnologías verdes deberían reducir el riesgo técnico, disminuir los costos e incentivar la inversión privada en energías renovables. Sin embargo, la evidencia (*Ang, Röttgers y Burli, 2017*) no es concluyente.
- *Eliminar subsidios a los combustibles fósiles.* Una alternativa importante a disposición de los gobiernos y que promovería la inversión en

energía renovable es eliminar los subsidios a los combustibles fósiles. En un trabajo reciente del FMI, Coady *et al.* (2019) documentan que la industria de los combustibles fósiles (petróleo y carbón) obtuvo 5,2 billones de dólares en subsidios en 2017. Los mayores subsidios en 2015 se otorgaron en China (1,4 billones de dólares), en Estados Unidos (649 billones de dólares), en Rusia (551 billones de dólares), en la Unión Europea (289 billones de dólares) y la India (209 billones de dólares). El total de estas subvenciones ascienden al 6,4% del PIB mundial. Si se eliminasen estas subvenciones, las emisiones mundiales de carbono disminuirán en un 28%, y las muertes por contaminación atmosférica de combustibles fósiles disminuirían en un 46%, y se aumentarían los ingresos públicos en un 3,8% del PIB.

Podemos preguntarnos qué iniciativas del sector público dan mejores resultados en la promoción de la energía renovable. Las FiT, las garantías y los avales y el impuesto sobre la emisión de carbono parecen ser políticas relativamente eficaces en muchas jurisdicciones, aunque su impacto puede cambiar a lo largo del tiempo. Polzin *et al.* (2019) muestran que los instrumentos más efectivos son aquellos que reducen el riesgo de inversión y al mismo tiempo aumentan la rentabilidad esperada. Estos autores encuentran que los diseños de políticas que reducen los riesgos tienen un fuerte impacto en las inversiones. En este sentido, un aspecto crucial es la estabilidad de las políticas gubernamentales en materia medioambiental. La incertidumbre regulatoria es uno de los mayores frenos a la inversión en la transición energética, Sisodia, Soares y Ferreira (2016). La evidencia sugiere, Holburn (2012), que en aquellas jurisdicciones donde los organismos reguladores tienen una mayor autonomía y donde las políticas se formulan a través de procesos más rígidos (*e.g.*, múltiples cámaras legislativas y un ejecutivo separado, y sin partidos políticos mayoritarios) la legislación es difícil de promulgar o modificar y, por tanto, los riesgos son más bajos, y las políticas más estables.

La UE está investigando los cambios normativos en el sector financiero para hacer frente al déficit de financiación de proyectos de transición energética. (Comisión Europea, 2018). Una idea es la creación de etiquetas verdes de la UE para productos financieros verdes sobre la base de un sistema de clasificación de la UE: esto permitirá a los inversores identificar fácilmente las inversiones que cumplen los criterios de carbono verde o bajo en carbono. Otra alternativa es incorporar la sostenibilidad en los requisitos prudenciales a los que están sometidas muchas instituciones financieras (*e.g.*, bancos). La Comisión está estudiando la viabilidad de recalibrar los requisitos de capital para los bancos (el llamado factor de apoyo verde) para las inversiones sostenibles, cuando esté justificada desde una perspectiva de riesgo, garantizando al mismo tiempo la estabilidad financiera.

Finalmente, la investigación reciente sobre los resultados de la penetración de energías renovables como resultado de la aplicación de estos instrumentos en el caso de España, presenta una evidencia mixta. Ciarreta, Espinosa y Pizarro-Ilizar (2017) muestran que la entrada de las renovables en el mercado de electricidad al por mayor está asociada con un comportamiento más competitivo de los generadores de ciclo combinado, pero no se detectan efectos en el caso de nuclear, hidráulica o carbón. Además, el efecto de incremento de la competencia no fue persistente. Mir-Artigues, del Río y Cerdá (2018) muestran que la actual regulación es desfavorable para el desarrollo de la generación fotovoltaica por el lado de la demanda (PV-DSG) ya que no proporciona ahorros significativos a los prosumidores en comparación con la compra de electricidad de la red. Cardoso Marques, Fuinhas y Pereira Macebo (2019) no encuentran un efecto claro de las tarifas reguladas sobre la producción de energía solar, mientras que el efecto de esas tarifas reguladas es negativo sobre la producción eólica. Los aumentos en los pagos por capacidad están asociados a incrementos en la producción de electricidad mediante energías renovables. Los costes que suponen los subsidios para la reducción de emisiones de CO₂ mediante energía solar son en promedio 6 veces superiores a los costes usando energía eólica en el caso español, Abrell, Kosch y Rausch (2019). Una evaluación del impacto de los cambios regulatorios iniciados en 2012 y su negativo impacto en las empresas de generación fotovoltaica se encuentra en Ibarloza *et al.* (2019) que documentan que los resultados de las empresas no fueron suficientes para cubrir el coste de la deuda utilizada para la construcción de las plantas. Sucesivos decretos leyes en 2012 (Real Decreto-Ley (RDL) 1/2012) eliminaron los subsidios para nuevas plantas fotovoltaicas. En 2013 (RDL 9/2013) se eliminaron las primas para las plantas existentes, en 2014 (RD 413/2014) se formuló un nuevo y complejo marco para el cálculo de la remuneración y se penalizó el autoconsumo en 2015 (RD 900/2015) mediante el "impuesto sobre el sol"¹¹. La incertidumbre resultante de esos cambios regulatorios y la reducción en la rentabilidad de las inversiones ocasionó un estancamiento de la expansión de las energías renovables (Red Eléctrica de España, 2015), aunque España reinició las subastas de electricidad renovable en 2017 (Clean Technica, 2017). En la actualidad, España tiene uno de los sistemas regulatorios más restrictivos de la producción de energía solar dentro de la Unión Europea.

1.5. Mercados privados

Sin embargo, son los mercados de capitales privados los que, en última instancia, deben sostener el desarrollo de este proceso de inversión. Para atraer los volúmenes de inversión necesarios, es necesario entender los factores que

¹¹ Ese decreto fue derogado en 2018 mediante el RD 15/218.

influyen en el perfil de riesgo y el retorno de las inversiones. La escasez de instrumentos financieros atractivos para los inversores es una barrera crucial para frenar la afluencia de capital privado a la financiación de proyectos de transición energética. Las causas de esta escasez son:

- El riesgo regulatorio.
- La escala relativamente pequeña de muchos proyectos.
- Los largos periodos de repago y el alto coste de capital.
- La falta de estandarización de los activos financieros asociados a ellos.
- La información asimétrica en el desarrollo del proyecto.

Una gran parte de este tipo de proyectos utilizan un apalancamiento relativamente alto y tienen una vida útil media de más de veinte años. Por ejemplo, en el caso de las inversiones en energía eólica, dos barreras clave para su desarrollo son los altos costos de inversión y mantenimiento combinados con el largo período de retorno de la inversión (Zhang, Liyin y Chan, 2012). Los mercados de capitales de renta fija y variable han desempeñado un pequeño papel en la financiación de proyectos de transición energética hasta ahora. Los bonos verdes representan menos del 1% del mercado global de bonos.

La mayoría de los proyectos de transición energética se han financiado con los fondos propios del inversor industrial (empresas energéticas o promotores), y con préstamos bancarios, complementados con capital proporcionado por fondos de inversión especializados.

La comunidad de inversores demanda instrumentos financieros con el perfil adecuado de riesgo/rentabilidad para cada fase del proyecto (desarrollo, construcción, operación) y cada segmento de inversores (por ejemplo, capital privado, fondos de inversión privados, fondos de pensiones, compañías de seguros).

El reto es diseñar productos financieros capaces de satisfacer las expectativas de riesgo y rentabilidad de diferentes fuentes de capital a lo largo de las etapas de desarrollo, construcción y operación de un proyecto. Tomando una perspectiva más allá de los proyectos individuales, otro aspecto relevante es el diseño de productos de bajo riesgo basados en carteras diversificadas de activos operativos. Estos puntos se analizan en capítulos sucesivos de este libro.

BIBLIOGRAFÍA

ABRELL, J., KOSCH, M. y RAUSCH, S. (2019). Carbon abatement with renewables: Evaluating wind and solar subsidies in Germany and Spain. *Journal of Public Economics*, 169, pp. 172-202.

ANG, G., RÖTTGERS, D. y BURLI, P. (2017). The empirics of enabling investment and innovation in renewable energy. *OECD Environment Working Papers*, 123.

BLÁZQUEZ, J., FUENTES-BRACAMONTES, R. y MANZANO, B. (2019). A road map to navigate the energy transition. Oxford Institute of Energy Studies. *Energy Insight*, 59.

BNEF. (2019). *Clean Energy Investment Trends, 2018*. Disponible en: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Clean-Energy-Investment-Trends-2018.pdf>

BOURCET, C. (2019). Empirical determinants of renewable energy deployment: A systematic literature review. *Energy Economics*. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.1045>

CALDECOTT, B. (Ed). (2019). *Stranded Assets and the Environment*. Routledge.

CAMPIGLIO, E. (2016). Beyond carbon pricing: The role of banking and monetary policy in financing the transition to a low-carbon economy. *Ecological Economics*, 121, pp. 22-230.

CARDOSO MARQUES, A., FUINHAS, J. A. y PEREIRA MACEDO, D. (2019). The impact of feed-in and capacity policies on electricity generation from renewable energy sources in Spain. *Utilities Policy*, 56, pp. 159-168.

CARLEY, S, DAVIES, L. L., SPENCE, D. B. y ZIROGIANNIS, N. (2018). Empirical evaluation of the stringency and design of renewable portfolio standards. *Nature Energy*, 3, pp. 754-763.

CIARRETA, A., ESPINOSA, M. P. y PIZARRO-IRIZAR, C. (2017). Has renewable energy induced competitive behavior in the Spanish electricity market? *Energy Policy*, 104, pp. 171-182.

CLEAN TECHNICA. (2017). Spain Awards 4 Gigawatts Solar & 1 Gigawatt Wind in Renewables Auction. Disponible en: <https://cleantechnica.com/2017/07/28/spain-awards-4-gw-solar-1-gwwind-renewables-auction/>

COADY, D., PARRY, I., N-PIOTR LE, y SHANG, B. (2019). Global Fossil Fuel Subsidies Remain Large: An Update Based on Country-Level Estimates. *IMF working Paper*, WP/19/89.

COMISIÓN EUROPEA. (2014). *Guidelines on State Aid for Environmental Protection and Energy 2014-2020*.

— (2018). *Final Report 2018 by the High-Level Expert Group on Sustainable Finance*.

CRISCUOLO, C. y MENON, C. (2015). Environmental policies and risk finance in the green sector: Cross-country evidence. *Energy Policy*, 83, pp. 38-5.

DELMAS, M. A. y MONTES-SANCHO, M. J. (2011). US. state policies for renewable energy: context and effectiveness. *Energy Policy*, 39, pp. 2273-2288.

DEL RÍO, P. y TARANCÓN, M.-A. (2012). Analysing the determinants of on-shore wind capacity additions in the EU: An econometric study. *Applied Energy*, 95, pp. 12–21.

ENERGY FUTURE COALITION. (EFC). (2013). Utility 20.0: Piloting the future of Maryland's electric utilities and their customers. Disponible en: <http://cleanenergytransmission.org/uploads/Utility%2020-0%20Pilot%20Project-reduced.pdf>, archived at <http://perma.cc/Q5UL-PL85>

EIA. (2019). <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=107&t=3>

EYRAUD, L., CLEMENTS, B. y WANE, A. (2013). Green investment: Trends and determinants. *Energy Policy*, 60, pp. 852–865.

FOUQUET, R. (2010). The slow search for solutions: Lessons from historical energy transitions by sector and service. *Energy Policy*, 38, 11, pp. 6586–6596.

— (2014). Long run demand for energy services: income and price elasticities over 200 years. *Review of Environmental Economic Policy*, 8, pp. 186–207.

— (2016). Historical energy transitions: Speed, prices and system transformation. *Energy Research & Social Science*, 22, pp. 7–12.

FOUQUET, R. y PEARSON, R. J. G. (2012). Past and prospective energy transitions: Insights from history. *Energy Policy*, 50, pp. 1-7.

FSB. (2019). Greening the financial system: the new frontier. *Financial Stability Review*, June 2019.

GEDDES, A, SCHMIDT, T. S. y STEFFEN, B. (2018). The multiple roles of state investment banks in low-carbon energy finance: an analysis of Australia, the UK and Germany. *Energy Policy*, 115, pp. 158–170.

GOLDMAN SACHS. (2015). *The Low carbon Economy. GS SUSTAIN equity investor's guide to a low carbon world, 2015-2025*.

GRÜBLER, A. (2012). Energy transitions research: insights and cautionary tales. *Energy Policy*. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.070>

HOLBURN, G. L. F. (2012). Assessing and managing regulatory risk in renewable energy: Contrasts between Canada and the United States. *Energy Policy*, 45, pp. 654-665.

IBARLOZA, A., HERAS-SAIZARBITORIA, I., ALLUR, E. y LARREA, A. S. (2019). Regulatory cuts and economic and financial performance of Spanish solar power companies: An empirical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, pp. 784-793.

ICAP. (2018). *Emissions Trading Worldwide: Status Report 2018*. International Carbon Action Partnership (ICAP). Berlin.

IPCC. (2007). *Climate Change 2007: Mitigation of climate change*. Intergovernmental Panel on Climate Change Report.

JENNER, S., GROBA, F. e INDVIK, J. (2013). Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy*, 52, pp. 385–401.

KIM, J. y PARK, K. (2016). Financial development and deployment of renewable energy technologies. *Energy Economics*, 59, pp. 238–50

KRUPA, J. y DANNY HARVEY, L. D. (2017). Renewable electricity finance in the United States: A state-of-the-art review. *Energy*, 135, pp. 913-929

LAZARD. (2018). Levelized Cost of Energy Analysis (LCOE 12.0). Disponible en: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-and-levelized-cost-of-storage-2018/>

LI, S.-J., CHANG, T.-H. y CHANG, S.-L. (2017). The policy effectiveness of economic instruments for the photovoltaic and wind power development in the European Union. *Renewable Energy*, 101, pp. 660–666.

MARQUES, A. C., FUINHAS, J. A. y MANSO, J. P. (2010). Motivations driving renewable energy in European countries: A panel data approach. *Energy Policy*, 38, pp. 6877–6885.

MIR-ARTIGUES, P., DEL RÍO, P. y CERDÁ, E. (2018). The impact of regulation on demand-side generation. The case of Spain. *Energy Policy*, 121, pp. 286-291.

MACKEY, D. J. C. (2009). *Sustainable Energy - without the hot air*. UIT Cambridge.

MCKINSEY GLOBAL INSTITUTE. (2017). *Mapping global capital markets*.

MITCHELL, C. y CONNOR, P. (2004). Renewable energy policy in the UK 1990–2003. *Energy Policy*, 32, pp. 1935–1947

OCDE. (2017). Carbon prices are still far too low to prevent climate change. [Ocdeinsights.org](https://www.oecd.org/ocdeinsights/)

OTTINGER, R. L. y BOWIE J. (2015). Innovative financing for renewable energy. *Pace Environmental Law Review*, 32, pp. 701-755.

PEÑA, J. I. y RODRÍGUEZ, R. (2018). Default supply auctions in electricity markets: Challenges and proposals. *Energy Policy*, 122, pp. 142-151.

— (2019). Are EU's Climate and Energy Package 20-20-20 targets achievable and compatible? Evidence from the impact of renewables on electricity prices. *Energy*, 183, pp. 477-486.

POLLITT, M. G. (2012). The role of policy in energy transitions: lessons from the energy liberalisation era. *Energy Policy*. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.004>.

POLZIN, F., EGLIB, F., STEFFENB, B. y SCHMIDT, T. S. (2019). How do policies mobilize private finance for renewable energy?—A systematic review with an investor perspective. *Applied Energy*, 236, pp. 1249-1268.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. (2015). *The Spanish Electricity System 2014*. Disponible en: <http://www.ree.es/en/publications/statistical-data-of-spanish-electrical-system/annual-report/spanishelectricity-system-2014>

REN21. (2019). *Renewables 2019 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat. Disponible en: <https://www.ren21.net/gsr-2019/>

RIFKIN, J. (2019). *The New Green Deal*. St Martin's Press.

ROMANO, A., SCANDURRA, G., CARFORA, A. y FODOR, M. (2017). Renewable investments: The impact of green policies in developing and developed countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, pp. 738-747.

ROZENBERG, J., HALLEGATTE, S., PERRISSIN-FABERT, B. y HOURCADE, J.-C. (2013). Funding low-carbon investments in the absence of a carbon tax. *Climate Policy*, 13, pp. 134-141.

SCHALLENBERG-RODRIGUEZ, J. y HAAS, R. (2012). Fixed feed-in tariff versus premium: a review of the current Spanish system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, pp. 293-305.

SCHMIDT, T. S., SCHNEIDER, M., ROGGE, K. S., SCHUETZ, M. J. A. y HOFFMANN, V. H. (2012). The effects of climate policy on the rate and direction of innovation: a survey of the EU ETS and the electricity sector. *Environmental Innovation and Societal Transition*, 2, pp. 23-48.

SERGICI, S., YANG, Y., CASTANER, M. y FARUQU, A. (2019). Quantifying net energy metering subsidies. *The Electricity Journal*, 32, pp. 1040-1046.

SHEN, J. y LUO, C. (2015). Overall review of renewable energy subsidy policies in China—Contradictions of intentions and effects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, pp. 1478-1488.

SHRIMALI, G. y KNEFFEL, J. (2011). Are government policies effective in promoting deployment of renewable electricity resources? *Energy Policy*, 39, pp. 4726-4741.

SIF. (2017). *Sustainable insurance: The emerging agenda for supervisors and regulators*. United Nations Environment Program.

SISODIA, G. S., SOARES, I. y FERREIRA, P. (2016). Modeling business risk: The effect of regulatory revision on renewable energy investment - The Iberian case. *Renewable Energy*, 95, pp. 303-313.

UPTON JR., G.B. y SNYDER, B. F. (2017). Funding renewable energy: An analysis of renewable portfolio standards. *Energy Economics*, 66, pp. 205-216.

WINKLER, J., MAGOSCH, M. y RAGWITZ, M. (2018). Effectiveness and efficiency of auctions for supporting renewable electricity. What can we learn from recent experiences? *Renewable Energy*, 119, pp. 473-489.

WORLD ECONOMIC FORUM. (2013). *The Green Investment Report*. Disponible en: http://www3.weforum.org/docs/WEF_GreenInvestment_Report_2013.pdf

— (2015). *Mitigation of political & regulatory risk in infrastructure projects*. Disponible en: http://image-src.bcg.com/Images/Risk_Mitigation_Report_Feb_2015_tcm9-61366.pdf

ZHANG, Y. J. y WEI, Y. M. (2010). An overview of current research on EU ETS: Evidence from its operating mechanism and economic effect. *Applied Energy*, 87, pp. 1804–1814.

ZHANG, X., LYIN, S. y CHAN, S. Y. (2012). The diffusion of solar energy use in HK: What are the barriers? *Energy Policy*, 41, pp. 241-249.

Capítulo 2

LAS DECISIONES DE INVERSIÓN EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

2.1. Introducción

En este capítulo analizamos los determinantes de las decisiones de inversión en el caso de los inversores privados y el papel que los instrumentos financieros tradicionales (deuda, acciones) juegan en este proceso. En primer lugar, se exponen los riesgos que afectan a las inversiones en proyectos de transición energética. A continuación, se describe el criterio básico de selección de inversiones, el coste medio ponderado de capital. Seguidamente, introducimos la métrica estándar para comparar los costes de generación de energía mediante tecnologías alternativas, el coste nivelado de la electricidad. Por último, describimos los instrumentos de financiación tradicionales y sus limitaciones en el caso de inversiones en los sectores de la transición energética: energías renovables, el sector del transporte y el sector de la climatización de edificios e instalaciones industriales.

2.2. Rentabilidad y riesgo: factores clave

Aunque el papel del sector público ha sido crucial en la fase inicial de la financiación de la transición energética, mediante subvenciones, avales, tarifas reguladas, pagos de capacidad y otros instrumentos (véase el capítulo 1), son los mercados de capitales privados, los bancos y otros inversores privados los que, en última instancia, deberían ser los responsables de mantener el desarrollo de la transición energética a medio y largo plazo. A pesar del tamaño de los mercados mundiales de capitales, las acciones ordinarias, los bonos y otros instrumentos financieros convencionales han desempeñado un papel limitado en la financiación de los proyectos de transición energética, véase Hamilton y Zindler (2016).

En comparación con las inversiones en generación de electricidad mediante combustibles fósiles, las inversiones en energías renovables requieren fuertes inversiones iniciales, pero tienen bajos costes de operación y mantenimiento y nulos gastos en combustible. La mayoría de las inversiones deben realizarse antes de que la planta de generación esté operativa. Esto significa que el riesgo de la inversión es más alto que en el caso convencional y para compensar este riesgo, los inversores requieren una mayor rentabilidad, lo que implica un mayor

coste de capital. A esto se suma la escala relativamente reducida de muchos proyectos (en particular los de eficiencia y modernización energéticas), además de la falta de estandarización, liquidez, y transferibilidad de los instrumentos financieros empleados cuando la financiación se hace *on-balance-sheet* (OBS) por parte de la empresa promotora, lo que es habitual en muchos proyectos de este tipo. A esto se suman las asimetrías de información entre los promotores y los inversores externos y la escasa voluntad de los inversores privados para asumir los horizontes temporales y los riesgos relacionados con el desarrollo de este tipo de proyectos. Todos estos factores actúan como impedimentos adicionales a la participación de los inversores.

Específicamente, hay cuatro aspectos que frenan los flujos de financiación privada a los proyectos de transición energética, que según Jacobsson y Karltorp (2013) son los siguientes.

En primer lugar, la financiación OBS es limitada por naturaleza y no es suficiente para garantizar la expansión necesaria de las energías renovables (Rubel *et al.*, 2013). Segundo, muchos inversores consideran que la inversión en la transición energética en general y en energías renovables en particular no tiene un perfil rentabilidad/riesgo suficientemente atractivo, especialmente en las fases de diseño y construcción (Deutsche Bank, 2011; Rubel *et al.*, 2013). Esta falta de atractivo se ve reforzada por la alta incertidumbre regulatoria en muchos países. En tercer lugar, y como consecuencia de la crisis 2007-2009, y de la introducción de Basilea III en 2013, la regulación sobre los requisitos de capital propio en el sector financiero se ha hecho más estricta, lo que podría afectar a la disponibilidad de préstamos (Deutsche Bank, 2011) y acortar su horizonte temporal. Esto implica que, además de hacer frente a esas restricciones, los promotores de las inversiones tendrán que gestionar un mayor riesgo de refinanciación. Finalmente, el sector financiero parece menos interesado en proyectos a largo plazo y con tasas de rendimiento limitadas (Jacobsson y Jacobsson, 2012) que en otras actividades de menor horizonte temporal. Por tanto, el reto está en movilizar capital potencialmente interesado, mediante productos financieros atractivos (Eleftheriadis y Anagnostopoulou, 2015; Haigh, 2011).

En definitiva, aunque el sector financiero se plantea la inversión en el sector de la transición energética de la misma manera que lo hace con respecto a inversiones en cualquier otra industria, (McInerney y Bunn, 2019), hay factores de riesgo adicionales, tales como la influencia de la política y la regulación, o el diseño y la infraestructura del mercado energético en cada jurisdicción que suponen complicaciones adicionales a los potenciales inversores. Además, en algunos casos (*e.g.*, proyectos de climatización y eficiencia energética), las fuentes de ingresos que justifican la inversión están menos definidas que en

otros casos (e.g., generación de energía). Como el binomio rentabilidad/riesgo es el fundamento de cualquier decisión de inversión, los inversores demandarán un rendimiento proporcional a los riesgos adicionales que esta industria presenta (e.g., riesgo regulatorio). Un mayor riesgo significa que se exigirá un mayor rendimiento. Además, el perfil de riesgo de la inversión varía a lo largo del tiempo. Así, en el caso de los proyectos de generación de energías renovables el mayor riesgo aparece en las fases iniciales del proyecto y va disminuyendo hasta que la planta está a pleno rendimiento. Diferentes inversores tomarán diferentes niveles de riesgo; desde el alto nivel de riesgo asociado al desarrollo de nuevas tecnologías, hasta el bajo nivel de riesgo asociado con la explotación de instalaciones basadas en tecnologías maduras (e.g., eólica).

2.3. Riesgo país: instituciones, economía y sector financiero

Cuando los inversores evalúan los proyectos de transición energética en una jurisdicción concreta, hay tres factores del riesgo país que ocupan un lugar central en ese proceso de evaluación. En primer lugar, el riesgo institucional. Este se calibra mediante un análisis del nivel de estabilidad gubernamental, la solidez del sistema legal, la madurez del sistema político y el estado de la economía. En segundo lugar y adicionalmente a los aspectos institucionales y legales, el riesgo país incluye el análisis de los factores determinantes del riesgo económico. Nos referimos a la evolución prevista de las magnitudes económicas básicas, tales como la inflación, el crecimiento del PIB, la tasa de desempleo, el déficit presupuestario, el nivel de deuda pública como porcentaje del PIB, y los desequilibrios de la balanza de pagos. En tercer lugar, se añade el análisis de los riesgos relacionados con la evolución de las principales variables financieras. En concreto, los tipos de interés, los tipos de cambio, la solvencia del sector bancario y de seguros y la eficiencia y liquidez de los mercados de capitales. Para una panorámica general de los métodos de evaluación del riesgo país, véase Bouchet, Clark y Gros Lambert (2003).

Con un enfoque global, el Fondo Monetario Internacional (FMI) publica periódicamente el *World Economic Outlook* (WEO), *Global Financial Stability Report* (GFSR), y *Fiscal Monitor*, que contienen evaluaciones del grado de riesgo país para tres grupos de naciones: avanzados (AE), emergentes (EM), y de baja renta (LIC). Las metodologías empleadas en estos ejercicios se exponen en Ahuja, Syed y Wiseman (2017). Para los países que no están en la OCDE, una herramienta de evaluación del riesgo país se encuentra en los indicadores publicados por la OCDE (2019).

Adicionalmente, el Índice Mundial de Riesgo (2019) evalúa la exposición a los riesgos de desastres naturales a los que se enfrentan 171 países y calibra la

vulnerabilidad inherente de cada país con respecto a su exposición a posibles impactos diferenciales cuando se materializan dichos desastres.

2.4. Riesgo regulatorio y administrativo

El riesgo regulatorio es un factor fundamental que afecta a las inversiones en la transición energética. Para que se produzca una inversión significativa en un sector, es necesario que existan unas políticas efectivas, claras y estables con una base jurídica sólida (Hamilton y Zindler, 2016). Adicionalmente, a la estabilidad de las políticas, también es importante que los inversores estén informados de si las condiciones de política regulatoria existentes en el momento de una inversión se van a mantener durante todo el periodo de vida de esta, aunque se modifiquen a nivel general (*i.e.*, el nivel de *grandfathering*).

El riesgo regulatorio se concreta en los procedimientos que regulan el régimen de autorizaciones y licencias necesarias para planificar, construir, operar y dismantelar proyectos de energía renovable, así como las relacionadas con los permisos de acceso a la red de transporte y distribución. Leisen, Steffen y Weber (2019) muestran que el impacto de los riesgos regulatorios varía según el tipo de inversión en energías limpias, siendo mayor en el caso de instalaciones de energía solar PV y menor en el caso de construcción de baterías. Además, este riesgo afecta principalmente a los ingresos esperados del proyecto. Este impacto puede ser directo, como en los casos en que las regulaciones fijen los precios de venta de la electricidad (*e.g.*, tarifas reguladas, exención de impuestos). Pero el impacto también puede ser indirecto si las regulaciones definen a qué tipo de empresas se le permite competir. Al aumentar el grado de competencia, dichos precios serán más ajustados y los ingresos de los promotores y productores se reducirán.

Hay que subrayar que la estabilidad de las políticas (*e.g.*, legislación climática) afecta de forma significativa las decisiones de inversión en este ámbito, especialmente en lo que respecta a las inversiones en transición energética. Los cambios de política retroactivos son particularmente lesivos para las empresas implicadas, como se vio en el caso español a partir de 2012. Una evaluación del impacto de los cambios regulatorios iniciados en España a partir de 2012 y su negativo impacto en las empresas de generación fotovoltaica se encuentra en Ibarloza *et al.* (2019).

Finalmente, otro importante aspecto es el riesgo administrativo, definido como el riesgo de inversión relacionado con el proceso de aprobación del proyecto por parte de las autoridades. Para construir y operar una planta de energía, los desarrolladores deben obtener varios permisos y licencias.

Por ejemplo, en la EU, EWEA (2013), los plazos para obtener los permisos administrativos, dependiendo del país y del proyecto, pueden variar entre 2 y 154 meses.

2.5. Riesgos de mercado, técnico, ambiental, de acceso a la red, tecnológico y otros riesgos específicos del proyecto

Los riesgos de mercado hacen referencia a los riesgos de precio de la electricidad y de los combustibles necesarios para su producción (petróleo, gas, carbón), incluyendo los precios del carbono. Una característica común de estos precios es su alta volatilidad y alto riesgo de cola (fuertes subidas y bajadas) en comparación con los precios de acciones ordinarias, bonos, o divisas y otras mercancías no energéticas, véase Escribano, Peña y Villaplana (2011) y González-Pedraz, Moreno y Peña (2014). Sobre la medida y evaluación de este tipo de riesgos hay una muy amplia literatura. Referencias útiles son los libros de Eydeland y Wolyniec (2002), Weron (2009) y Kaminsky (2016).

Los riesgos técnicos hacen referencia al riesgo de la construcción del proyecto, incluyendo los asociados a la fase de diseño, de ingeniería, adquisiciones, construcción, y tiempo de ejecución. También se incluyen los riesgos tecnológicos tales como la vida útil de la tecnología empleada, el historial operativo de la misma y las garantías correspondientes.

Un riesgo relevante es el denominado riesgo ambiental, que se refiere a los riesgos medioambientales y sociales asociados con el proyecto. Habitualmente hay requisitos legales que imponen un estudio de impacto ambiental del proyecto, que es necesario para obtener los permisos requeridos para la construcción de este.

Otro riesgo importante es el riesgo de acceso a la red, ya que las plantas de generación renovable deben estar conectadas a la red eléctrica. El riesgo se materializa si hay dificultades en el procedimiento para conceder el acceso a la red, en la conexión efectiva, y en las operaciones diarias. Para evaluar este riesgo, hay que tener en cuenta la capacidad de la red actual, las opciones de expansión de esta, las ampliaciones previstas y si el régimen de conexión permite prioridad a la producción con fuentes renovables. Si todos estos aspectos no están bien regulados, los riesgos de acceso a la red pueden afectar seriamente al proyecto y dar lugar a efectos no deseados. En el caso español, según Carcar (2019) a 31 de enero de 2019, el gestor de la red española (REE) había concedido permiso de acceso para 44.870 MW y tenía en tramitación otros 53.660 MW. Esta avalancha de solicitudes está

relacionada con cambios en la normativa. El RD 15/2018 aprobó aumentar de 143 a 650 el número de subestaciones eléctricas. La Ley del Sector Eléctrico de 2013 establece que los permisos de acceso y conexión caducan a los cinco años. Sin embargo, el RD 1/2019 permite que, hasta que no esté en vigor un nuevo decreto que regule el acceso y conexión de las nuevas instalaciones, se podrán prorrogar los permisos existentes. Por tanto, debido a la escasez actual de subestaciones y a la confusa situación regulatoria, los derechos de enganche a la red se convierten en activos negociables.

Finalmente, los riesgos asociados a los costes de operación y mantenimiento (O&M) implican que, una vez que un proyecto ha sido construido y está operativo, tendrá que mantenerse adecuadamente para garantizar rendimiento óptimo. Esto requiere una dotación de personal, contratos de mantenimiento con empresas externas y una previsión de los costes y requisitos necesarios para el futuro desmantelamiento de la planta.

En lo referente al riesgo de la tecnología, hay que indicar que, en los últimos años, los avances tecnológicos en producción de energía solar y eólica han permitido que el coste de la producción de electricidad usando estas fuentes sea competitivo en comparación con la basada en combustibles fósiles (Krupa y Danny Harvey, 2019). Así, un vatio de capacidad solar fotovoltaica costaba en dólares constantes \$1910 en 1956 y \$0,82 en 2013, Farmer y Lafond (2016). Desde 1980 el coste de los módulos PV ha disminuido alrededor del 10% por año. Todo esto implica un riesgo creciente de obsolescencia de las instalaciones de renovables actualmente en operación.

2.6. Criterios de selección de inversiones: Coste Medio Ponderado de Capital

Todos los inversores, sea en renta fija o variable, toman sus decisiones de inversión mediante la comparación de los valores de determinados criterios (e.g., TIR, ratios de Sharpe) calculados para las diversas inversiones de interés. En concreto, una medida ampliamente utilizada en la comparación de inversiones, Brealey, Myers y Marcus (2019), es el Coste Medio Ponderado de Capital (WACC) que se utiliza como tasa de descuento de los flujos de caja esperados del proyecto.

En el caso de la inversión en energías renovables, es bien conocido, Wiser y Pickle (1998), que el coste de los proyectos es especialmente sensible a los términos y condiciones de la financiación. Además, dada la naturaleza reciente de la industria, hay una considerable proporción de pequeñas y medianas empresas, de baja capitalización y calidades crediticias menores en comparación

con los productores de energía convencionales establecidos. Por lo tanto, este tipo de empresas tendrán un mayor costo de capital, haciendo los proyectos menos atractivos para los inversores.

La importancia del coste de capital para la inversión en centrales de generación renovable surge del hecho de que, al ser inversiones más intensivas de capital que las de las plantas de combustibles fósiles, las plantas de renovables suelen tener un WACC más alto que las plantas convencionales. Esto desincentiva la inversión en renovables. En esta línea, Hirth y Steckel (2016) muestran que la electricidad producida mediante energía eólica puede ser más barata que la producida mediante plantas basadas en combustibles fósiles si el WACC es suficientemente bajo (e.g., 3%), aunque esta situación se invierte si el WACC es alto (e.g., 15%), incluso si hay impuestos sobre la emisión de carbono (e.g., USD 50 por tonelada). Una implicación para el diseño de políticas es que aquellos países que deseen fomentar la transición energética no solo deben cargar impuestos sobre la emisión o el consumo de carbono (Helm, 2014), sino que también deben articular medidas para disminuir el coste de capital de la inversión en renovables. Otro importante factor, producto del entorno macroeconómico, es el nivel de los tipos de interés de los activos seguros. Los muy bajos tipos de interés observados en EE.UU. y la UE en los últimos años son un factor relevante a la hora de explicar el incremento notable de la inversión en energías renovables, al disminuir el coste de capital de todas las inversiones en esta área. Como se discute a continuación, el nivel del coste de capital juega un papel fundamental a la hora de decidir entre invertir en energías renovables o en convencionales.

Como ya se ha indicado, el criterio más empleado de selección de inversiones es el del coste medio ponderado de capital (WACC). La fórmula del WACC es (Fernández, 2019)¹²:

$$WACC = \frac{1}{(E+D)} [CE \times (E) + CD \times (D) \times (1-T)] \quad [2.1]$$

Donde E es el valor del capital propio, D es el valor de la deuda, CE es la rentabilidad requerida al capital propio, CD es la rentabilidad requerida a la deuda y T es el tipo impositivo. El importe de E se calcula como el valor actual de los flujos de caja esperados del capital propio, descontados al tipo CE. El factor D se calcula como el valor actual de los flujos de caja esperados de la deuda, descontados al tipo CD. Es habitual utilizar valores de mercado de E y D en el cálculo del WACC, cuando están disponibles. Sin embargo, no es aconsejable utilizar valores contables, Fernández (2007). El elemento en [2.1] que presenta mayor dificultad para su estimación es CE, la rentabilidad requerida del capital propio, ya que CD puede inferirse mediante las cotizaciones del riesgo de crédito

¹² Asumimos que E, D, CE y CD son constantes. Para una versión dinámica de (2.1), véase Fernández (2019), ecuación (5).

en los mercados de deuda. Sin embargo, CE es una medida de la rentabilidad requerida por los accionistas y no es directamente observable.

Hay una abundante discusión en la literatura sobre cuál puede ser el método más adecuado para inferir esa rentabilidad requerida. Un primer enfoque se basa en modelos económico-financieros. Dentro de esta línea, pueden mencionarse aquellos que se fundan en el equilibrio en los mercados de capitales, (e.g., CAPM¹³). Este tipo de modelos han sido usados extensamente en la literatura para calcular el WACC de las inversiones en renovables, por ejemplo, en Donovan y Núñez (2012), Noothout *et al.* (2016) y Tesniere *et al.* (2017) entre otros. Los dos últimos trabajos reportan que el WACC puede diferir notablemente entre países de la UE. Por ejemplo, Noothout *et al.* (2016), reporta el rango de variación del WACC para instalaciones eólicas (*onshore*), siendo Alemania (5,6%) el menor y Grecia (12%) el mayor, y España se sitúa en la parte media con un WACC de 8,1%.

Otros enfoques estiman el CE utilizando promedios de las rentabilidades (en exceso sobre un tipo de interés sin riesgo) de las acciones de empresas individuales o de carteras de empresas, observadas durante un periodo de tiempo dado. Por ejemplo, Ondraczek, Komendantova y Patt (2015) para calcular el WACC de las inversiones en energía solar, usa la media aritmética de la rentabilidad observada históricamente del capital propio¹⁴ en 143 países en el periodo 1900-2010. El rango de variación del WACC para instalaciones solares varía entre el más bajo en Japón (3,7%) y el más alto¹⁵ en la República Democrática del Congo (32,4%) y España se sitúa cerca de los mínimos con un 4,8%. El WACC en los países del Sudeste Asiático, América Latina y el África subsahariana son más del doble de los del promedio de la UE o los Estados Unidos. Estas grandes diferencias entre el coste de capital pueden ayudar a explicar porqué países que no tienen unas condiciones naturales especialmente favorables para la explotación de la energía solar como Irlanda o Suiza, inviertan en esta energía, ya que sus WACC son muy bajos, 3,8% y 3,9%, respectivamente, mientras que países con muy buenas condiciones naturales como Brasil, presenten escasa inversión, ya que su WACC es del 28,4%. La evidencia sugiere que la variación en los costes de capital es más importante para las decisiones de inversión en energía solar que las variaciones en radiación solar.

¹³ En contraste con los modelos teóricos, otra rama de la literatura en finanzas aboga por el uso de modelos empíricos (obtenidos a través de métodos de minería de datos, *data mining*) de múltiples factores, como Fama y French (2012), que incluyen un factor de mercado, un factor de tamaño (diferencia del rendimiento de pequeñas empresas y grandes empresas), un factor de valor (diferencia del rendimiento de empresas con alto *Book-to-Market* y bajo *Book-to-Market* y un factor de *momentum* (diferencia de la rentabilidad de los ganadores sobre los perdedores en los seis meses anteriores). La discusión académica sobre qué modelo es más recomendable (teóricos, empíricos o medias históricas) no ha producido hasta el momento un acuerdo en favor de un modelo específico.

¹⁴ La medida del capital propio es un índice del valor de mercado de una cartera de acciones de empresas del sector energético.

¹⁵ Excluyendo Zimbabue, cuyo WACC es del 254%.

2.7. El coste nivelado de la electricidad (LCOE)

Como ya se ha comentado, en el caso de energías renovables una gran parte de la inversión debe efectuarse mucho antes de que la planta esté operativa y esto requiere obtener financiación por adelantado. Por otra parte, los gastos de operación y mantenimiento no son elevados, en comparación con las inversiones en plantas de combustibles fósiles. Como es sabido, las tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles requieren menores inversiones iniciales en términos relativos, pero los gastos en combustible (carbón, gas) y mantenimiento son una parte significativa de los costos generales (Steckel y Jakob, 2018). Por tanto, hay una clara diferencia en la estructura temporal de costes de ambos tipos de inversión, ya que su perfil temporal es muy diferente, al materializarse en diferentes momentos.

Para poder contar con una medida comparable de los costos de cada planta de generación, hay que poner todos esos costes en una base comparable. Este es el concepto del coste nivelado de la electricidad (LCOE). Este LCOE, (IEA, 2015) puede interpretarse como el precio de venta de la electricidad que recuperaría todos los costes, incluyendo el coste de capital, pero excluyendo los costes de transporte, distribución y comercialización. Por tanto, el LCOE es la referencia básica para comparar diferentes tecnologías de producción de energía, en términos de su coste. El LCOE es un estándar internacional (Allan *et al.*, 2011; Joskow, 2011), usado para evaluar la viabilidad económica de las tecnologías energéticas y también de proyectos específicos. El LCOE se ha utilizado en la toma de decisiones en la Unión Europea para justificar los regímenes de subvenciones para las tecnologías renovables y para establecer las tasas de emisión en el EU-ETS sobre las emisiones de carbono, teniendo en cuenta el diferencial de coste entre la electricidad producida mediante las energías renovables y la producida mediante combustibles, Larsson *et al.* (2014). Las estimaciones del LCOE también pueden ayudar a calcular el coste de las políticas públicas de apoyo a determinadas tecnologías, y hasta qué punto las ganancias netas de bienestar pueden justificar esas políticas. La fórmula de cálculo de LCOE es (Kost *et al.*, 2018):

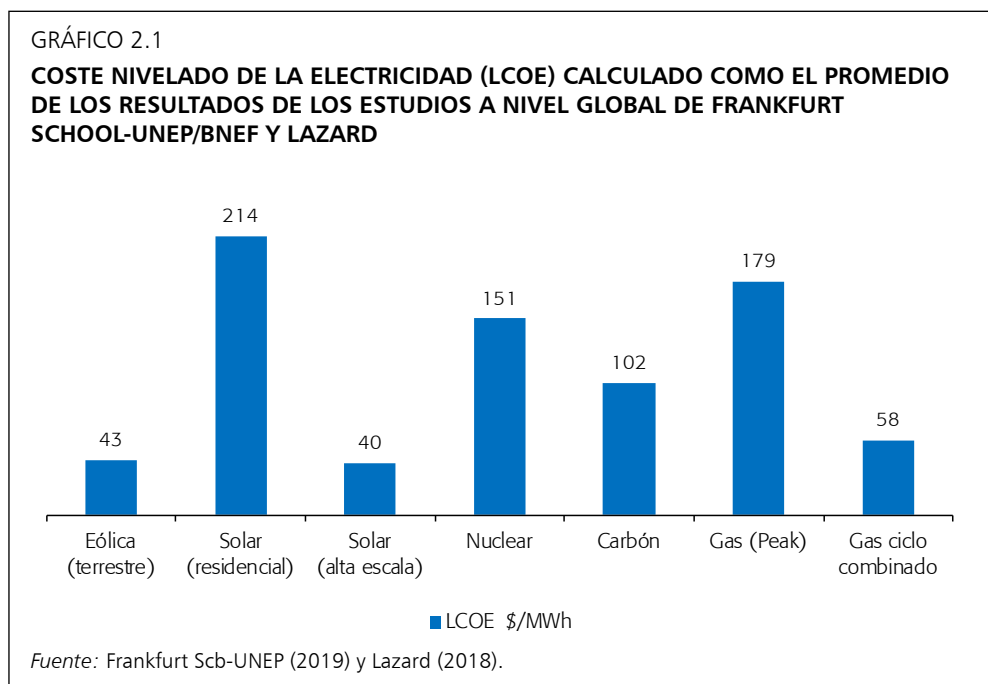
$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{A_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad [2.2]$$

Donde LCOE es el coste nivelado de la electricidad en EUR/kWh, I_0 es la inversión en euros (incluyendo los costes financieros), A_t son los costes totales anuales (EUR/año). Los costes totales anuales se componen de costes fijos y costes variables necesarios para la operación de la planta, incluyendo el coste del combustible, mantenimiento, impuestos, reparaciones y pagos de seguros,

entre otros. E_t es la cantidad producida de electricidad cada año (kWh/año). Finalmente, r es el coste de capital (WACC), es decir la tasa de descuento, medida en términos reales (corrigiendo por la inflación) y N es la vida útil del proyecto, medida en años.

Nótese que, cuanto menor sea la tasa de descuento (WACC), las tecnologías basadas en un alto coste inicial y bajo coste de operación y mantenimiento (e.g., renovables), presentan un menor LCOE y, por tanto, resultan más atractivas. Por el contrario, un alto coste de capital favorece a las tecnologías que requieren menores inversiones iniciales y tienen altos costes operativos (e.g., coste del combustible fósil) y de mantenimiento, Kost *et al.* (2018).

Una ilustración de los LCOE estimados para las distintas tecnologías de generación, calculado como el promedio de los resultados de los estudios a nivel global de Frankfurt School-UNEP/BNEF (2019) y Lazard (2018) está en el gráfico 2.1.



Hay que indicar que el LCOE solamente tiene en cuenta los costes del productor de electricidad, tomando una perspectiva estática, pero no incluye otros posibles aspectos, como por ejemplo el coste de intermitencia de las renovables o los costes de la incertidumbre que pueden aparecer por la

evolución temporal de los costes totales anuales y del factor de descuento. Además, el LCOE es solo una medida de coste y no incluye la evolución de los ingresos esperados.

En la mayoría de los casos, los promotores de la inversión en generación de energía son empresas privadas y, por tanto, la inversión se decide basándose en la rentabilidad esperada dado el nivel de riesgo asumido. La rentabilidad esperada incluye tanto los ingresos como los costes. Los riesgos incluyen los factores de riesgo que afectan tanto a los ingresos como a los costes. El LCOE no incluye ninguna medida de los riesgos que afectan a los ingresos, tales como la fluctuación en el precio de la electricidad. Este es un punto importante porque la exposición al riesgo de precio difiere según la tecnología, Gross, Blyth y Meptonstall (2010). En los mercados mayoristas de electricidad basados en precios marginales, las centrales que fijan esos precios marginales (normalmente de carbón o gas) pueden traspasar a los consumidores finales los aumentos de los precios de los combustibles y, por tanto, disfrutan de una cobertura natural frente a las fluctuaciones de los precios de la electricidad. Sin embargo, esto no es necesariamente así en el caso de las renovables, que normalmente no fijan el precio marginal y tienen que aceptar el precio fijado en el mercado. Una discusión actual de las ventajas e inconvenientes del LCOE, así como de enfoques alternativos está en Hansen (2019).

2.8. Instrumentos de financiación tradicionales: deuda y acciones

Cuando un promotor quiere desarrollar un nuevo proyecto de inversión para la transición energética, los instrumentos tradicionales de financiación con los que cuenta son los préstamos (de un banco u otra institución financiera), los bonos o la emisión de acciones, es decir la venta de participaciones directas en el proyecto de inversión. Además de esto, es frecuente que algunas empresas industriales de servicios públicos (*i.e.*, *utilities*) no utilicen financiación externa específica para un nuevo proyecto, sino que financien los nuevos proyectos OBS, es decir, usando fondos propios de la empresa. Los fondos utilizados provienen de las reservas de la empresa, de la emisión de bonos o a través de líneas de crédito generales disponibles para la empresa en su conjunto.

Los puntos clave a la hora de elegir el mejor método de financiación son el coste de capital, es decir qué opción ofrece la fuente de financiación más barata (WACC más baja) y también qué opción ofrece las mejores condiciones (por ejemplo, plazos de vencimiento de la deuda).

En lo referente a la deuda de origen bancario, los instrumentos más habituales ofrecidos por los bancos son (de menor a mayor tipo de interés)

los préstamos corporativos generalistas, las líneas de crédito, los préstamos de inversión a proyectos específicos y los préstamos puente o deuda subordinada (*mezzanine loans*). Además, está la refinanciación de cualquiera de estos préstamos. En el caso de los préstamos corporativos generalistas y las líneas de crédito de capital circulante, el plazo de vencimiento suele ser menor de un año, pero incluyendo procedimientos sencillos para su renovación cuasiautomática. En lo referente a los préstamos de inversión, los plazos suelen ser mayores (1-5 años) y los tipos de interés más elevados. En todos estos casos no suele haber muchas restricciones sobre cómo debe emplear la empresa los fondos, siempre que se cumplan una serie de convenios (*covenants*) preestablecidos. Este tipo de préstamos suelen tener como colateral todos los activos de la empresa. Por último, los préstamos puente se utilizan para obtener financiación adicional antes de captar capital propio, aunque los plazos de este tipo de deuda suelen ser menores (3-5 años) y pueden requerir condiciones más estrictas.

El coste de la deuda se calcula añadiendo a un tipo de interés libre de riesgo de referencia (e.g., euríbor) un diferencial de crédito que dependerá del riesgo específico del préstamo. Este se calcula teniendo en cuenta el orden de prelación del repago en caso de fallido (*waterfall order*), el plazo de este, el colateral y la calidad crediticia del prestatario. Esta calidad se mide por sus *ratings* de crédito y, en su caso, por precio de sus Credit Default Swaps (CDS).

Alternativamente, el promotor puede decidir realizar el proyecto usando financiación específica para el mismo. Esto es lo que se conoce como "Project Finance" (PF) y supone que el proyecto se establece como una entidad legalmente separada de la empresa promotora (i.e., SPV¹⁶) y que los instrumentos de deuda se emiten por la SPV. La motivación económica de este enfoque de PF es la prevención del riesgo de contaminación y los problemas de agencia. Es bien sabido que los costes de transacción de PF son más altos que en el caso de financiación convencional. Por ejemplo, los gastos en asesores legales, técnicos y comerciales pueden sumar entre el 5 y el 10% del valor total del proyecto. Por lo tanto, tradicionalmente el PF se ha utilizado para proyectos de alto riesgo en los que los patrocinadores necesitan proteger a su empresa de un posible fracaso del proyecto, véase Gatti (2013).

Nótese que en el caso de PF, el monto de la deuda está directamente relacionado con los flujos de efectivo esperados que servirán para el repago de esa deuda. Habitualmente, los préstamos concedidos a la SPV suelen ser sin recurso con respecto a los activos de las empresas patrocinadoras. La garantía de la deuda emitida por la SPV es el colateral, compuesto únicamente por los activos del proyecto específico. La motivación para usar este tipo de estructuras

¹⁶ *Special Purpose Vehicle* (SPV).

PF cuando no hay un alto riesgo de inversión parece venir por el exceso de deuda soportado por muchos pequeños promotores, como sugiere la evidencia para la UE presentada en Steffen (2018).

Otra fuente de financiación potencialmente importante está basada en la existencia de instrumentos que proporcionan bonificaciones fiscales a sus propietarios (*tax-equity instrument*). En varias jurisdicciones, la producción de energía usando renovables no solo da lugar a flujos de caja, sino que también genera instrumentos negociables (*tax credits*) que permiten a su poseedor disminuir su pago impositivo. Inversores externos pueden estar interesados en ofrecer financiación para el proyecto de energías renovables y obtener a cambio los créditos fiscales en lugar de pagos en efectivo. Este mecanismo se ha mostrado efectivo en los EE.UU. para promover la movilización de fuentes de financiación privada en el sector de las renovables, Bailie *et al.* (2016).

En lo referente a los proveedores de capital propio (acciones), hay diferentes clases de inversores interesados según el nivel de desarrollo del proyecto. En las fases iniciales de diseño y desarrollo (años 1-2 de la vida del proyecto), son las empresas de capital riesgo (VC) las que normalmente juegan un papel dominante. Este tipo de inversores están dispuestos a asumir elevados riesgos a cambio de obtener altas rentabilidades. La métrica utilizada para evaluar rentabilidades suele ser la tasa interna de rentabilidad (TIR) del proyecto, que va evolucionando a la baja según disminuye su riesgo. Generalmente, las empresas VC esperan obtener una TIR mayor del 50% al vender su participación al final de su periodo de inversión. En una etapa posterior (años 2-5), los fondos de capital privado (PE) toman el relevo del VC y participan como accionistas, esperando obtener una TIR entre el 15% y el 25%. Estos fondos normalmente venden su participación cuando el proyecto está iniciando su fase operativa y se prepara la salida a bolsa de la empresa (IPO). A continuación, y cuando el proyecto ya

CUADRO 2.1

ETAPAS DEL PROYECTO, INVERSORES EN CAPITAL PROPIO Y RENTABILIDAD REQUERIDA

<i>Inversor en capital propio</i>	<i>Capital riesgo (Venture Capital)</i>	<i>Capital privado (Private Equity)</i>	<i>Fondos de infraestructura y otros inversores Institucionales</i>	<i>Inversores generalistas</i>
Años del proyecto	1-2	2-5	5-30	10-30
TIR (%)	> 50	15-25	9-13	6-8
Proyecto	<i>Start-ups, prototipos de nuevas tecnologías</i>	<i>Empresa en desarrollo, antes de la IPO</i>	<i>Empresa operativa, IPO</i>	<i>Empresa con acciones cotizadas en mercado organizado</i>

Fuente: Elaboración propia.

está en las etapas iniciales de fase operativa (años 5-10), aparecen los fondos de infraestructura y otros inversores institucionales (fondos de pensiones, aseguradoras), que requieren una TIR entre el 9% y el 13%. Estos inversores mantienen su participación a largo plazo. Finalmente, cuando el proyecto se halla en funcionamiento establecido, (años 10-30) y sus acciones han sido admitidas a cotización en un mercado organizado, los inversores institucionales generalistas incluirán en sus carteras diversificadas de inversión este tipo de acciones, requiriendo rentabilidades entre el 6% y el 8%. El cuadro 2.1 presenta un resumen de las fases del proyecto de inversión, el panorama de inversores, y la rentabilidad requerida.

Por supuesto, otros inversores tales como los fondos de inversión soberanos, los fondos de cobertura (*Hedge Funds*), los fondos de inversión de instituciones formativas y culturales (*Endowments*), las oficinas familiares, las fundaciones, los individuos de alto valor neto y las autoridades locales (por ejemplo, municipios) pueden ser accionistas del proyecto, pero normalmente en las fases más maduras del mismo.

2.9. Limitaciones de los instrumentos tradicionales de financiación en el caso de la transición energética

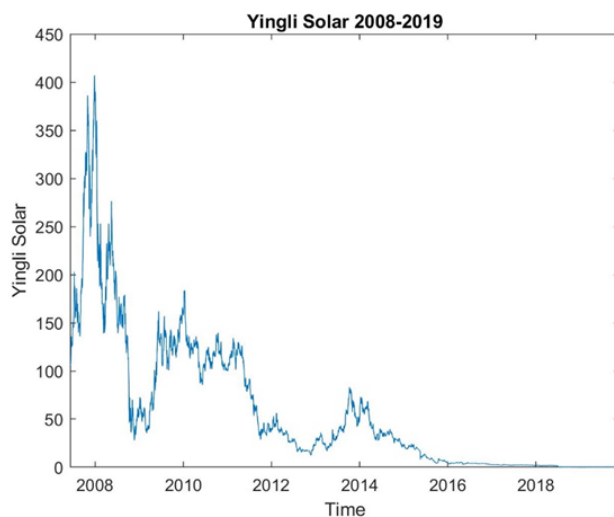
Los instrumentos tradicionales de financiación de inversiones tales como las acciones o los bonos emitidos por los promotores de las inversiones, tienen varias limitaciones en el caso de proyectos para la transición energética. Distinguiremos entre los casos de inversión en energías renovables, en el sector del transporte y en el sector de la climatización de edificios e instalaciones industriales.

Los proyectos de generación de electricidad mediante energías renovables se financian con una mezcla de capital propio y deuda. En las economías desarrolladas, la porción de la deuda oscila entre el 70 y el 90% mientras que en las economías emergentes, la deuda supone un 30-40% (UNEP, 2007). La mayoría de esta deuda proviene de financiación bancaria, y, por lo tanto, no es directamente accesible a otros inversores.

En el caso de las energías renovables, una primera opción para los inversores es comprar acciones o bonos de empresas individuales del sector de las energías renovables. Sin embargo, esta estrategia tiene un alto riesgo idiosincrásico y no es aconsejable para inversores individuales ni para la mayoría de los inversores institucionales. Como un ejemplo de este tipo de activos, en el gráfico 2.2 están los precios de las acciones de Yingli Solar, que llegó a ser el fabricante de paneles solares más grande del mundo en 2012 y 2013. Hoy es insolvente. En 2018

dejó de negociarse en la Bolsa de Nueva York (NYSE) porque su capitalización bursátil se había hundido por debajo de los 50 millones de dólares.

GRÁFICO 2.2

COTIZACIONES DE YINGLI SOLAR EN NYSE

Fuente: Yahoo Finance.

Evidencia adicional sobre las acciones de este tipo de empresa está en Sadorsky (2012), que muestra que las acciones de las empresas de energía renovable tienen una exposición al riesgo de mercado entre dos y tres veces superior a la exposición media de todas las empresas de todos los sectores, lo que hace que la inversión en las acciones de este tipo de empresa presente un grado de riesgo muy superior al del promedio del mercado de acciones.

En el caso de los bonos emitidos por empresas de energías renovables, no hay evidencia de que los bonos emitidos por esas empresas tengan un comportamiento diferente a los bonos emitidos por empresas de energía convencional y, por tanto, tienen las mismas características de riesgo idiosincrático, Zerbib (2019).

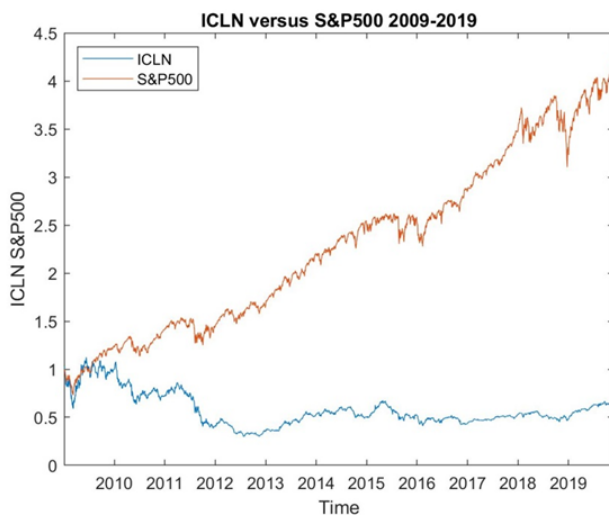
En segundo lugar, aunque están disponibles instrumentos de inversión (e.g., ETF) basados en carteras de acciones de empresas del sector de renovables (e.g., NEX), estos instrumentos son muy volátiles y poco atractivos para los inversores institucionales en busca de un perfil de rentabilidad estable y un riesgo moderado. En un trabajo reciente, Bohl, Kaufmann y Siklo (2015)

muestran que las carteras de las acciones de empresas productoras de energías renovables presentan evidencia de comportamiento explosivo (“burbujas”) a mediados de la década de 2000 y que los precios se desploman en varias ocasiones en 2005 y 2007 sin que haya explicaciones claras de los motivos. Además, se produce una bajada muy brusca en 2008 y desde entonces el precio de las carteras de acciones de este tipo de empresas presentan una mayor volatilidad y un menor rendimiento que los índices generales del mercado tales como el S&P500.

Como un ejemplo de la situación más reciente, el gráfico 2.3 contiene las cotizaciones normalizadas de la cartera ICLN (iShares Global Clean Energy ETF) que invierte en acciones de empresas industriales, tecnológicas y de servicios públicos en el sector de energías renovables y del índice S&P500 en los últimos diez años. Puede observarse como la cartera ICLN ha perdido casi un 40% de su valor mientras que el valor del índice general se ha multiplicado por cuatro.

GRÁFICO 2.3

COTIZACIONES DE S&P500 E ICLN EN NYSE



Fuente: Yahoo Finance.

En el caso del sector del transporte, se aplican los mismos comentarios que anteriormente en el caso de las acciones y bonos de empresas individuales. En el caso de índices y ETF, no hay evidencia concluyente de que presenten un perfil de riesgo diferente al de otros sectores industriales. Finalmente, el caso del sector de climatización de edificios e instalaciones industriales, el problema es que este

tipo de actividades se desarrollan por empresas constructoras generalistas, por lo que no es sencillo acceder a productos financieros asociados específicamente con esas actividades.

Estas limitaciones hacen que la búsqueda de nuevos productos financieros más directamente relacionados con las actividades de inversión en la transición energética sea un punto importante de estudio, que desarrollamos en los capítulos siguientes de este libro.

BIBLIOGRAFÍA

AHUJA, A., SYED, M. y WISEMAN, K. (2017). Assessing Country Risk-Selected Approaches-Reference Note. IMF Strategy, Policy, and Review Department.

ALLAN, G., GILMARTIN, M., MCGREGOR, P. y SWALES, K. (2011). Levelised costs of Wave and Tidal energy in the UK. Cost competitiveness and the importance of “banded” Renewables Obligation Certificates. *Energy Policy*, 39(1), pp. 23–39.

BAILIE, A., DEYETTE, J., CLEMMER, S., CLEETUS, R. y SATTLER, S. (2016). Capitalizing on the Clean Power Plan and renewable energy tax credits. *The Electricity Journal*, 29, pp. 15-21.

BOHL, M. T., KAUFMANN, P. y SIKLO, P. L. (2015). What drove the mid-2000s explosiveness in alternative energy stock prices? Evidence from U.S., European and global indices. *International Review of Financial Analysis*, 40, pp. 194-206.

BOUCHET, C., CLARK, A. y GROSLAMBERT, D. (2003). *Country Risk Assessment*. Wiley.

BREALEY, R., MYERS, S. y MARCUS, A. (2019). *Principles of Corporate Finance*. 10th Edition. McGraw-Hill.

CARCAR, S. (2019). Explosión verde: REE afronta una oleada de peticiones para conectar renovables. Disponible en: <https://www.lainformacion.com/empresas/red-electrica-avalancha-peticiones-conexion-renovables/6496746/>

DEUTSCHE BANK CLIMATE CHANGE ADVISORS. (2011). UK Offshore Wind: Opportunity. Cost and Financing.

DONOVAN, C. y NUÑEZ, L. (2012). Figuring what’s fair: the cost of equity capital for renewable energy in emerging markets. *Energy Policy*, 40, pp. 49–58.

ELEFThERiADIS, I. M. y ANAGNOSTOPOULOU, E. G. (2015). Identifying barriers in the diffusion of renewable energy sources. *Energy Policy*, 80, pp. 153–164.

ESCRIBANO, Á., PEÑA, J. I. y VILLAPLANA, P. (2011). Modeling Electricity Prices: International Evidence. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 73(5), pp. 622- 650

EWEA. (2013). *Where's the money coming from? Financing offshore wind farms*. European Wind Energy Association. Disponible en: https://windeurope.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Financing_Offshore_Wind_Farms.pdf

EYDELAND, A. y WOLYNYEC, K. (2002). *Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging*. Wiley.

FAMA, E. F. y FRENCH, K. R. (2012). Size, value, and momentum in international stock returns. *Journal of Financial Economics*, 105(3), pp. 457–472.

FARMER J. D. y LAFOND F. (2016). How predictable is technological progress? *Research Policy*, 45, pp. 647-55.

FERNÁNDEZ, P. (2007). A More Realistic Valuation: APV and WACC with constant book leverage ratio. *Journal of Applied Finance*, 17(2), pp. 13-20.

— (2019). WACC: Definition, Misconceptions and Errors. Disponible en: <https://ssrn.com/abstract=1620871> o <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1620871>

FRANKFURT SCHOOL-UNEP CENTRE/BNEF. (2019). *Global trends in renewable energy investment*. Disponible en: <http://www.fs-unep-centre>

GATTI, S. (2013). *Project Finance in Theory and Practice*. Academic Press.

GONZÁLEZ-PEDRAZ, C., MORENO, M. y PEÑA, J. I. (2014). Tail Risk in Energy portfolios. *Energy Economics*, 46, 422-434.

GROSS, R., BLYTH, W. y HEPTONSTALL, P. (2010). Risks, revenues and investment in electricity generation: Why policy needs to look beyond costs. *Energy Economics*, 32, pp. 796-804.

HAIGH, M. (2011). Climate policy and financial institutions. *Climate Policy*, 11, pp. 243-245.

HAMILTON, K. y ŽINDLER, E. (2016). *Finance Guide for Policy-Makers: Renewable Energy, Green Infrastructure*. Chatham House and Bloomberg New Energy Finance.

HANSEN, K. (2019). Decision-making based on energy costs: Comparing levelized cost of energy and energy system costs. *Energy Strategy Reviews*, 24, pp. 68-82.

HELM, D. (2014). The European framework for energy and climate policies. *Energy Policy*, 64, pp. 29–35.

HIRTH, L. y STECKEL, J. C. (2016). The role of capital costs in decarbonizing the electricity sector. *Environmental Research Letters*, 11, 11410.

IBARLOZA, A., HERAS-SAIZARBITORIA, I., ALLUR, E. y LARREA, A. S. (2019). Regulatory cuts and economic and financial performance of Spanish solar power companies: An empirical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, pp. 784-793.

ICAP. (2018). *Emissions Trading Worldwide: Status Report 2018*. International Carbon Action Partnership (ICAP). Berlín.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). (2015). *Medium-term renewable energy market report 2015*. Disponible en: www.iea.org/Textbase/npsum/MTrenew2015sum.pdf

ÍNDICE MUNDIAL DE RIESGO. (2019). Disponible en: <http://www.uni-stuttgart.de/ireus/Internationales/WorldRiskIndex/>

JACOBSSON, R. y JACOBSSON, S. (2012). The emerging funding gap for the European Energy Sector – will the financial sector deliver? *Environmental Innovations and Sustainable Transitions*, 5, pp. 49–59.

JACOBSSON, S. y KARLTORP, K. (2013). Mechanisms blocking the dynamics of the European offshore wind energy innovation system – challenges for policy intervention. *Energy Policy*, 63, pp. 1182–1195.

JOSKOW, P. (2011). Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. *American Economic Review - Papers and Proceedings*, 101(3), pp. 238-241.

KAMINSKY, V. (2016). *Managing Energy Risk*. Risk Books.

KOST, C., SHAMMUGAM, S., JULCH, V., NGUYEN, H.-T. y SCHLEGL, T. (2018). Levelized Cost of Electricity of Renewable Energy Technologies. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.

KRUPA, J. y DANNY HARVEY, L. D. (2017). Renewable electricity finance in the United States: A state-of-the-art review. *Energy*, 135, pp. 913-929.

LAM, P. y LAW, A. O. K. (2018). Financing for renewable energy projects: A decision guide by developmental stages with case studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, pp. 937–944.

LARSSON, S., FANTAZZINI, D., DAVIDSSON, S., KULLANDER, S. y HÖÖK, M. (2014). Reviewing electricity production cost assessments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, pp. 170–183.

LAZARD. (2018). Levelized Cost of Energy Analysis (LCOE 12.0). Disponible en: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-and-levelized-cost-of-storage-2018/>

LEISEN, R., STEFFEN, B. y WEBER, C. (2019). Regulatory risk and the resilience of new sustainable business models in the energy sector. *Journal of Cleaner Production*, 219, pp. 865-878.

MACKINSEY GLOBAL INSTITUTE. (2017). Mapping global capital markets.

MCINERNEY, C. y BUNN, D. (2019). Expansion of the investor base for the energy transition. *Energy Policy*, 129, pp. 1240-1244.

NOOTHOUT, P., DE JAGER, D., TESNIÈRE, L., VAN ROOIJEN, S., KARYPIDIS, N., BRÜCKMANN, R., JIROUŠ, F., BREITSCHOPF, B., ANGELOPOULOS, D., DOUKAS, H., KONSTANTINAVIČIŪTĖ, I. y RESCH, G. (2016). The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies, DiaCore. Disponible en: [http://diacore.eu/images/files2/WP3-Final %20Report/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf](http://diacore.eu/images/files2/WP3-Final%20Report/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf)

OCDE. (2019). <http://www.oecd.org/trade/topics/export-credits/arrangement-and-sector-understandings/financing-terms-and-conditions/country-risk-classification/>

ONDRACZEK J., KOMENDANTOVA N. y PATT, A. (2015). WACC the dog: the effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. *Renewable Energy*, 75, pp. 888-898.

RUBEL, H., PAULSEN, K., HERING, G., WALDNER, M. y ZENNECK, J. (2013). EU 2020 Offshore Wind Targets. The €110 Billion Financing Challenge, The Boston Consulting Group.

SADORSKY, P. (2012). Modeling renewable energy company risk. *Energy Policy*, 40, pp. 39–48.

STECKEL, J. C. y JAKOB, M. (2018). The role of financing cost and de-risking strategies for clean energy investment. *International Economics*, 155, pp. 19–28.

STEFFEN, B. (2018). The importance of project finance for renewable energy projects. *Energy Economics*, 69, pp. 280-294.

TESNIERE, L., DE JAGER, D., NOOTHOUT, P., BOUTSIKOU, S., BRÜCKMANN, R., BOREK, F., NAYDENOVA, I., NICOLA, S., VALACH, B., DUKAN, M., JERKIC, L. y DABETIC, M. (2017). Mapping the Cost of Capital for Wind and Solar Energy in South Eastern European Member States. ECOFYS Netherlands B.V, Utrecht. Disponible en: <https://www.ecofys.com/files/files/ecofys-eclareon-2016-wacc-wind-pv-south-east-europe.pdf>

UNIÓN EUROPEA. (2018). Final Report 2018 by the High-Level Expert Group on Sustainable Finance.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (UNEP). (2007). *Guidebook to Financing CDM Projects*. United Nations Environment Programme, Geneva, Switzerland. ISBN: 978-87-550-3594-2.

WERON, R. (2009). *Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices: A Statistical Approach*. Wiley Finance Series.

WISER, R. H. y PICKLE, S. J. (1998). Financing investments in renewable energy: the impacts of policy design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2, pp. 361–386.

ZERBIB, O. B. (2019). The effect of pro-environmental preferences on bond prices : Evidence from green bonds. *Journal of Banking and Finance*, 98, pp. 39-60.

Capítulo 3

BANCOS DE INVERSIÓN VERDE (GIB)

3.1. Estructura y funciones

Los objetivos de inversión en infraestructuras bajas en carbono y resilientes al cambio climático (LCR por sus siglas en inglés, *Low Carbon Resilience*)¹⁷ y los objetivos de eficiencia energética adoptados por muchos países requiere una movilización de capitales sin precedentes. Así, comparando con los niveles de 2015, las inversiones en 2050 deberían ser cinco veces mayores (véase GBN, 2018). Como se ha expuesto en los capítulos 1 y 2 de este libro, la financiación de tales inversiones requiere la acción del sector público, así como del sector privado, con la colaboración de las entidades financieras (González y Núñez, 2019).

Los bancos nacionales de desarrollo (BND) han sido las principales instituciones de financiación de este tipo de inversiones. Sin embargo, los estudios confirman que estos bancos se enfrentan a múltiples restricciones: financieras, de capacidad técnica, políticas y normativas que les impiden ser eficaces (véase IDB, 2017). A esto debe añadirse que en multitud de lugares no existen entidades financieras privadas especializadas en este tipo de sector. Las barreras a la inversión privada en los sectores LCR varían según sector, país, etc. Sin embargo, en general incluyen dificultades entre las que cabe destacar:

- Limitaciones en la evaluación del riesgo crediticio del proyecto, debido al desconocimiento por parte de los inversores privados de este tipo de modelo de negocio.
- Falta de conocimiento de las tecnologías de estos proyectos, o incluso de cómo estructurar productos financieros para tales proyectos.
- Riesgos relacionados con cambios en la regulación o cambios políticos, que hacen más complejas las inversiones a largo plazo.

Además de estas dificultades, la inversión privada puede encontrar barreras relacionadas con el tipo de proyecto. Así, por ejemplo, para proyectos de menor tamaño puede existir una falta de incentivos de las instituciones financieras

¹⁷ La infraestructura LCR incluye proyectos de energía renovables, transporte limpio, inversiones en eficiencia energética, infraestructura de agua y saneamiento.

debido a la pequeña escala de los proyectos o incluso existir una incapacidad de ofrecer garantías o participación en el capital propio debido al reducido tamaño de los patrocinadores.

Los bancos de inversión verde (GIB por sus siglas en inglés, *Green Investment Banks*) son una institución financiera que podría ayudar a completar las fuentes de financiación para la transición energética. Se trata de entidades financieras de propiedad pública, establecidas para atraer y canalizar la inversión privada en infraestructura de transición energética, (OCDE, 2016 y Schub, 2015). Varias jurisdicciones ya han implementado el modelo de banco verde para cubrir la falta de financiación en proyectos LCR y superar las barreras a la inversión verde. Los bancos de inversión verdes han surgido, por tanto, como solución para impulsar la financiación privada en estas inversiones LCR. Así, se han establecido a nivel:

- *Nacional* en países como Australia, *Australian Clean Energy Finance Corporation* (CEFC); Japón, *Green Finance Organisation* (GFO); Malasia, *Malaysia Green Technology Corporation*; Suiza, *Technology Fund Switzerland*; Reino Unido, *UK Green Investment Group* y Alemania.
- *Estatal* en Estados como California, *California Cleen Center*; Connecticut, *Connecticut Green Bank*; Hawái, *Green Energy Securitization*, GEMS; Nueva Jersey, *New Jersey Energy Resilience Bank*; Nueva York, *New York Green Bank*, y Rhode Island, *Rhode Island Infrastructure Bank* en los Estados Unidos.
- *De condado*, en el Condado de Montgomery, *Montgomery Country Green Bank* Estados Unidos.
- *De ciudad* como es el caso *Masdar United Arab Emirates*.

Diferentes gobiernos nacionales y subnacionales han creado bancos públicos de inversión verde (GIB) y entidades similares a los GIB. Los GIB obtienen su capital de diferentes fuentes: fondos públicos (procedentes de los presupuestos, o de impuestos sobre las emisiones de CO₂), instituciones financieras internacionales de promoción del desarrollo, fondos climáticos y capital privado (mercado de capitales y emisiones de bonos verdes). Los bancos verdes utilizan sus recursos para conectar proyectos con los mercados de capitales y desbloquear nuevas fuentes de financiación, como son los inversores institucionales y el mercado de bonos verdes.

Los GIB aparecen en jurisdicciones en los que o bien no hay BND o bien, si lo hay, no desempeña un papel relevante en la financiación de una economía

baja en carbono. Los GIB suelen ser de menor tamaño que los BND y no son bancos comerciales (no aceptan depósitos ni gestionan ahorros), aunque suelen emplear herramientas y productos similares a los que utilizan los BND.

Los GIB invierten directamente en activos de generación renovable o en infraestructura con bajas emisiones de carbono. Sin embargo, el papel más importante de los GIB ha sido la provisión de instrumentos mitigadores de riesgos y facilitadores de transacciones. Es decir, tras evaluar las barreras a la financiación, los GIB utilizan mecanismos financieros que reducen el riesgo y facilitan las transacciones con el fin de atraer la inversión privada. Al hacerlo, el riesgo se reduce significativamente para los inversores del sector privado y se aumenta la probabilidad de reembolso de sus inversiones.

Durante la conferencia COP21 de París de 2015, los GIB de Australia, Japón, Malasia, Connecticut, Nueva York y el Reino Unido anunciaron la formación de la Red de Bancos Verdes (GBN, por sus siglas en inglés) cuyo objetivo era fomentar la colaboración y el intercambio de conocimientos entre los bancos verdes. La red pretende servir de recurso de conocimiento para los gobiernos que buscan establecer un banco verde. Además, la red recopilará, organizará, y compartirá el conocimiento a través de plataformas virtuales y presenciales para facilitar el intercambio de información¹⁸.

Bajo la misma idea de crear grupo y acelerar la creación de bancos verdes en economías emergentes y economías en desarrollo surge la Cumbre de Diseño de Bancos Verdes (*Green Banks Design Summit*) y el lanzamiento de una plataforma global coordinada de diseño de bancos verdes (*Global Green Bank Design Platform*). La cumbre inaugural, celebrada en marzo de 2019 en París, reunió por primera vez a reguladores, ejecutivos de bancos verdes, instituciones financieras públicas, instituciones financieras privadas y expertos para avanzar en el diseño de instituciones financieras verdes y, por tanto, en el diseño de un nuevo sistema de financiación climática que permita una transición energética rentable, efectiva y rápida al tiempo que promueven los objetivos de desarrollo (véase RMI, 2019).

Debe mencionarse también la red de supervisores y bancos centrales NGFS (*Network for Greening the Financial System*) constituida a principios de 2018, de la que forma parte el Banco de España y que aglutina a más de 30 bancos centrales y supervisores. Entre los objetivos de dicha red están el análisis de las prácticas supervisoras, de los riesgos macroeconómicos y financieros, y las vías para facilitar la financiación de la transición a una economía sostenible (ver Delgado, 2019).

¹⁸ Véase <https://greenbanknetwork.org>

3.2. Creación y capitalización

El establecimiento de un GIB puede abordarse de diversas formas (NRDC, 2017b). Un GIB puede ser creado como:

- Una institución nueva. Establecer una nueva institución de este tipo no es sencillo y puede implicar retrasos en su puesta en marcha derivadas de la necesidad de legislación. Pero tiene la ventaja de que nace ya focalizada y especializada en su objetivo, siendo percibida por los mercados como un punto de contacto único para el financiamiento de actividades concretas. Además, tendrá mayor flexibilidad para crear nuevos programas, así como para diseñar nuevos mecanismos financieros que hagan frente a las necesidades locales. Así, los GIB del Reino Unido, Australia y Japón se crearon como instituciones nuevas.
- Redirigiendo las actividades de una entidad ya existente o consolidando programas existentes en una sola entidad. Reorientar una entidad existente a este tipo de actividades o programas supone la transformación de líneas de negocios, y la modificación de culturas organizativas ya establecidas. El GIB de Connecticut fue creado tras redirigir un programa existente, el Fondo de Energía Limpia de Connecticut (CCEF), a una nueva entidad (se estipuló que el nuevo banco verde tenía que seguir operando programas heredados). En tanto que los bancos de Malasia y Nueva York se crearon como divisiones de entidades ya existentes. Así NY Green Bank se estableció como una división bajo la NYSERDA (Autoridad de Investigación y Desarrollo energético del Estado de Nueva York).
- Mediante un modelo híbrido en el que una entidad ya existente establece un GIB como una nueva división. Esta vía parte de la ventaja de ser un proceso mucho más rápido que las otras opciones. El nivel de independencia y la flexibilidad de esta nueva división, será quien determine su operatividad. Como ejemplo está el Banco Verde de Nueva York que se desarrolló como una división de la Autoridad de Investigación y Desarrollo Energético del Estado de Nueva York (NYSERDA, por sus siglas en inglés).

La capitalización e inversión inicial de un GIB también puede provenir de diversas fuentes:

- *Fuentes públicas domésticas.* La capitalización de los GIB se ha realizado principalmente con fondos públicos domésticos. Esto implica recaudar nuevos recursos para financiar el banco verde o bien asignar fondos

ya existentes hacia el banco verde. Por tanto, la capitalización del banco supone entrar en el proceso de asignación presupuestaria. Sin embargo, no tiene por qué formar parte del presupuesto anual si los fondos se asignan de una vez y forman parte del capital del banco. Los GIB de Australia, Reino Unido y Malasia se capitalizaron de esta forma. En algunos casos, como el de Nueva York y Connecticut, se utilizaron ingresos de tarifas y políticas relacionadas con las políticas de emisiones del Estado para financiar sus operaciones. La recaudación de fondos a través de las facturas eléctricas también puede servir para la capitalización de estos bancos.

- *Fuentes públicas internacionales:* Las fuentes internacionales de financiación, ya sean instituciones financieras de desarrollo bilaterales o multilaterales, pueden jugar un papel importante en la financiación de los GIB. Igualmente lo hacen los fondos de financiación del clima. El CFI, o inventario de fondos climáticos es una base de datos de la OCDE que incluye 99 fondos climáticos públicos existentes, para apoyar a los países en sus acciones de adaptación al cambio climático. Ejemplos de ellos son el *Green Climate Fund*, o el *Global Environment Facility* o el *Climate Investment Funds*. Entre los objetivos de estos fondos está el de apoyar y capitalizar fondos de inversión verdes o instituciones similares.
- *Inversores institucionales, fondos de pensiones, mercado de capitales:* Es posible que el banco GIB acceda a fuentes de capital privado para financiar su actividad. En estos casos dichas fuentes exigirán rendimientos ajustados al riesgo según el mercado. Igualmente, los bancos verdes pueden emitir bonos verdes siempre que tengan un tamaño adecuado para atraer a este tipo de compradores.

La experiencia internacional de los bancos verdes ya creados sugiere la conveniencia de que los gobiernos e instituciones interesadas realicen tanto un proceso de información sobre las funciones y el papel de un GIB, como un análisis profundo del mercado y el funcionamiento de este tipo de bancos. En el cuadro 3.1 se detallan las fases de implementación para establecer un banco verde.

Aunque los bancos verdes pueden variar mucho entre sí dependiendo de sus estructuras, funciones o productos ofertados, existen características que deberían ser comunes entre ellos. Entre otras, la independencia operativa respecto al gobierno, la capitalización con fondos generalmente públicos, la vocación de atraer capitales privados de forma masiva, y la necesidad de tener una óptima relación entre eficiencia y coste (ver gráfico 3.1).

CUADRO 3.1

FASES DE IMPLEMENTACIÓN DE UN BANCO VERDE

FASE 1 EXPLORACIÓN Y EDUCACIÓN	FASE 2 ANÁLISIS E INVESTIGACIÓN	FASE 3 ESTABLECIMIENTO	FASE 4 OPERACIÓN
<p>INVESTIGACIÓN EXPLORATORIA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Panorama del mercado de infraestructura LCR local (potencial, tendencias, etc.) • Evaluación de apoyo del gobierno • Análisis de los mecanismos financieros e instituciones existentes, y los vacíos que un Banco Verde puede ayudar a resolver • Identificación de partes interesadas <p>EDUCACIÓN DE PARTES INTERESADAS:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ¿Qué es un banco verde? • ¿Cuáles son los beneficios potenciales? • La diferencia entre los Banco Verde y mecanismos locales existentes • La experiencia internacional con los Banco Verde 	<p>ANÁLISIS DEL MERCADO:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Impacto esperado en el mercado local de infraestructura LCR • ¿Qué sectores del mercado específicos beneficiarían y cómo? <p>ANÁLISIS LEGAL:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Determinar la forma jurídica apropiada para el Banco Verde • ¿Ya existe una estructura o institución apropiada? • Sí: ¿Qué otros cambios son necesarios? • No: ¿Qué leyes se necesitan para crear un Banco Verde? • ¿Qué cambios regulatorios son necesarios? <p>ANÁLISIS DEL FINANCIAMIENTO:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fondos necesarios para establecer un Banco Verde • Fuente de financiamiento • Fondos necesarios para que el Banco Verde sea sostenible 	<p>PASOS PRELIMINARES:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conectar con los Banco Verdes existentes para aprender de su experiencia (p.ej. Green Bank Network) • Establecer legalmente la institución <p>CREACIÓN DE LA INSTITUCIÓN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Definir metas y capacidades • Capitalización inicial • Dotación de personal, oficina, etc. <p>DESARROLLO DE PRODUCTOS:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trabajar con los inversores y partes interesadas para desarrollar nuevos productos financieros 	<p>LANZAMIENTO DE OPERACIONES:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Adquirir clientes • Lanzar productos en el mercado • Préstamos en asociación con inversores <p>RECAPITALIZACIÓN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Por ejemplo: pagos de préstamos, emisión de bonos verdes, etc. <p>CONTINUACIÓN DE OPERACIONES:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Evaluar continuamente las brechas del mercado y el éxito de la inversión privada para modificar los productos y las intervenciones • Gestionar y supervisar préstamos y otros instrumentos de financiamiento

Fuente: NRDC.

GRÁFICO 3.1

CARACTERÍSTICAS DE LOS BANCOS VERDES



Fuente: NRDC.

3.3. Mitigadores de riesgos y posibilitadores de transacciones

Actualmente, el Banco Central Europeo (ECB) está estudiando promulgar directrices para que los bancos reduzcan su exposición a los riesgos climáticos. En concreto, está analizando, junto con la Autoridad Bancaria Europea (EBA), si el marco regulador para los bancos europeos debe ser revisado para que se tengan en cuenta los riesgos asociados al cambio climático. Estos riesgos pueden venir, por un lado, por el aumento de desastres naturales y sus costes o, por otro, debido al proceso de transición en algunos sectores que crea activos varados al aplicarse las políticas de reducción de las emisiones de carbono. La UE se está planteando la introducción de un 'factor de apoyo verde' (*green supporting factor*) que reduciría los requisitos de capital regulatorio de los préstamos al sector verde a fin de que sea más atractivo desde el punto de vista financiero. Esto supondría fomentar las actividades con impacto ambiental positivo mediante un trato a favor. Los argumentos a favor de dicho factor de apoyo verde se refieren al valor sistémico positivo de los proyectos y actividades verdes que reducen los riesgos ambientales a largo plazo, y a la necesidad de integrar externalidades positivas. En sentido contrario, podría establecerse un "factor de penalización marrón" (*brown penalty factor*) imponiendo un mayor consumo de capital regulatorio a inversiones en activos de alta intensidad en carbono. Según la Comisión Europea, un factor de apoyo verde podría dar una fuerte señal regulatoria para involucrar al sector financiero en la promoción activa de los objetivos climáticos y de sostenibilidad de la Unión Europea¹⁹.

Los GIB emplean una serie de técnicas que buscan mitigar el riesgo de las inversiones en proyectos de transición energética. Concretamente, realizan intervenciones dirigidas a reducir, reasignar o redistribuir diferentes riesgos de la inversión a través de mecanismos como: garantías, productos de seguros, participaciones públicas y otras formas de mejora crediticia. Al proporcionar cobertura a estos nuevos riesgos, las herramientas de mitigación del riesgo mejoran el atractivo de las inversiones.

Así, algunas de las herramientas de mitigación de riesgos utilizadas por los GIB son:

- **Garantías:** el GIB proporciona una garantía a un préstamo. En este caso, si el prestatario no cumple sus obligaciones, el GIB se compromete a pagar una parte del préstamo.

¹⁹ Esta es una cuestión controvertida. El presidente de la Junta Única de Supervisión del BCE, opina que el papel de los reguladores y supervisores bancarios en este punto es limitado. Su mandato es hacer que los bancos sean seguros y solventes. Si el cambio climático crea riesgos específicos para los bancos, el BCE tiene el deber de tenerlos en cuenta. Esto podría incluir una reevaluación del riesgo a la exposición de activos verdes y "marrones". Solo se plantearía una reducción de los requisitos de capital para aquellos activos verdes que tengan menos riesgo que los activos convencionales. Sin embargo, pasos más allá de esto superan el mandato del BCE, Enria (2019).

-
- La venta de seguros a los inversores privados para proteger las inversiones contra una serie de riesgos como los riesgos de construcción, operacionales o de mercado.
 - Reserva para cubrir pérdidas en préstamos. EL GIB crea una reserva de capital para cubrir pérdidas en proyectos de transición energética que puedan sufrir los prestamistas privados. Esto ayuda a reducir el riesgo de reembolso para los inversores privados.
 - Otro instrumento es que los GIB invierten en instrumentos de capital propio y deuda *mezzanine* (deuda subordinada) en proyectos donde los inversores privados adquieren deuda sénior. Como consecuencia de esta subordinación del GIB en el orden de pago, los inversores privados reciben pagos en primer lugar en caso de incumplimiento de contrato.

Geddes, Schmidt y Steffen (2018) subrayan que, además de la mitigación de riesgos y la habilitación de transacciones, los GIB también desempeñan funciones educativas, de señalización y de movimiento temprano. Por otra parte, no hay evidencia de que, en las fases iniciales del despliegue de una tecnología baja en carbono, las actuaciones de los GIB hayan dado lugar a una expulsión del inversor privado (*crowding-out*).

A continuación, se presentan algunas de las posibles operaciones que puede ejecutar un banco verde.

- Crédito directo: financiación directa con condiciones preferenciales a las inversiones en energías limpias y en proyectos de eficiencia energética.
- Coinversión: los inversores que carecen de suficiente escala o experiencia se asocian con un GIB para invertir en un proyecto. El GIB puede proporcionar deuda preferente, deuda subordinada o acciones al proyecto, que se asocia con las diferentes formas de financiación del capital privado (Schub, 2015). Al disminuir el riesgo para las instituciones involucradas, este sistema permite aumentar la cantidad de instituciones dispuestas a financiar proyectos verdes, permitiendo diversificar el riesgo.
- Técnicas de mejora crediticia (*credit enhancement*): facilitan el acceso al crédito mediante garantías, fondos de reserva, deuda subordinada, entre otros, permitiendo así disminuir el nivel de riesgo para inversores privados.
- Almacenamiento de proyectos (*wharehousing*): el banco agrupa varios pequeños proyectos para alcanzar una escala en la que se vuelven

atractivos para la venta a grandes inversores o para la titulización a través de emisiones de bonos. Se trata de agrupar pequeños proyectos para alcanzar una escala atractiva para los inversores privados, reduciendo los costes de transacción.

- **Titulización:** los activos no negociados o a pequeña escala (por ejemplo, flujos de efectivo de arrendamientos solares o acuerdos de compra de energía), se transforman en un activo estandarizado y negociable. El banco verde transfiere los activos a una sociedad vehículo que emite los títulos. La sociedad vehículo recibe los ingresos de la emisión de los títulos y los transfiere de vuelta al banco verde para recapitalizarlo. A los inversores se les remunera con los intereses generados por el pago de los préstamos. El banco es así un mediador que no asume el riesgo crediticio.
- **Arrendamiento:** el GIB cofinancia proyectos que ofrecen contratos de arriendo (e.g., instalaciones solares domésticas) para los clientes. De esta forma, los clientes pagan una cuota para arrendar soluciones energéticas durante un periodo de tiempo que, una vez finalizado, podrían tener opción de compra.

3.4. Medición de resultados

Los GIB han sido útiles para superar los obstáculos a la inversión en activos de transición energética al ampliar las posibilidades de financiación de las inversiones más pequeñas, mediante la agrupación y la agregación, y, por tanto, reducir los costes de transacción y el riesgo de inversión a través de sus diversas acciones de mejora del crédito.

También son importantes al proporcionar confianza a los inversores privados al actuar como líderes de transacciones y como coinversores en proyectos verdes.

La experiencia internacional demuestra que cuando un GIB se diseña cuidadosamente y está bien capitalizado y administrado, puede superar con éxito muchas de las barreras que impiden la inversión privada en infraestructura LCR necesarias para que los países mitiguen el cambio climático. No obstante, un GIB debe formar parte de un conjunto de soluciones más amplio como es el fortalecimiento de los marcos regulatorios, o los sistemas de monitorización y verificación de acciones e inversiones relacionadas con el clima (NRDC, 2017b).

Para medir los resultados de un GIB se utilizan una variedad de métricas, por ejemplo:

- *Movilización de recursos.* Así, Por cada GBP 1 de inversión pública que ha realizado desde su creación, el Banco Verde de Inversión del Reino Unido ha movilizado aproximadamente 3 GBP de capital privado (GIB del Reino Unido, 2015a). Por cada dólar de origen público, el Banco Verde de Connecticut atrae un promedio de seis dólares en inversión privada (NRDC, 2017b).
- *Coinversores.* Desde su creación, el Banco de Inversión Verde del Reino Unido ha trabajado con más de 70 coinversores (GIB del Reino Unido, 2015a).
- *Tasa de rentabilidad.* El Banco de Inversión Verde del Reino Unido tiene una rentabilidad objetivo del 3,5% como mínimo (antes de impuestos) y generará una rentabilidad global del 9% (GIB del Reino Unido, 2015a).
- *Reducción de emisiones.* Se estima que la inversión de Australia en el CEFC alcanzará una reducción anual de las emisiones de 4,2 millones de toneladas equivalentes de CO₂ (tCO₂e).
- *Creación de puestos de trabajo.* El CEFC ha financiado proyectos para empresas que emplean a más de 35 000 australianos (CEFC, 2015b).
- *Residuos.* Se prevé que las inversiones del Banco Rural del Reino Unido eviten 2,1 millones de toneladas de residuos procedentes de vertederos cada año, el equivalente a los residuos de 2,1 millones de viviendas (GIB del Reino Unido, 2015a).

BIBLIOGRAFÍA

CEFC. (2014a). *Annual Report 2013-2014*. Clean Energy Finance Corporation. Disponible en: www.cleanenergyfinancecorp.com.au/reports/annual-reports/files/annual-report-2013-14/performance/cefcs-budgeted-outcome-and-key-performance-indicators.aspx

— (2015a). Factsheet: CEFC and the City of Melbourne accelerate sustainability initiatives, October 2015. Disponible en: www.cleanenergyfinancecorp.com.au/media/107528/cefcfactsheet_cityofmelb_lr.pdf

— (2015c). *Annual Report 2014-2015*. Clean Energy Finance Corporation. Disponible en: <http://annualreport2015.cleanenergyfinancecorp.com.au>

DELGADO, M. (2019). Mesa redonda “Las finanzas sostenibles como motor de la transición ecológica”. Banco de España. Recuperado de: <https://www.bde.es/f/webbde/GAP/Secciones/SalaPrensa/IntervencionesPublicas/Subgobernador/Arc/Fic/delgado120319.pdf>

ENRIA, A. (2019). Creating sustainable financial structures by putting citizens first. Disponible en: https://www.bankingsupervision.europa.eu/press/speeches/date/2019/html/ssm.sp191121_1~a65cdec01d.en.html

GBN. (2018). Green Banks around the Globe: 2018 Year in Review. Prepared for the 6th Annual Green Bank Congress. Shanghai, November 29, 2018. Green Bank Network.

GEDDES, A., SCHMIDT, T. S. y STEFFEN, B. (2018). The multiple roles of state investment banks in low-carbon energy finance: An analysis of Australia, the UK and Germany. *Energy Policy*, 115, pp. 158-170.

GONZÁLEZ, C. y NÚÑEZ, S. (2019). Mercados, entidades financieras y bancos centrales ante el cambio climático: retos y oportunidades. *Documento de Trabajo*. FEDEA.

IBD. (2017). *Supporting National Development Banks to Drive Investment in NDCs in Brazil, Mexico and Chile*.

NRDC. (2017a). Bancos nacionales de desarrollo y bancos de inversión verde: movimilanzo del financiamiento en América Latina y el Caribe para la implementación de contribuciones nacionales. Disponible en: <https://greenbanknetwork.org/portfolio/bancos-nacionales-de-desarrollo-y-bancos-de-inversion-verde/>

— (2017b). Vías para establecer y capitalizar un banco de inversión verde. Disponible en: <https://www.nrdc.org/sites/default/files/establecer-capitalizer-banco-verde-ip.pdf>

OCDE. (2016). Green Investment Banks: Scaling up Private Investment in Low-Carbon, Climate-Resilient infrastructure. *Green Finance and Investment Series*. París: OCDE.

REINO UNIDO GIB. (2014). *Annual Report 2014*. UK Green Investment Bank Plc. Disponible en: www.greeninvestmentbank.com/media/25360/ar14-web-version-v2-fnal.pdf

— (2015a). *Annual Report 2014-2015*. UK Green Investment Bank Plc. Disponible en: www.greeninvestmentbank.com/about-us/2015-annual-review/

— (2015b). UK Green Investment Bank Financial Services raises UK’s largest renewables fund at second close, 13 October 2015. Recuperado de: www.greeninvestmentbank.com/news-and-insight/2015/uk-green-investment-bank-fnancial-services-raises-uks-largest-renewables-fund-at-second-close/

RMI. (2019). Two Dozen Countries Come Together in Historic Shift Toward Green Finance. Rocky Mountain Institute. Recuperado de: <https://rmi.org/press-release/green-bank-design-summit/>

SCHUB, J. (2015). Green Banks: Growing Clean Energy Markets by Leveraging Private Investment with Public Financing. *Journal of Structured Finance*, 21, pp. 26-35.

Capítulo 4

INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE RENTA FIJA PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

4.1. Bonos climáticos y bonos verdes. Diferencia con bonos sociales y sostenibles

El crecimiento en la emisión de bonos verdes en los últimos años ha sido notable. El motivo es la demanda por parte de los inversores de proyectos que den soluciones al problema ambiental en que se encuentra nuestra sociedad. Son muchas las iniciativas internacionales que han surgido con relación a este problema. Así en 2015, se firma el Acuerdo de París, ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible) y se forma el Grupo de Trabajo del Consejo de Estabilidad Financiera sobre Divulgación de Información Financiera relacionada con el Clima (TCFD).

Un bono verde es un activo financiero de renta fija, que ofrece un cupón durante un cierto tiempo y que debería ser utilizado para financiar o refinanciar, parte o en su totalidad, proyectos de mitigación del cambio climático y ambientales. La inversión en energías renovables es el uso más común de los ingresos, pero existen otros fines tales como la inversión en edificios con bajas emisiones de carbono, inversiones en eficiencia energética, el transporte con bajas emisiones de carbono o la gestión sostenible de las aguas residuales, entre otras. Estos bonos suelen estar vinculados a activos de transición energética y respaldados por el balance del emisor (por ejemplo, edificios certificados con bajas emisiones de carbono). Si nos centramos en la verificación de un bono verde por los estándares indicados en los Principios de los Bonos Verdes (que se presentarán en detalle en la siguiente subsección), el uso de estos recae en alguna categoría genérica tal como la mitigación y adaptación al cambio climático, la conservación de recursos naturales, la conservación de la biodiversidad y el control y la prevención de la contaminación.

Existen diferentes definiciones del bono verde. De hecho, no existe un concepto claro de los estándares que debe cumplir un bono para que se pueda denominar verde. Es el propio emisor el que lo etiqueta como “bono verde”. Esto podría frenar el crecimiento de este tipo de instrumentos, debido a la incertidumbre que esto ocasiona al inversor. En enero de 2014, la Asociación Internacional de Mercados de Capitales (ICMA, por sus siglas en inglés) publicó los Principios del Bono Verde (GBP, por sus siglas en inglés). Estos principios (GBP, 2018) establecen reglas para que un bono sea etiquetado como “verde”. Sin embargo, no existe un mecanismo externo de verificación que garantice el cumplimiento efectivo de los presuntos objetivos de los bonos verdes.

En relación a las diferentes definiciones de bono verde, podemos encontrar como el Banco Mundial define un bono verde como aquel “título que se emite para generar capital específicamente dedicado a respaldar proyectos ambientales o relacionados con el cambio climático” mientras que ICMA (GPB, 2018) define “los Bonos Verdes como cualquier tipo de bono en el que los fondos se aplicarán exclusivamente para financiar o refinanciar, en parte o en su totalidad, Proyectos Verdes elegibles, ya sean nuevos y/o existentes y que estén alineados con los cuatro componentes principales de los GBP”, mientras que la Iniciativa de bonos climáticos²⁰ (CBI, 2018) los define como “bonos donde el uso de los recursos se destina a financiar nuevos proyectos y también a refinanciar proyectos existentes con beneficios climáticos”.

Los bonos verdes, son un subconjunto de los bonos climáticos, siendo estos últimos bonos de emisores cuyos ingresos son destinados a activos relacionados con el cambio climático. La taxonomía de los bonos climáticos fue definida por primera vez en 2013, y se actualiza de forma periódica. Identifica los activos y

CUADRO 4.1

TAXONOMÍA DE LOS BONOS CLIMÁTICOS



Fuente: Climate Bonds Initiative.

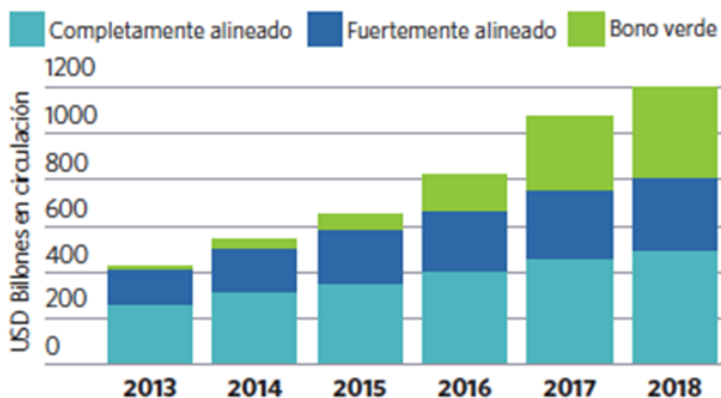
²⁰ *Climate Bonds Initiative* es una organización internacional enfocada en inversores que buscan movilizar el mercado de bonos hacia proyectos que ayuden a frenar el cambio climático.

proyectos necesarios para alcanzar una economía baja en carbono (CBI, 2019). Esta clasificación se basa en la ciencia climática más reciente, incluyendo las investigaciones del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) y por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés). Esta taxonomía puede utilizarse por parte de las empresas para poder identificar si las actividades financiadas por el bono son compatibles con el objetivo del Acuerdo de París. Una vez que los proyectos de estos emisores estén alineados con un objetivo identificado en esta taxonomía, podrán certificarse como bono climático. En el cuadro 4.1 podemos ver un desglose por sectores y proyectos, donde se diferencian aquellos criterios que ya están certificados (marcación azul) y aquellos que aún están bajo supervisión (amarillo). En este último caso, el bono no podría certificarse como bono climático. La CBI analiza el comportamiento tanto de los bonos cuyos emisores derivan más del 95% de sus ingresos en líneas de negocio “verdes”, denominados completamente alineados al cambio climático, como aquellos que lo hacen con un 75%-95%, los cuales se denominan fuertemente alineados.

Como hemos indicado, los bonos verdes son un subconjunto de los bonos climáticos, dado que habrá muchos bonos, que, aun estando alineados con el cambio climático, no se han etiquetado como verdes. En concreto, en el primer semestre del 2018 los bonos en circulación completamente alineados y que no estaban etiquetados como verdes representaron un total de 497 billones de dólares mientras que los emisores fuertemente alineados representan

GRÁFICO 4.1

VOLUMEN DE BONOS FUERTE Y COMPLETAMENTE ALINEADOS AL CAMBIO CLIMÁTICO Y BONOS VERDES



Nota: Los datos de 2018 solo reflejan el volumen del primer semestre del año.

Fuente: Climate Bonds Initiative.

314 billones de dólares frente a los 389 billones de dólares de bonos verdes etiquetados. Estos bonos alineados al cambio climático son un buen indicador de las posibilidades de crecimiento que tienen los bonos verdes. Como ejemplo particular está Electricité de France SA con 53,6 billones de dólares de bonos alineados al cambio climático y con 5,3 billones de dólares en bonos verdes.

Es importante diferenciar los bonos verdes de los bonos sociales y de los bonos sostenibles. Los bonos sociales son instrumentos de renta fija donde los recursos se aplicarán exclusivamente a financiar o refinanciar proyectos sociales nuevos o elegibles y que están alineados con los principios de bonos sociales (SBP, por sus siglas en inglés, 2018). Por otra parte, los bonos sostenibles son aquellos bonos que se financian o refinancian con una combinación de proyectos verdes y sociales (SBG, 2018). Estos deben estar alineados con los principios de los bonos verdes y de los bonos sociales. La clasificación del uso de los fondos de los bonos verdes, sociales y sostenibles debe determinarse por parte del emisor dependiendo del objetivo principal que tengan los proyectos que desarrollará²¹. En el primer semestre del 2018 el volumen de los bonos sociales y sostenibles en circulación era de 14,2 billones de dólares y de 21 billones de dólares, respectivamente y representaban algo menos del 3% y del 5,5% del volumen de bonos verdes.

4.2. Verificación de la condición de bono verde, social o sostenible

Es importante señalar que no es obligatorio tener un certificador externo que indique que los proyectos que se financiaran con los ingresos de la emisión de un bono etiquetado como verde cumplen los requisitos para poder señalar al bono como un bono verde, aunque un 86% de los bonos verdes etiquetados en 2017 se hacen bajo los principios de estos (Banco Central Europeo, 2018).

Con el objetivo de dar mayor transparencia y seguridad al mercado de los bonos verdes, climáticos, sociales y sostenibles se han creado diferentes certificaciones, estándares, guías o principios que están siendo aceptados por los participantes del mercado. La idea es proporcionar al inversor seguridad en relación con la sostenibilidad de los proyectos que respaldan las emisiones de este tipo de bonos. Los principios más importantes son los elaborados por IMCA (International Capital Market Association), los principios de los bonos verdes y sociales (GBP y SBP, 2018), así como los desarrollados por el CBI (Climate Bonds Initiative) con relación a los estándares de los bonos climáticos (CBI, 2019).

²¹ En la sección de verificación de bonos se identificarán el uso específico de los fondos para que pueda ser considerado como bono verde, social o sostenible.

Tanto los principios de los bonos verdes, como los de los bonos sociales son guías voluntarias que tienen como objetivo la transparencia y la divulgación por parte del emisor del uso de los fondos en los diferentes proyectos a desarrollar. De esta forma, el inversor tiene la información disponible para poder evaluar el impacto final que tendrá su inversión en este tipo de bonos. Además, estos principios proporcionan tanto a los emisores, como a los inversores o bancos un proceso que ayuda a clarificar todas las características de los bonos verdes, sociales y sostenibles.

Ambos principios (GBP, SBP) están formados por cuatro componentes:

- **Uso de los fondos.** Debe estar descrito en la documentación del instrumento financiero. El beneficio ambiental (bonos verdes) y social (bonos sociales) debe ser claro y en el caso que sea posible, debe ser cuantificado por parte del emisor. En ambos principios se recogen los proyectos más comunes, indicando unas categorías de proyectos, aunque no limitan los posibles proyectos a los enumerados en dicha lista. Así, por ejemplo, para el caso de los bonos verdes se incluyen²²:
 - Eficiencia energética: almacenamiento de energía, redes inteligentes, etcétera.
 - Prevención y control de contaminación.
 - Energías renovables: producción, transmisión y productos.
 - Gestión sostenible de recursos naturales y aguas residuales.
 - Transporte limpio.
 - Conservación de biodiversidad terrestre y acuática.
 - Adaptación al cambio climático.
 - Adaptación a la economía ecológica.

En el caso de los bonos sociales podemos encontrar entre ejemplos los proyectos destinados a²³:

- Infraestructura básica asequible.

²² Para un desglose más detallado ver cuadro 4.2.

²³ Para un desglose más detallado de algunas de estas categorías ver cuadro 4.3.

-
- Acceso a servicios esenciales.
 - Generación de empleo.
 - Seguridad alimentaria
 - Avances socioeconómicos.

Hay que indicar que los proyectos sociales deben de ir dirigidos a una población objetivo. Algunos ejemplos de este tipo de poblaciones pueden ser las excluidas, marginadas, vulnerables, desempleadas, desatendidas o con bajos niveles de educación.

- Proceso para la evaluación y selección de proyectos. El emisor tanto de los bonos verdes como de los sociales debe siempre informar de forma clara y concisa a los inversores sobre:
 - Los objetivos del proyecto que se llevará a cabo.
 - Cómo el emisor ha determinado que el proyecto tiene una finalidad identificable dentro de las categorías de los bonos verdes o sociales.
 - Criterios para identificar y gestionar los posibles riesgos sociales y ambientales a los que se enfrentaría el proyecto.
- Gestión de los fondos: Los fondos netos obtenidos de los proyectos deben abonarse en una cuenta, trasladarse a una cartera específica o deben ser controlados por el emisor de una forma apropiada. El balance de los fondos netos se debe ajustar periódicamente para que coincida con las asignaciones a los proyectos a desarrollar.
- Informes: Los emisores de los bonos deben tener disponible la información necesaria y actualizada sobre el uso de los fondos de los proyectos. Esta información debe revisarse anualmente y debe contener una lista y descripción de los proyectos a los que van destinados los fondos de los bonos, así como el impacto que generará (se recomienda usar indicadores cuantitativos cuando sea posible). Existen guías en relación con la forma de publicación de los informes, incluyendo plantillas sobre el impacto de los proyectos, que se pueden adaptar a las particularidades de los emisores y/o proyectos.

En los principios de los bonos verdes, sociales y sostenibles (SBP, 2018 y SBG, 2018) se recomienda que los emisores se apoyen en un evaluador

externo que se comprometa a revisar la alineación del bono en relación con las cuatro componentes que se especifican en estos principios. Una revisión externa puede ser parcial (cubriendo solo algún aspecto concreto de los bonos) o completa (evaluación de su alineación con los cuatro pilares de los GBP/SBP). Los emisores tienen varias alternativas para obtener información externa. Por ejemplo, un emisor puede solicitar asesoramiento a consultores y/o instituciones con experiencia reconocida en los aspectos relacionados con la emisión del bono. Estos servicios difieren de los evaluadores externos independientes. Estos últimos pueden variar dependiendo de a quién vayan dirigidas y de su alcance. Así pueden clasificarse en las siguientes categorías:

- **Segunda opinión:** una institución, independiente del emisor y con experiencia en el ámbito medioambiental, social o sostenible proporciona una segunda opinión. Esta nueva valoración está basada en la alineación del emisor con los principios del tipo de bono (verde, social o sostenible). Puede incluir un juicio con relación a los objetivos generales del emisor, su estrategia, así como su política y/o procesos relacionados con las características del tipo de proyectos.
- **Verificación:** el emisor puede obtener una verificación externa e independiente respecto a un conjunto de criterios relacionados con el proceso de negocio y/o los criterios específicos de los proyectos. La verificación puede hacer referencia a: alineación con estándares internos y/o externos; evaluación de las características de los activos subyacentes; comprobación del método interno utilizado por el emisor en relación con el destino de los fondos o incluso a la alineación de la información presentada.
- **Certificación:** el emisor puede certificar su bono respecto a un estándar o certificación externa reconocida.
- **Calificación del bono:** terceras partes cualificadas pueden evaluar, a petición del emisor, sus bonos. Estos pueden ser proveedores especializados o agencias de *rating* (se diferencian de los *ratings* de crédito).

Los GBP/SBP recomiendan la divulgación pública de las revisiones externas, así como la identificación de las credenciales y experiencia por parte de los revisores. Estos tienen disponibles guías, así como plantillas para realizar una evaluación transparente que proporcione la información necesaria al mercado.

La CBI también proporciona un posible esquema de certificación de un bono verde, aunque está dirigido a una gama más amplia de proyectos.

En concreto proporciona criterios que debe cumplir un bono, tanto previos como posteriores a la emisión del bono, para poder obtener una credencial de bono verde, proporcionando finalmente una lista de bonos verdes. Esta lista emitida por el CBI es muy utilizada por el mercado, siendo además un punto de referencia para los proveedores de índices. El estándar de los bonos climáticos (CBS, 2019) incorpora muchos de los elementos exigidos por los principios de los bonos verdes, permitiendo que los emisores que cumplan la norma CBS se clasifiquen de forma automática como bono verde bajo la norma GBP (ver cuadro 4.2 para la comparación entre los estándares de los GBP y CBS).

CUADRO 4.2
COMPARACIÓN DE LOS ESTÁNDARES GBP Y CBI

	Principios de Bonos Verdes (GBP)	Iniciativa de Bonos Climáticos (CBI)
Definición de Verde	Proporciona sólo orientación de alto nivel sobre lo denominado como verde a través de sus categorías de proyectos elegibles.	Guía detallada a través de una taxonomía verde.
Dirigido a	Proyectos de baja emisión de carbono	Gama más amplia de proyectos
Reconocimiento	Referencia de autorregulación global para el mercado internacional de bonos verdes.	El estándar y la taxonomía del CBI son ampliamente considerados por el sector oficial y el mercado.
	Reconocido y reflejado en los mercados que tienen o están considerando la posibilidad de reglamentar, por ejemplo, China, la UE, India y los países de la ASEAN.	El CBI ha desempeñado un papel clave en asesorar a China en la creación de su mercado de bonos verdes y es miembro de pleno derecho del Grupo de Expertos de Alto Nivel de la UE de Finanzas Sostenibles.
Resultado	La GBP proporciona principios de alto nivel para los emisores de bonos verdes centrados en la transparencia y la información.	El CBI produce (i) un estándar para la certificación de bonos verdes, (ii) una taxonomía verde y (iii) una lista de bonos verdes.
Representatividad	Representa una opinión consensuada basada en las aportaciones de todo el mercado a través de los principios de los bonos verdes y sus cerca de 250 miembros y observadores.	El CBI representa, en particular, un punto de vista favorable, tal y como se refleja en la composición de su Climate Bond Standard Board (CBSB).
Orientación al mercado	Los Principios de Bonos Verdes no están involucrados en la investigación de emisiones de bonos verdes individuales.	CBI gestiona un sistema de certificación de bonos que puede ser renovado después de la emisión y utiliza "verificadores acreditados" independientes.
	Ofrece una amplia orientación de mercado a través de sus preguntas y respuestas en línea.	La lista de bonos verdes del CBI es ampliamente utilizada por el mercado y es un punto de referencia para los proveedores de índices y bases de datos.

Fuente: Asociación Latinoamericana de Instituciones Financieras para el Desarrollo.

Además de los principios básicos que proporciona IMCA y el CBI existen marcos regulatorios impulsados por distintos gobiernos, ver gráfico 4.2 para las regulaciones o iniciativas que existen en relación con las guías disponibles en los diferentes países.

A finales de 2015, China, uno de los países con más emisiones de bonos verdes, publicó directrices relativas a los principios que un bono debía cumplir



para poder establecerse como bono verde y los pasos a seguir en su emisión (IISD, 2015). En la misma línea, India publicó una lista de requisitos, basados en los principios internacionales, en relación con la información que se debe publicar (SEBI, 2015). En 2017, Japón presentó sus propias directrices de los bonos verdes (MOEJ, 2017). Las bolsas de valores de Santiago (Bolsa de Comercio de Santiago, 2018) y de Lima (Bolsa de Valores de Lima, 2018) así como la de Argentina han emitido guías de bonos verdes (CNV, 2019).

La Unión Europea, en 2016, creó un Grupo de Expertos de Alto Nivel (Technical Expert Group, TEG) sobre finanzas sostenibles formado por 35 expertos de varias áreas (mundo académico, sector financiero, organismos públicos, entre otros), y con el objetivo de conseguir un sistema de calificación unificado y metodologías para conseguir índices bajos de emisión de carbono, contribuyendo a la mitigación y adaptación al cambio climático. Según este grupo de expertos “la armonización mejoraría la eficiencia del mercado y redirigiría los flujos financieros para apoyar la transición hacia una economía más sostenible”. Este grupo publicó en diciembre del 2018 un primer borrador del plan de acción integral con recomendaciones relacionadas con las finanzas sostenibles y una norma europea de bonos verdes. En junio del 2019 este órgano ha presentado tres informes sobre finanzas sostenibles:

-
- Informe *Taxonomy Technical Report* (TEG, 2019a). Los sectores que se incluyen en esta taxonomía se pueden dividir en dos grandes grupos: aquellos que están destinados a la mitigación del cambio climático y aquellos que están destinados a la adaptación al cambio climático. El objetivo de este documento es proporcionar orientación tanto a los inversores, como a la industria como a los organismos públicos para poder invertir de una forma óptima en actividades económicas que contribuyan a una economía sostenible.
 - Informe *EU Green Bond Standard* (TEG, 2019b). En este documento se propone un estándar para identificar qué actividades pueden ser elegibles para recibir financiación a través de un bono verde. En concreto, propone recomendaciones que debe cumplir una emisión para poder ser etiquetada como bono verde europeo, así como el registro de las entidades que podrán calificar a estos, debiendo estas de estar acreditadas por la Autoridad Europea de Valores y Mercados (AEVM). Recomienda establecer un marco regulatorio que obligue a los emisores a dar información en relación con los ingresos de los proyectos, así como su impacto medioambiental utilizando para ello medidas cuantitativas.
 - Informe *EU climate benchmarks and benchmark's ESG disclosures* (TEG, 2019c), donde se establecen los requisitos para poder crear índices que permitan a los inversores generar estrategias de inversión sostenibles.

Los informes subrayan la obligatoriedad de la existencia de un experto externo que certifique si un bono es verde o no, y proponen medidas regulatorias específicas. El objetivo es que un bono con etiqueta verde europea proporcione confianza al mercado, reduciendo la incertidumbre por parte de los inversores y atrayendo un mayor capital a este tipo de inversiones.

4.3. Estado del mercado de los bonos verdes

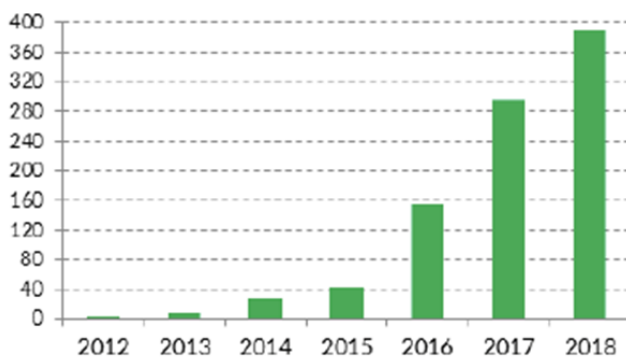
El primer bono verde fue emitido en 2007 por el Banco Europeo de Inversiones y desde entonces el volumen de emisiones de este tipo de bonos ha sido creciente. En 2013 se emitieron unos 11.200 millones de euros, el triple de lo emitido en el 2012. Como se puede comprobar en el gráfico 4.3 este crecimiento no se ha visto menguado en ningún momento, llegando a ser de un 74% entre el 2016 y 2017. En el primer semestre del 2018 existían 498 emisores de bonos verdes etiquetados²⁴ en circulación, con un valor de

²⁴ Como se ha comentado en la anterior subsección, es el emisor quien etiqueta el bono como verde, aunque el 86% de los bonos verdes etiquetados se hace bajo los principios de los bonos verdes, Banco Central Europeo (2018).

389 billones de dólares, únicamente 52 de estos emisores son emisores completa o fuertemente alineados, representando un 32% del total del valor de los bonos climáticos fuerte y completamente alineados y verdes etiquetados (CBI, 2018).

GRÁFICO 4.3

BONOS VERDES ETIQUETADOS (\$ BILLONES) EN CIRCULACIÓN



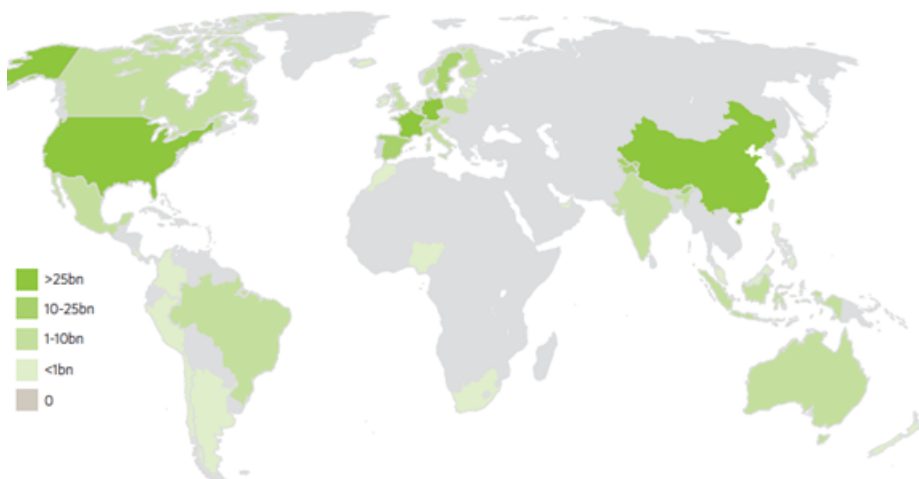
Nota: Los datos de 2018 únicamente reflejan el volumen del primer semestre del año.

Fuente: Climate Bonds Initiative.

GRÁFICO 4.4

MAPA MUNDIAL DE LA EMISIÓN DE BONOS VERDES

Emisión de bonos verdes



Fuente: Climate Bonds Initiative.

En el primer semestre del 2018, EE.UU. es el principal emisor de bonos verdes etiquetados en circulación, seguido de China, Francia y Alemania. Por regiones, Europa encabeza el *ranking* seguido de Norteamérica y Asia-Pacífico (ver gráfico 4.4 y cuadro 4.3).

En Europa los bonos verdes etiquetados representan el 30% del total de bonos en circulación de bonos verdes y fuerte y completamente alineados, mientras que en Norteamérica representan casi el 50%. Hay que indicar que dentro de Asia-Pacífico, China es el mayor emisor, tanto de bonos verdes etiquetados como alineados al cambio climático. La mayoría de los bonos verdes etiquetados en circulación están denominados en dólares. Como se puede comprobar en el gráfico 4.5, los bonos verdes etiquetados tienen una distribución muy uniforme en relación con la calificación de sus emisores, al contrario de los bonos fuertemente alineados donde la calificación AAA representa el 63% del volumen en circulación.

Los bonos verdes tienen un plazo de vencimiento más bajo que los bonos alineados al cambio climático, teniendo la mayor parte de ellos un plazo por

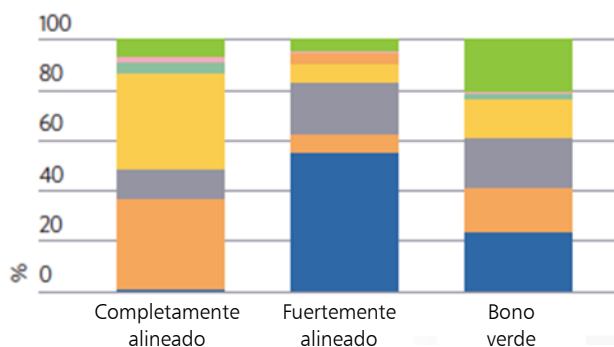
CUADRO 4.3

USO DE LOS FONDOS DE LOS BONOS CATEGORIZADOS COMO VERDES BAJO LOS GBP

<i>Categoría</i>	<i>Especificación del proyecto</i>
Eficiencia energética	Almacenamiento de energía, calefacción urbana, redes inteligentes, dispositivos y productos.
Prevención y control de la contaminación	Reducción de emisiones atmosféricas, control de gases de efecto invernadero, descontaminación de los suelos, prevención y reducción de residuos, reciclaje y transformación eficiente de residuos a energía.
Energías renovables	Producción, transmisión, dispositivos y productos.
Gestión sostenible de recursos naturales, uso de tierras y aguas residuales	Agricultura sostenible, cría de animales sostenibles, aportes agrícolas inteligentes, actividad forestal sostenible, pesca y acuicultura. Infraestructura sostenible para el agua potable y limpia, tratamiento de aguas residuales, sistemas de drenaje urbano sostenible, capacitación fluvial y formas de mitigación de inundaciones.
Transporte limpio	Eléctrico, híbrido, público, ferroviario, no motorizado, multimodal, vehículos de energía limpia y reducción de emisiones nocivas.
Conservación de la biodiversidad terrestre y acuática	Protección de ambientes costeros, marinos y de cuencas.
Adaptación al cambio climático	Apoyo a la información, observación del clima y sistemas de alerta temprana.
Adaptación a la economía ecológica y/o circular, tecnologías y procesos de producción	Desarrollo de productos respetuosos con el medio ambiente, ecoetiqueta o certificación medioambiental, embalaje y distribución eficiente de recursos.

Fuente: Principios de los Bonos Verdes.

GRÁFICO 4.5

CALIFICACIÓN DE LOS EMISORES DE LOS BONOS VERDES ETIQUETADOS

Fuente: Climate Bonds Initiative.

debajo de los 10 años. En concreto, de todos los bonos alineados al cambio climático y verdes, estos últimos representan más de la mitad con un plazo menor a 5 años. Esta proporción disminuye según aumentamos el plazo, siendo únicamente del 22% de los bonos con plazo mayor a 20 años.

En España, fue Iberdrola en 2014, quien emitió el primer bono verde, y desde entonces ha logrado situarse, en el primer trimestre del 2019, como la tercera empresa a nivel mundial por detrás de la francesa Engie y del banco chino ICBC (Abril, 2019). En ese semestre, en España, se emitieron 47.200 millones de euros en bonos verdes, un 40% más que en el mismo periodo del 2018, así en junio del 2019 ya se había logrado emitir más de lo que se emitió en todo el 2018 aunque es verdad que aún representa un pequeño porcentaje de la deuda total emitida, no llegando al 4,5% (Fernández, 2019).

El Gobierno español aún no ha emitido bonos verdes, aunque tiene como objetivo hacerlo en 2020. Los primeros gobiernos de países europeos en emitir este tipo de bonos fue el francés, quien, en enero del 2017, emitió un bono verde con valor de 7.000 millones de euros y vencimiento a 22 años (Gordillo, 2017). Aunque como se ha mencionado, el Gobierno español no ha emitido bonos verdes, sí lo han hecho algunas instituciones públicas. El Banco de España, en septiembre del 2019 entró a participar en el fondo de inversión lanzado por el Banco de Pagos Internacionales y que lo forman bonos que cumplen con los Principios de los Bonos Verdes y el estándar de los bonos climáticos y con una calificación mínima de A- (BdE, 2019). En abril del 2019, el Instituto de Crédito Oficial (ICO) lanzó su primera emisión de bonos verdes, para financiar proyectos de empresas españolas que ayudarán a la lucha contra el cambio climático, por valor de 500 millones de euros (tuvo una demanda de 3.400 millones, más de

6 veces lo ofrecido). La emisión fue con un vencimiento de 5 años y un cupón del 0,20%. Casi el 85% de los bonos fueron comprados por inversores extranjeros, destacando Alemania y Francia entre los países que más demandaron estos bonos. El mayor paquete de bonos fue absorbido por gestores de fondos (31%), seguido de bancos centrales e instituciones financieras (28%) y bancos (26%) (ICO, 2019). Por otro lado, ICO y otros organismos públicos españoles han lanzado emisiones de bonos sostenibles, aunque no estrictamente verdes. Por ejemplo, el Gobierno del País Vasco ha lanzado dos emisiones, la segunda en 2019 por valor de 1.100 millones de euros con vencimiento de 10 años mientras que en 2018 la Comunidad de Madrid emitió 1.000 millones de euros con el mismo vencimiento (Invertia, 2019).

En el sector privado, hay muchas empresas y bancos que se han involucrado en la emisión de este tipo de bonos. En el primer trimestre del 2019, España se colocó a nivel mundial como el séptimo mercado de bonos verdes con más de 2.000 millones de euros negociados en el primer trimestre del 2019, superando incluso a Alemania, Holanda o Suecia (Fernández, 2019). Este auge puede deberse principalmente al cambio en la ley de la energía, dado que la mayoría de los bonos negociados en España están relacionados con proyectos de energías renovables.

En relación con la banca española, BBVA fue el primer banco en emitir un bono verde. En 2018 lanzó una emisión de deuda verde sénior no preferente con vencimiento de 7 años y por valor de 1.000 millones de euros. En ese momento fue el mayor bono verde emitido por un banco en la eurozona. Santander lanzó, en octubre del 2019, su primer bono verde sénior preferente por valor de 1.000 millones y al igual que el BBVA con un vencimiento de 7 años (BBVA, 2018).

4.4. Tipos de bonos verdes

Hay una gran variedad de bonos que tienen etiqueta verde. Si los clasificamos dependiendo del emisor tendríamos:

- Bonos supranacionales, soberanos y de agencia (SSA): bonos emitidos por un país, municipio, instituciones financieras internacionales como el Banco Mundial y el Banco Europeo. Los bonos de agencia se incluyen en esta categoría.
- Bonos municipales: emitidos por un municipio o región.
- Bonos corporativos: bono emitido por una entidad corporativa y respaldado por el emisor.

Atendiendo a otras características de la emisión podemos encontrarlos:

- **Bonos proyecto:** deuda emitida con el objetivo de poder financiar una parte o la totalidad de un proyecto, establecido como una entidad jurídica independiente, y con finalidad energética o de infraestructura. Como ejemplo, tenemos los bonos emitidos por el fabricante de Toyota respaldado por préstamos al consumidor para financiar la compra de coches eléctricos e híbridos.
- **ABS (denominados en español bono de titulización de activos):** bonos que están respaldados por activos financieros.
 - **PACE ABS (*Property Assessed Clean Energy*):** estos préstamos se utilizan para financiar los costes asociados a mejoras energéticas en propiedades, que posteriormente son pagados por los dueños de dichas propiedades mediante los impuestos inmobiliarios. El financiamiento y el riesgo crediticio se traspaasa a los inversores. El mayor emisor de este tipo de producto es Renovate America, que lanzó el financiamiento HERO.
 - **ABS Solar:** operaciones que son respaldadas por flujos que provienen de activos solares. Gran parte de estas están basadas en PPA (pagos de arrendamientos y contratos de compraventa de energía) aunque también son populares las respaldadas por préstamos para financiar instalaciones de paneles solares. Solar City emitió el primer ABS Solar en 2013 por un valor de 54 millones de dólares y respaldado por flujos de un PPA de electricidad.
 - **ABS Sintético:** donde el banco emisor transfiere el riesgo crediticio al inversor a través de una estructura ABS. Credit Agricole CIB en 2017, emitió un ABS sintético por valor de 3 billones de dólares.
- **Bonos garantizados:** bonos emitidos por instituciones financieras que están garantizados por un conjunto de activos. Son similares a los ABS, con la diferencia de que estos son emitidos por un banco en lugar de una sociedad. Estos bonos ofrecen seguridad de activos reales para los inversores dado que tienen calificaciones crediticias en muchos casos superiores. Por ejemplo, a principios de 2018, en Noruega, Sparebank 1 Boligkreditt respaldado por hipotecas residenciales emitió un bono verde garantizado por 1.000 millones de euros.
- **Bono Sukuk o Islámico:** instrumento financiero, en el que el emisor vende certificados, y utiliza los recursos para comprar un activo, del cual será propietario parcialmente el inversor, y el cual obtendrá parte de los ingresos distribuidos. La particularidad de este producto financiero es que debe cumplir la ley Sharia, los activos deben respetar los valores éticos islámicos. La primera emisión de este tipo de bonos se realizó en

2017, en Malasia, para financiar proyectos solares. La mayor emisión de Sukuk fue por Permodalan Nasional Berhad por valor de 461 millones de dólares.

- Préstamos Schuldschein²⁵: son préstamos bilaterales, transferibles y con documentación sencilla, que se colocan de forma privada y sin ser admitidas a cotización en un mercado organizado. La cantidad esta entre 20 y 500 millones de euros, con vencimientos entre 2 y 10 años. Alemania es la mayor emisora de este tipo de préstamos, aunque también han sido emitidos por prestatarios corporativos, como por ejemplo, Volkswagen Immobilien. Este tipo de préstamos transferibles no se emiten únicamente por empresas alemanas, así por ejemplo Acciona emitió, en 2016 préstamos Schuldschein por valor de 150 millones de euros. Verbund AG, emisor austriaco colocó en abril del 2018 un Schuldschein digital verde.
- Bonos perpetuos: aquellos que no tienen fecha de vencimiento. Sin embargo, los emisores fijan una fecha en la cual el bono puede ser redimido (habitualmente entre los 5 y los 7 años). Los primeros bonos verdes perpetuos fueron emitidos por un productor chino, Xinjiang Goldwind en 2016. Aunque en China es donde más se emiten este tipo de bonos, en Francia, Países Bajos y España se han emitido en los últimos años. Por ejemplo, Iberdrola en 2017 emitió 1.000 millones de euros de deuda verde perpetua no convertible en los siguientes 5,5 años (A.S.S, 2017).

Aunque el mercado de los bonos verdes ha crecido tanto en variedad como en cantidad, el informe emitido por el TEG (2019a) indica que los niveles actuales de inversión son insuficientes para respaldar las acciones que frenen el cambio climático en los periodos marcados por el Acuerdo de París.

4.5. Rentabilidad de los bonos verdes

Los precios de los bonos verdes en el mercado primario son muy similares a los bonos convencionales equivalentes. Los bonos verdes se clasifican *pari passu* (en igualdad de condiciones) con bonos del mismo rango y emisor. La prima de emisión es el rendimiento adicional que un comprador obtiene, y un vendedor paga, por un nuevo bono, en comparación con los bonos del mismo emisor que cotizan en el mercado secundario. Un greenium (concesión de nueva emisión) aparece cuando un bono verde se emite a un precio más alto y menor rendimiento que la deuda equivalente existente, es decir, cuando existe una prima de emisión negativa.

²⁵ La traducción habitual es “certificado de endeudamiento”.

El mercado de bonos verdes está estrechamente relacionado con el mercado de renta fija y divisas mientras que tiene una relación débil con los mercados de acciones, energía y bonos corporativos de alta rentabilidad (*high-yield*) (Reboredo y Ugolini, 2019). Para los inversores comprar bonos verdes significa colaborar en proyectos sostenibles del medio ambiente, y contribuir al desarrollo de actividades que colaboran con una economía sostenible. La pregunta es si, además obtienen una rentabilidad superior a la que obtendrían si invirtieran en bonos tradicionales. En relación con los bonos socialmente responsables, Henke (2016) muestra que durante el período 2001-2014, 103 fondos de bonos socialmente responsables en EE.UU. y la UE proporcionan una rentabilidad superior a una muestra similar de fondos de bonos convencionales de un 0,5% anual. Este rendimiento está relacionado con la mitigación de los riesgos ESG (Environmental, Social and Governance), que se logra mediante la exclusión de emisores de bonos corporativos con actividades ESG deficientes. Además, demuestran que es especialmente probable que el rendimiento se produzca durante las recesiones o los períodos de mercado bajistas.

No existe un consenso sobre si los bonos verdes dan sistemáticamente mejores o peores rentabilidades ajustadas al riesgo que los bonos convencionales equivalentes. El cuadro 4.4 muestra una comparación de resultados obtenidos entre 2015-2018. La mayoría de los trabajos encuentran que los bonos convencionales tienen un rendimiento por encima de los bonos verdes. Así, por ejemplo, Karpf y Mandely (2018) investigan, en el mercado de bonos municipales de Estados Unidos, las diferencias entre el rendimiento de este tipo de bonos y los convencionales. Estos autores indican, que, aunque históricamente, los bonos verdes cotizan a precios más bajos y rendimientos más altos de lo esperado (prima negativa) por sus perfiles de crédito, en los últimos años, sin embargo, la calidad crediticia de los bonos verdes municipales

CUADRO 4.4

DESGLOSE DE ALGUNOS DE LOS USOS DE LOS FONDOS DE LOS BONOS CATEGORIZADOS COMO BONOS SOCIALES

<i>Categoría</i>	<i>Especificación del proyecto</i>
Infraestructura básica asequible	Agua potable, alcantarillado, saneamiento, transporte o energía entre otros.
Acceso a servicios esenciales	Por ejemplo, salud, educación, formación profesional, atención médica, financiación o servicios financieros.
Vivienda asequible	Producción, transmisión, dispositivos y productos
Generación de empleo	Incluso a través de financiación de pymes y microfinanzas
Seguridad alimentaria	Eléctrico, híbrido, público, ferroviario, no motorizado, multimodal, vehículos de energía limpia y reducción de emisiones nocivas.

Fuente: Principios de los Bonos Verdes.

ha aumentado y la prima²⁶ se ha vuelto positiva. Estos autores demuestran que, aunque los bonos convencionales en media tienen una rentabilidad superior, esta viene explicada únicamente por las propiedades de los bonos. En cambio, los trabajos de Ehlers y Packer (2017) en el mercado primario y Hachenberg y Schiereck (2018) en el mercado secundario encuentran primas negativas de -18pb y -1pb, respectivamente.

En esta misma línea artículos más recientes como el de Zerbid (2019) encuentra que el rendimiento de los bonos verdes, en promedio, es de dos puntos más bajos que el rendimiento de los bonos convencionales (Bachelet y Becchetti, 2019; Kapraun y Scheins, 2019 encuentran primas también negativas). Cabe señalar que estos resultados pueden ser diferentes dependiendo del tipo de emisor. Así, Fatica, Panzica y Rancan (2019) encuentran una prima positiva cuando los bonos verdes son emitidos por instituciones supranacionales y empresas no financieras, mientras que no hay ningún efecto cuando los emisores son instituciones financieras. Por otro lado, Gianfrate y Peri (2019) encuentran, en un estudio de 121 bonos verdes europeos emitidos entre 2013 y 2017, que estos son financieramente más convenientes para los emisores que aquellos convencionales (prima positiva de 18 puntos básicos), siendo esta ventaja mayor para bonos corporativos y manteniéndose en los mercados secundarios. En este sentido, Flammer (2018) estudia si las emisiones corporativas de bonos verdes son efectivas o son *greenwashing*, demostrando que el anuncio de la emisión de bonos verdes corporativos produce rendimientos positivos en las acciones de los emisores (en la misma línea que Tang y Zhan, 2019). Flammer muestra que aparecen tanto mejoras en el valor a largo plazo y el rendimiento operativo como mejoras en el rendimiento ambiental (disminución de las emisiones de CO₂) y aumentos de las innovaciones ecológicas (presentación de patentes ecológicas). También detecta un aumento de la orientación a largo plazo, así como un aumento en la propiedad por i) inversores a largo plazo y ii) inversores verdes. Las empresas invierten los ingresos en proyectos que mejoran la huella ambiental de la empresa, contribuyendo a la creación de valor a largo plazo. Estas emisiones ayudan a atraer a una clientela de inversores que es sensible al medio ambiente.

En relación con los beneficios de diversificación, Reboredo (2018) sugiere que los bonos verdes (entre 2014-2017) no añaden beneficios para los inversores en los mercados de bonos corporativos, aunque estos sí aparecen para los inversores en los mercados de valores y energía y, en menor medida, en las letras y bonos del Tesoro. Por último, con relación a la liquidez, Febi et al. (2018) sugieren que los bonos verdes son más líquidos que los bonos convencionales.

²⁶ Tomaremos como prima, la diferencia entre el rendimiento del bono verde y el tradicional.

4.6. Otros instrumentos verdes de renta fija

Además de los ya citados bonos verdes, bonos sociales y bonos sostenibles podríamos identificar otros instrumentos de renta fija verde como son: los préstamos verdes, los bonos ligados a los ODS o los préstamos de incentivos positivos.

Los préstamos verdes son préstamos donde la financiación requiere que los ingresos se utilicen exclusivamente para financiar o refinanciar, en parte o en su totalidad, proyectos e inversiones con carácter medioambiental: eficiencia energética, energía renovable, transporte ecológico, alimentación sostenible, adaptación al cambio climático, agricultura y silvicultura, gestión de residuos u otros relacionados con la sostenibilidad medioambiental. Así, todos los proyectos verdes designados deben proporcionar beneficios ambientales claros, que serán evaluados, y cuando sea factible, cuantificados, medidos e informados por el prestatario. En 2017, en España diez empresas suscribieron préstamos verdes, por un importe total de 3.000 millones de euros (Martínez Fariña, 2017). BBVA es una de las entidades más activas a nivel mundial realizando en los dos últimos años más de 25 operaciones en Europa y América.

Los préstamos verdes deben estar alineados con los cuatro componentes de los principios de los préstamos verdes. Estos principios fueron formalizados en 2018 por la Asociación de Mercado de Préstamos (LMA) y la Asociación de Mercado de Préstamos de Asia y Pacífico (APLMA), apoyados en todo momento por la ICMA, y que se basa en los mismos cuatro componentes que los principios de los bonos verdes:

- Uso de los ingresos.
- Proceso de evaluación.
- Selección de proyectos.
- Gestión de ingresos e informes.

El objetivo de estos principios, al igual que los GBP, es el de fijar un marco claro que pueda aplicarse por los financiadores y demandantes de la necesidad de financiación de proyectos verdes, mejorando la transparencia del destino del crédito y la información facilitada al prestatario (LMA, 2018).

Existen cuatro tipos de préstamos verdes:

- *Green bilateral loan* (préstamo bilateral): acuerdo entre la compañía y el banco y donde existe una garantía corporativa. La compañía o cliente debe justificar que el fin de la financiación es la sostenibilidad ambiental (calificado por un consultor medioambiental). Como ejemplo, está el

primer préstamo verde que se firmó por una compañía energética y que fue formalizada en 2017 entre el BBVA e Iberdrola, y cuya línea de financiación estaba vinculada a financiar proyectos de eficiencia energética y de energías renovables.

- *Green Syndicated Loan* (préstamo sindicado): operación realizada por varios bancos, pero donde uno de ellos es el banco agente medioambiental y quien se encargará de gestionar y desarrollar toda relación con la agencia certificadora. La primera compañía española en firmar un préstamo sindicado verde fue Tradebe.
- *Green Revolving credit facility* (línea de crédito *revolving*): cuyo objetivo no es financiar proyectos medioambientales (la vocación de la línea es no estar dispuesta) pero sí está basada en criterios de buen gobierno, sociales y medioambientales. Como ejemplos, los créditos de Red Eléctrica de España o la firmada entre BBVA y Mapfre.
- *Green Project Finance* (financiación de proyecto): la financiación de este tipo de préstamos va destinada a grandes proyectos de energía o infraestructuras que cumplen con los criterios de ser considerado verde. BBVA fue pionero en esta modalidad de préstamo verde firmando el primer Green Project Finance con la operadora Terna, a nivel nacional ayudó a financiar el Novo Hospital de Vigo.

En España este tipo de créditos ha dejado de estar destinado solamente a las grandes empresas. Por ejemplo, en junio del 2019, BBVA y Santander han lanzado créditos verdes destinados a particulares. Así, BBVA lanzó un crédito para particulares y autónomos, para la compra de vehículos híbridos y eléctricos, con un importe máximo de 75.000 euros, amortización a 8 años e interés del 5,13% TAE. Por otro lado, Santander sacó también préstamos con la misma finalidad, pero con un saldo de 90.000 euros, y un TAE del 5,53%. En el ámbito hipotecario, hay que señalar que el Santander decidió bonificar con 10 puntos básicos el tipo de interés de los créditos hipotecarios para viviendas sostenibles, mientras que el BBVA lanzó un préstamo para promocionar la compra de viviendas con consumo energético casi nulo. CaixaBank dispone de un nuevo producto denominado ecoFinanciación, que está destinado a la financiación de compra de vehículos, electrodomésticos eficientes, reformas en las viviendas o proyectos agrarios que se desarrollen con el fin de mejorar la eficiencia energética.

Préstamos de incentivos positivos también conocidos como *Sustainability Loans* son préstamos donde el tipo de interés se vincula a uno o varios indicadores de la sostenibilidad del prestatario. Así, los descuentos o primas

se aplican al tipo de interés en función del cumplimiento por parte del emisor de los criterios ESG (*Environmental, Social and Governance*). Estos criterios se vinculan principalmente a *ratings* de sostenibilidad que permiten acceder a este tipo de financiación, a mejor calificación menor es el interés. Esta nueva modalidad de préstamos incentiva a las compañías a mejorar en sus actividades y comportamientos responsables. Este mercado ha crecido de manera notable en los dos últimos años y se espera que a finales del 2019 alcance los 81.300 millones de dólares (según Bloomberg).

Como ejemplo, Danone emitió un PIL de 2.000 millones de euros en febrero de 2018 donde parte de los costos de financiamiento se indexan a la calificación ESG mientras que otra parte está ligada a aumentar el porcentaje de ingresos generados por los trozos de su negocio certificados como B-Corp (cumplimiento de un conjunto de criterios ESG supervisados externamente). Otro ejemplo reciente es el formalizado por el Santander CIF quien financia a Acciona el primer crédito vinculado a ESG en Chile.

Los préstamos para mejorar la eficiencia energética de los edificios pueden incluirse también en este apartado. En principio, estos préstamos deberían mejorar la solvencia del prestatario al reducir sus gastos en energía. En consecuencia, los tipos de interés cargados por los prestamistas deberían ser menores. Sin embargo, la evidencia en Giraudet, Petronevich y Faucheux (2019) apunta en la dirección contraria a que los tipos de interés cargados a los préstamos destinados a la renovación energética de los hogares fueron más altos que los de otros préstamos al consumo. Finalmente, otro producto que está empezando a aparecer en los mercados son las hipotecas verdes (*Green Mortgages*) de las que hay algunas experiencias piloto en Europa²⁷.

BIBLIOGRAFÍA

ACUERDO DE PARÍS. *United Nations Climate Change*. Recuperado de: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>.

ABRIL, I. (2019). Iberdrola, en el "top 3" mundial de mayores emisores de bonos verdes. Recuperado de: www.expansion.com/

ARTEMIS. (2018). Cat bond & ILS issuance passes \$5.7bn in 2018, market hits \$33bn n size. Disponible en: <https://www.artemis.bm/news/cat-bond-ils-issuance-passes-5-7bn-in-2018-market-hits-33bn-in-size/>

A.S.S. (2017). Iberdrola emite otros 1.000 millones en bonos verdes. Recuperado de: <https://www.expansion.com>

²⁷ <https://www.businessgreen.com/bg/news/3034153/major-european-banks-partner-on-green-mortgage-pilot>

BACHELET, M. y BECCHETTI, L. (2019). The Green bonds Premium puzzle: the role of issuer characteristics and third-party verification. *Sustainability*, 11(4), p. 1098.

BAKER, M., BERGSTRESSER, D., SERAFEIM, G. y WURGLER, J. (2018). Financing the response to climate change: the pricing and ownership of us Green bonds. *NBERG Working Paper*. Disponible en: <https://www.nber.org/papers/w25194>

BANCO CENTRAL EUROPEO. (2018). Green & Social Bond Market Update. Bond Market Contact Group.

BANCO DE ESPAÑA. (2019). Nota de prensa: El Banco de España participa en el fondo de inversion en bonos verdes lanzado por el BPI. Recuperado de: www.bde.es/

BARCLAYS. (2015). The cost of being green. Credit Research. https://www.environmental-finance.com/assets/files/US_Credit_Focus_The_Cost_of_Being_Green.pdf

BBVA. (2018). BBVA coloca el bono verde de mayor importe en la eurozona. Recuperado de: www.bbva.com/

BLOOMBERG. (2017). *Investors are willing to pay a "green" premium*. Bloomberg New Energy Finance Report.

BOLSA DE COMERCIO DE SANTIAGO. (2018). *Guía del segmento de bonos verdes y bonos sociales en la Bolsa de Comercio de Santiago*.

BOLSA DE VALORES DE LIMA. (2018). *Guía de Bonos Verdes para el Perú*. Recuperado de: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/703502/27-04_GUIA_PERU_MX2_FINAL.pdf

CBI. (2017). Green bonds highlights 2016. Recuperado de: <https://www.climatebonds.net/files/files/2016%20GB%20Market%20Roundup.pdf>

— (2018). Bonds and Climate Change: the state of the market 2018. Climate Bonds Initiative Report.

— (2019). Climate Bonds Taxonomy. Recuperado de: https://www.climatebonds.net/files/files/CBI_Taxonomy_Tables-Oct19_Final%20v3.pdf

CBS. (2019). Climate Bonds Standar. Recuperado de: <https://www.climatebonds.net/standard/download>

CNV. (2019). Lineamientos de Argentina para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables. Comisión Nacional de Valores.

EHLERS, T. y PACKER, F. (2017). Green bond finance and certification. *BIS Quarterly Review*.

FATICA, S., PANZICA, R. y RANCAN, M. (2019). The pricing of green bonds: are financial institutions special? *JRC Working Papers in Economics and Finance*, 2019/7. Disponible en: <https://>

publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC116157/jrc116157_faticapanzicarancan_gbpricing_jrc_report_01.pdf

FEBI, W., SCHÄFER, D., STEPHAN, A. y SUN, C. (2018). The impact of liquidity risk on the yield spread of green bonds. *Finance Research Letters* (in press).

FLAMMER, C. (2018). Corporate Green Bonds. Disponible en: <https://ssrn.com/abstract=3125518>

FERNÁNDEZ, I. (2019). La emisión de bonos verdes despegó en España sin aclararse aún sus requisitos. Recuperado de: www.eldiario.es/

GBP. (2018). The Green Bond Principles. International Capital Market Association.

GIANFRATE, G. y PERI, M. (2019). The green advantage: Exploring the convenience of issuing green bonds. *Journal of Cleaner Production*, 219, pp. 127-135.

GIRAUDET, L.-G., PETRONEVICH, A. y FAUCHEUX, L. (2019). How do lenders price energy efficiency? Evidence from personal consumption loans. Banque de France, *WPF* #716.

GORDILLO, F. (2017). Bonos verdes: Francia muestra el camino con un hito. Recuperado de: www.fundspeople.com

GREEN BOND STANDARD SUBGROUP. (2019). Report of the Technical Expert Group (TEG) subgroup on Green Bond Standard.

HACHENBERG, B. y SCHIERECK, D. (2018). Are Green bonds Price differently from conventional bonds? *Journal of Asset Management*, 19(6), pp. 371-383.

HENKE, H.-M. (2016). The effect of social screening on bond mutual fund performance. *Journal of Banking and Finance*, 67, pp. 69-84.

HSBC. (2016). Green Bonds 2.0. Fixed Income. Credit report. Recuperado de www.hsbc.com/

ICMA. (2018). Green & Social Bond Market Update. International Capital Market Association.

ICO. (2019). El ICO lanza su primera emisión de bonos verdes y se consolida como uno de los primeros emisores de bonos sostenibles del mercado europeo. Recuperado de: www.ico.es

IISD. (2015). How to issue a green bond in China. International Institute for Sustainable Development. Recuperado de: <https://www.iisd.org/sites/default/files/publications/how-to-issue-green-bond-china-en.pdf>

INVERTIA. (2019). El Mercado de bonos verdes movió 3.840 millones en España en 2018. Recuperado de: www.invertia.com/

KAPRAUN, J. y SCHEINS, C. (2019). (in)-credibly green: which bonds trade at a green bond premium? Recuperado de: <https://ssrn.com/abstract=3347337>

KARPF, A. y MANDELY, A. (2018). The changing value of the 'green' label on the US municipal bond market. *Nature Climate Change*, 8(2): pp. 161–165.

LMA. (2018). Green Loan Principles. Loan Market Association Booklet 220318.

MARTÍNEZ FARIÑA, P. (2017). 2017, el año de los préstamos verdes. Recuperado de: www.bbva.com

MOEJ. (2017). Green Bond Guidelines, 2017. Recuperado de: <https://www.env.go.jp/en/policy/economy/gb/guidelines.html>

REBOREDO, J. C. (2018). Green bond and financial markets: Co-movement, diversification and price spillover effect. *Energy Economics*, 74, pp. 38-50.

REBOREDO, J. C. y UGOLINI, A. (2019). Price connectedness between green bond and financial markets. *Economic Modelling*. Disponible en: doi.org/10.1016/j.econmod.2019.09.004.

SBG. (2018). The Sustainability Bond Guidelines. Recuperado de: <https://www.icmagroup.org/green-social-and-sustainability-bonds/>

SBP. (2018). The Social Bond Principles. Recuperado de: <https://www.icmagroup.org/green-social-and-sustainability-bonds/>

SEBI. (2015). Disclosure requirements for issuance and listing green bonds. Recuperado de: https://www.sebi.gov.in/sebi_data/meetingfiles/1453349548574-a.pdf

TEG. (2019a). Report on EU taxonomy. Recuperado de: https://ec.europa.eu/info/files/190618-sustainable-finance-teg-report-taxonomy_en

— (2019b). Report on EU green bond standard. Recuperado de: https://ec.europa.eu/info/files/190618-sustainable-finance-teg-report-green-bond-standard_en

— (2019c). Report on EU climate benchmarks and benchmarks' ESG disclosures. Recuperado de: https://ec.europa.eu/info/files/190618-sustainable-finance-teg-report-climate-benchmarks-and-disclosures_en

ZERBIB, O. D. (2019). The effect of pro-environmental preferences on bond prices: evidence from green bonds. *Journal of Banking and Finance*, 98, pp. 39-60.

Capítulo 5

ACUERDOS DE COMPRA DE ENERGÍA A LARGO PLAZO (PPA)

5.1. ¿Por qué existen los acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPA)?

El número de empresas comprometidas con la agenda 2030 a través de sus informes y objetivos de sostenibilidad aumenta día a día²⁸. Las dificultades para acceder a la energía y, el coste de la misma en los próximos años, suponen un reto suficiente para que las empresas inviertan en instalaciones de autoconsumo, o consuman energía renovable con certificación acreditada²⁹. Las empresas con grandes necesidades de energía, cuyo coste supone buena parte del total de costes operativos, quedan sometidas a un elevado riesgo de mercado dada la volatilidad de los precios energéticos. Entre sus objetivos están, por tanto, no solo los objetivos ambientales sino también los financieros, mejorar su factura eléctrica y dar una estabilidad a dicho coste.

Paralelamente, aunque en el lado de la oferta energética, los desarrolladores de proyectos de generación de electricidad mediante energía renovable se enfrentan a problemas para financiar sus inversiones. Estos productores venden la electricidad en los mercados mayoristas. Es sabido que el precio de la electricidad en esos mercados es muy volátil, y en Europa muestra una tendencia decreciente desde hace años, Peña y Rodríguez (2019), por lo que los productores se enfrentan a unos ingresos variables que podrían comprometer el proyecto si no son suficientes para cubrir los costes. La paulatina retirada de las subvenciones a las renovables por parte de los reguladores debida, entre otras razones, a la caída de los costes de estos proyectos, hace necesario financiar los mismos con inversores externos que quieran asumir el riesgo de la instalación (Roca, 2016; ICIS, 2019).

Ante tales desafíos, empresas consumidoras de energía y promotores de instalaciones de energía renovable están utilizando una estructura contractual específica, los acuerdos de consumo de energía a largo plazo o PPA (*Power Purchase Agreements*) (Gurch, 2017). Un PPA es un acuerdo de compraventa de electricidad entre un productor de energía renovable y un consumidor (generalmente grandes empresas) o entre un productor de energía renovable y

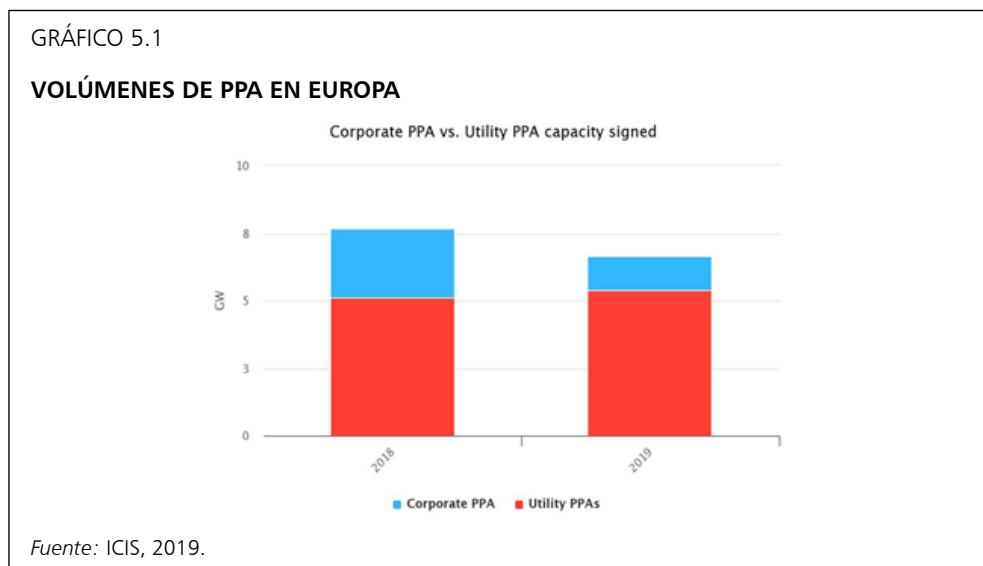
²⁸ Más de la mitad de las grandes empresas del índice *Fortune 500* tienen objetivos de sostenibilidad (Gurch, 2017).

²⁹ Las fuentes de energía renovables incluyen: solar, eólica, marina, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa y biocarburantes.

una empresa comercializadora (*utility*) que revenderá la energía. El acuerdo fija un precio de compraventa, de una determinada cantidad de electricidad (MWh) durante un plazo acordado (típicamente entre 5 y 15 años).

El tipo más habitual de PPA es el *utility* PPA. Estos son contratos a largo plazo entre un generador de energía renovable y una empresa eléctrica o comercializadora que adquirirá y revenderá la energía. A diferencia de los PPA con empresas no energéticas (*corporate* PPA), el comprador de la energía (*offtaker*) en el *utility* PPA no utiliza la energía eléctrica para sí mismo, sino que la entregará a sus clientes o la venderá al mercado mayorista³⁰.

El gráfico 5.1 muestra el volumen de capacidad de energía en GW firmados en Europa en 2018 y parte de 2019 en PPA de ambos tipos según ICIS (2019). Puede observarse que en 2018 los *utility* PPA son el 60% del total y los acuerdos corporativos el 40%.

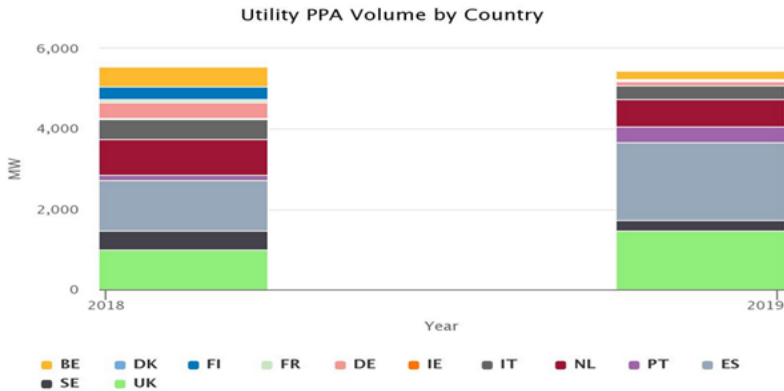


Sin embargo, la distribución de los *utility* PPA no es uniforme entre los distintos países europeos. El gráfico 5.2 muestra que el Reino Unido y España lideran esta distribución. El caso español destaca con respecto a otros países del entorno europeo, (Ojea, 2019b).

³⁰ Si se atiende a la naturaleza del comprador de la energía además de los *Utility* PPA y los *Corporate* PPA, también existen los PPA de subasta. Así por ejemplo en las subastas de algunos países, (e.g., Portugal), existen PPA derivados de una subasta. En general la subasta portuguesa presenta dos modalidades: 1) remuneración garantizada (que implica la realización de un PPA de precio fijo a 15 años), 2) remuneración general (el constructor tiene que firmar un PPA con un comprador y pagar otra contraparte al sistema eléctrico).

GRÁFICO 5.2

VOLÚMENES DE *UTILITY* PPA POR PAÍSES EN EUROPA

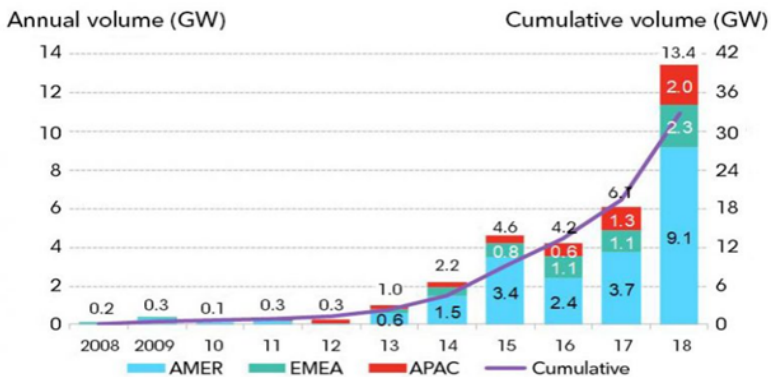


Fuente: ICIS, 2019.

Respecto a PPA corporativos a nivel global, el informe *Corporate Energy Market Outlook*, (BNEF, 2019) muestra el elevado crecimiento en los GW firmados a través de estos contratos, pasando de 0,2 GW en 2008, hasta llegar a 13,4 GW en 2018 firmados por 121 empresas en 21 países diferentes. El

GRÁFICO 5.3

VOLÚMENES DE PPA CORPORATIVOS A NIVEL GLOBAL



Nomenclatura: APAC (Asia Pacific), EMEA (Europe, Middle-East and Africa), AMER (North, Central and South America)

Fuente: BNEF, 2019.

gráfico 5.3 muestra los datos para APAC (Asia-Pacífico), EMEA (Europa, Oriente Medio y África) y AMER (América del Norte, Central y del Sur).

Las estructuras de PPA más habituales son los PPA físicos y los sintéticos (UNEF, 2018). Los PPA físicos son aquellos en los que hay una entrega física de la electricidad del productor al consumidor. Pueden ser *on-site* y *off-site*, según la generación de la energía y el consumo estén conectados directamente o no. En los sintéticos, no es necesaria la entrega física y la liquidación de los contratos es financiera.

Los PPA *on-site* son contratos para suministro físico de energía a cambio de un precio predeterminado. La planta de generación (fotovoltaica, eólica, etc.) se sitúa en las instalaciones del cliente y se conecta a su red interior. El desarrollador renovable realiza la inversión, pero los electrones producidos por el proyecto de energía renovable son propiedad del cliente y, por tanto, si existiera sobrante de energía de la planta, el cliente podría venderla al mercado mayorista. Finalizado el plazo del contrato PPA, la instalación pasa a ser propiedad del cliente, quien se hará cargo de la operación y mantenimiento de la planta. Los PPA físicos fueron la principal forma de transacción de energía en los primeros momentos del mercado de energía renovable.

En los PPA *off-site* la instalación energética puede situarse en cualquier ubicación y se conecta a la red de distribución del sistema eléctrico del país, quien la llevará al cliente. Se hace necesaria, por tanto, la figura del distribuidor o comercializador. La entrega de electricidad ya no es directa del productor al consumidor como ocurre en el PPA *on-site*, sino indirecta a través del comercializador. Siguiendo a Kansal (2018) estos contratos se dividen en:

- *Sleeve PPA*: El desarrollador suministra la energía limpia al cliente final a través de la empresa comercializadora que se encargará de suministrar tanto la energía procedente de la instalación renovable como la faltante si no fuera suficiente la del desarrollador. La comercializadora actúa como intermediario gestionando tanto los flujos monetarios como de energía resultantes del contrato. La empresa firmante del PPA recibirá una sola factura por todo su consumo, con la energía procedente de la instalación renovable tarifada al precio fijo del PPA, y la de otras fuentes al precio acordado con la comercializadora.
- *Virtual PPA (VPPA)*: Esta es una transacción puramente financiera. El consumidor y el desarrollador intercambian flujos de caja correspondientes a un precio fijo (el de la VPPA) y a un precio variable (el del mercado mayorista de referencia), así como certificados de energía renovable (REC). Por otra parte, el consumidor de energía necesita

contratar su suministro con una comercializadora que le proporcionará la electricidad.

De esta manera, los PPA actúan como un mecanismo para garantizar la estabilidad de las inversiones en renovables. El desarrollador se beneficia de la garantía de ingresos fijos a largo plazo, que aportan viabilidad al proyecto y facilita su financiación externa (UNEF, 2018). Los PPA se han convertido así en una alternativa de inversión en renovables adicional a las subastas y a la venta *merchant* (proyectos en los que la energía generada se vende directamente al mercado). A su vez, estos acuerdos cubren el objetivo de aquellas empresas que desean llegar a tener un consumo energético 100% verde y con precio estable.

Las ventajas de estos acuerdos para la compra de energía renovable dependen de qué parte del acuerdo se considere (UNEF, 2018; Mendicino *et al.*, 2019). Así, para las empresas compradoras se agrupan en:

- **Económicas:** Relacionadas con el ahorro de costes en la energía eléctrica y con la estabilidad de precios. Se consigue la energía a un precio competitivo con importantes descuentos sobre el precio de la energía. Además, la energía se consigue a un precio estable y predecible.
- **Marketing:** Potenciar la imagen de marca asociándose con una instalación específica de energía renovable. Así, permite a las empresas demostrar un vínculo directo entre su actividad y la generación de energía renovable.
- **Ambientales:** Reducción de la huella de carbono. Los PPA permiten a las empresas cumplir sus objetivos de sostenibilidad asegurando el consumo de energía verde.

Para el desarrollador del proyecto el acuerdo permite (Sicre del Rosal, 2016 y UNEF, 2018):

- Reducir del riesgo del proyecto asegurando la venta de la electricidad en el largo plazo, asegurando así los ingresos futuros.
- Mayores posibilidades de obtener financiación del proyecto por parte de instituciones financieras, lo que se traducirá, a su vez, en un incentivo para el desarrollo y crecimiento de las renovables. La entidad financiera valorará también la calidad crediticia de la contraparte del PPA, así como las demás características y riesgos del contrato.
- Desarrollo de negocio a través de la creación de proyectos comunes con otras empresas e instituciones.

Por su parte los principales inconvenientes de la firma de un PPA para las empresas consumidoras son la incertidumbre del precio futuro de la electricidad y la dificultad para predecir el mismo a la hora de fijar el precio (fijo) del PPA. En este sentido, el riesgo más preocupante es que el precio de contado de la electricidad se sitúe por debajo del precio fijo establecido en el contrato a largo plazo. Como una manera de gestionar este riesgo, durante 2019 se han firmado VPPA que incluyen una estructura que limita el rango de variación del precio de contado de la electricidad (*collar* VPPA). Por ejemplo, el VPPA firmado recientemente entre Honda y E.ON, Holbrook (2019), incluye, además del habitual intercambio de flujos de caja de fijo a variable (precio fijo del VPPA igual a K), la compra por parte de Honda de una opción de venta de electricidad (*out-of-the-money put option*, *strike price* K_p) y la venta de una opción de compra (*out-of-the-money call option*, *strike price* K_c) con el mismo vencimiento³¹. El precio del acuerdo fija un límite superior e inferior de la exposición de Honda al precio de la electricidad en cualquier trimestre. Por otra parte, E.ON se asegura unos ingresos estables.

Por otra parte, hay que considerar el riesgo de contraparte (posibilidad de que el vendedor de la energía se declare insolvente y no cumpla con sus obligaciones derivadas del contrato) y los cambios en las regulaciones que puedan afectar a unos contratos que tienen plazos elevados (Mendicino *et al.*, 2019). Al final de este capítulo se discuten en mayor detalle todos estos riesgos.

5.2. Certificados de energía renovables

Un certificado de energía renovable es un instrumento que acredita que una cantidad de electricidad ha sido producida por fuentes renovables. El problema de asimetría de información es inherente a los mercados energéticos, puesto que la electricidad no se diferencia una vez que los electrones entran en la red y por tanto los consumidores no pueden distinguir si la energía consumida es o no renovable³². Como consecuencia de ello puede surgir un problema de selección adversa: los consumidores con una preferencia por las renovables podrían acabar comprando menos de lo deseado o nada (Akerlof, 1970).

Los certificados juegan un papel esencial cubriendo esta falta de información de la energía y permitiendo el seguimiento del consumo de la energía renovable generada. Gracias a los certificados, es posible asumir que se está consumiendo

³¹ Nótese que debe cumplirse que $K_c > K > K_p$. Si los precios de ejercicio se fijan adecuadamente, el coste del *collar* es cero. El precio de ejercicio de la *call* debe ser mayor que el precio de ejercicio de la *put* y se eligen de tal forma que el valor de la *call* sea igual al valor de la *put*.

³² Los consumidores de energía en España procedente de la red eléctrica consumen energía resultante del *mix* de generación nacional, del *pool*. Un *pool* que en 2018 resultó en un 61,5% procedente de energías convencionales no renovables y el resto renovables.

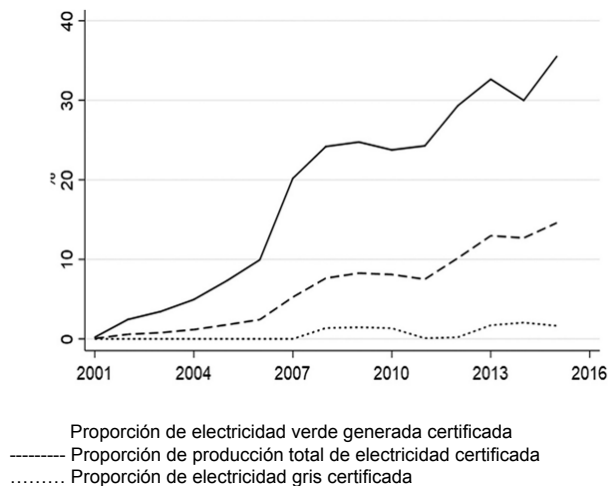
energía verde. Cada certificado tiene un identificador propio para asegurar que no se duplica el cómputo de la energía verde producida. Así, una vez que el certificado se ha emitido ya no puede ser emitido de nuevo para que la misma unidad de energía procedente de fuentes renovables se tenga en cuenta una sola vez.

Estos certificados se emiten cuando se genera el MWh de electricidad y se entregan los electrones a la red eléctrica. Incluye características acerca del tipo de fuente renovable, los datos del proyecto, la dirección de la instalación, la fecha de construcción de la instalación, etc. Por tanto, representa la prueba de que la energía que se ha incorporado a la red de transporte es energía "verde". Los certificados emitidos se transfieren a las comercializadoras, quienes pueden justificar así el carácter "verde" de la electricidad que venden. Los certificados emitidos y no consumidos o comprados caducan un año más tarde. Igualmente, los certificados pueden ser vendidos por separado de la energía entregada, o utilizados para cumplir con las obligaciones de emisión de renovables.

En Estados Unidos estos certificados se denominan REC (*Renewable Energy Certificates*). En Europa se conocen como garantías de origen o GO (*Guarantees of Origin*). Todos ellos acreditan la producción de un megavatio-hora (MWh) de electricidad.

$$1 \text{ REC} = 1 \text{ GO} = 1 \text{ MWh}$$

GRÁFICO 5.4

TASA DE CERTIFICACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EUROPA 2001-2015

Fuente: Hulshof, Jepma y Mulder, 2019.

En Europa, el sistema de GO surge tras las directivas 2001/77/EC (UE, 2001) y 2009/28/EC (UE, 2009) que exigen a los Estados miembros que implementen sistemas de certificación para la energía renovable, con objeto de fomentar del uso de energía procedente de fuentes renovables. Las garantías son válidas durante un año. Estos certificados han tenido gran éxito desde su creación en 2001. El gráfico 5.4 muestra la evolución en la UE-28 (incluidas Suiza y Noruega) de la tasa de certificación de la energía renovable, observándose como ha pasado del 0,2% al 35,5% desde 2001 a 2015 (Hulshof, Jepma y Mulder, 2019)³³.

Los certificados sirven de indicador de la demanda que existe entre los consumidores (empresas y particulares) de abastecerse con energía de origen renovable. No se trata solo de consumidores concienciados con el cambio climático, los certificados están sirviendo de reclamo a pequeñas comercializadores de energía que quieren diferenciarse de la competencia, abanderando esta lucha contra el cambio climático, comercializando únicamente energía certificada³⁴. También existen ejemplos de cooperativas como Energética cuyo objetivo es llegar a autoproducir el total de la energía que consumen sus socios, particulares y empresas, y aseguran un suministro 100% renovable a través de certificados. En estos casos, parte de la energía que comercializan está respaldada por sus instalaciones renovables y el resto de la electricidad se compra diariamente en el mercado y está respaldada por Certificados de GO (Ojea, 2019a).

Entre las ventajas del sistema de certificación destaca el que permite a los clientes (particulares y empresas) elegir fuentes de energía renovables y reducir así la huella ambiental de su consumo de energía. Aunque esto es únicamente una señal, pues el consumo real es de electrones sin diferenciación³⁵. La compra de certificados contribuye, además, a apoyar la financiación de nuevos proyectos renovables. Es el concepto de "adicionalidad"³⁶, consistente en que, al comprar un certificado de energía renovable, se está contribuyendo al desarrollo de nuevos proyectos de renovables. Esto es posible porque la regulación actual (española) establece que los ingresos procedentes de la venta de certificados de

³³ La tasa de certificación se mide como el volumen de certificados emitidos entre la cantidad de energía renovable generada (ambos en MWh).

³⁴ Este es el caso, por ejemplo, de ACCIONA Green Energy Developments, cuya electricidad con garantía de origen renovable certificada, permite asegurar a sus consumidores el carácter 100% libre de emisiones.

³⁵ Se sigue investigando en la trazabilidad de la energía. Algunas empresas como Acciona e Iberdrola utilizan *blockchain* para dar trazabilidad al sistema y comprobar en tiempo real que los KWh adquiridos han sido realmente generados de forma verde. (Energía limpia XXI, 2019).

³⁶ En octubre de 2018, 78 empresas firmaron los Principios Corporativos de Compradores de Energía Renovable de WWF / WRI, cuyo cuarto principio establece el deseo de los firmantes de tener "acceso a nuevos proyectos que reduzcan las emisiones más allá de los habituales negocios, nuevos proyectos de generación de energía renovable". (<https://buyersprinciples.org/principles/>).

energía deben contabilizarse en una cuenta aparte que se invertirá en nuevos proyectos verdes.

A pesar de que en Europa establecer un sistema de certificados es obligatorio, los países tienen libertad para el diseño de su propio sistema. Esto genera diferencias en la organización del mercado. Cada país debe señalar quien es su organismo certificador, que será responsable de verificar que no se solapen los certificados. Los países pueden elegir si el certificador es un organismo público o privado. Francia, la República Checa y Portugal son los únicos que tienen certificador privado, en tanto el resto son organismos públicos (Hulshof, Jepma y Mulder, 2019). Para Blind y Jungmittag (2005) la presencia de un estándar internacional sobre la información proporcionada por los certificados, así como sus reglas de emisión, cancelación y negociación, en contraposición a un estándar nacional, facilita el comercio entre países y reduce los costes de transacción. En el caso europeo, varios países han optado por estándar común para sus certificados, el *EECS-standard*. Los certificados EECS se negocian electrónicamente y la negociación es organizada por la AIB (*Association of Issuing Bodies*). Los mercados de GO tienen pequeño volumen, con poca liquidez y son poco transparentes. Los datos de precios no están disponibles públicamente, en parte porque la negociación de GO ocurre OTC vía brókeres (Greenfact, 2018).

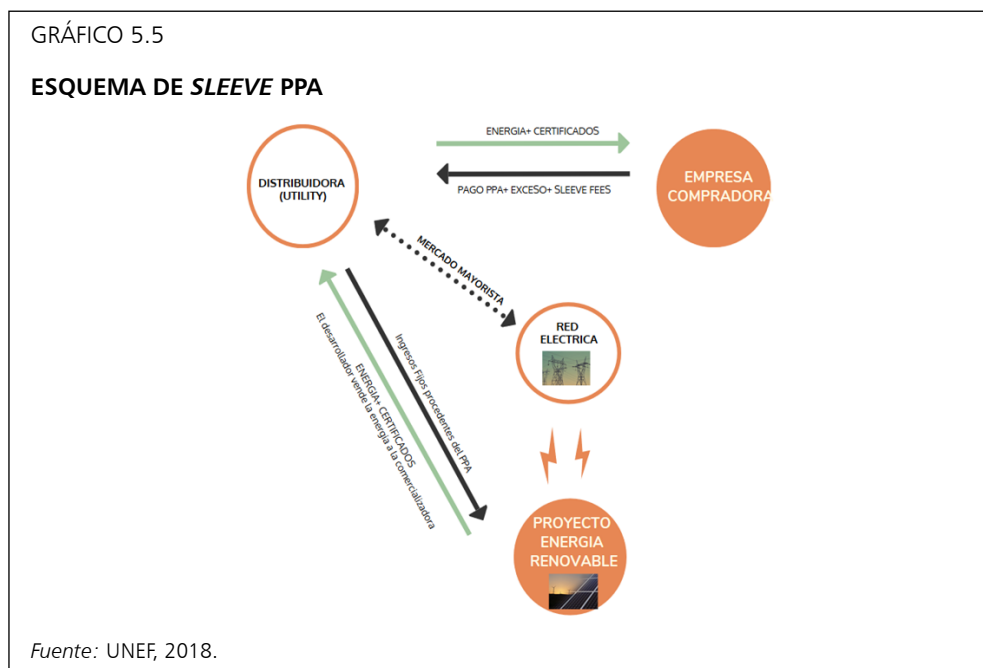
El auge de la generación y la concienciación a favor de las renovables está atrayendo el interés de comercializadoras, promotores y consumidores por estos certificados. En España, la emisión de GO por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es gratuita. Pero la regulación no permite a las instalaciones renovables que perciben primas, lucrarse con la transmisión de GO a terceros. Como consecuencia, el mercado de GO era nulo cuando las renovables se financiaban con primas. Por el contrario, en otros países de Europa los GO se comercializaban entre 0,2 -0,3 €/MWh. Sin embargo, el mercado de GO ha ido cambiando a medida que ha habido más instalaciones renovables sin primas y con la entrada de la CNMC en la asociación que gestiona el comercio de GO en Europa, la AIB.

Es importante saber si el sistema de certificación de los países es un mecanismo efectivo para facilitar la negociación de energía renovable e investigar cómo debe diseñarse un sistema efectivo. Los resultados de Hulshof, Jepma y Mulder (2019) sugieren que el mercado europeo de GO está en una etapa inicial, a pesar del aumento de la tasa de certificaciones desde 2001. Sin embargo, indicadores como la liquidez muestran un nivel de liquidez bajo, una alta volatilidad de los precios y un exceso de GO que nunca llegan a utilizarse para el consumo de energía renovable. Por lo que no podría decirse que el sistema de GO esté funcionando eficientemente.

Frei, Loder y Bening (2018) y Darmani *et al.* (2016) presentan una extensa revisión de la literatura empírica sobre el comportamiento de los mercados de cumplimiento y mercados voluntarios de los certificados energéticos³⁷. Algunos de estos estudios evalúan la eficiencia y la efectividad de los mercados de certificados y tratan de identificar factores de éxito y fracaso en el diseño de estos. Entre los factores clave para un sistema eficiente algunos autores indican que se requiere una armonización en las tecnologías de certificación internacional y fomentar la transparencia en relación con los precios de los certificados.

5.3. Off-site PPA: Sleeve y Virtual PPA

En el gráfico 5.5 se presentan los flujos que ocurren en un contrato *sleeve* PPA o PPA físico *off-site*.



³⁷ La estructura del mercado americano de REC se divide en dos tipos de mercados. Los mercados de cumplimiento existentes en aquellos Estados en los que las eléctricas tienen obligación de suministrar un determinado porcentaje de su energía procedente de renovables. Las empresas eléctricas demuestran que han cumplido su obligación comprando REC. Por otro lado, están los mercados voluntarios, que son aquellos en los que los clientes (empresas y particulares) eligen comprar energía renovable por el deseo de consumir energía verde. Para un estudio de las diferencias internacionales de los mercados de certificados de energía ver el informe SR Inc (2012).

El desarrollador renovable vende la energía limpia a través de la comercializadora que suministrará a la empresa compradora tanto la energía procedente de la instalación renovable como la restante. El proyecto de energía renovable y el comprador deben estar ubicados en la misma región y conectados por la misma red. El contrato establece un precio fijo por MWh. Los flujos de efectivo siempre van de comprador de energía al desarrollador-vendedor, pasando por medio de la comercializadora. La empresa compradora también recibe certificados que acreditan la generación de energía a partir de una fuente renovable.

Para aquellos clientes preocupados por el riesgo de mercado en la compra de energía renovable, un *sleeve* PPA puede ser una buena opción pues el riesgo de mercado lo soportará la comercializadora. No tendrá que preocuparse tampoco de qué ocurre cuando sus necesidades energéticas continúen y no exista energía renovable suficiente, debido a condiciones climáticas adversas, o la hora del día, etcétera.

Entre los inconvenientes a señalar en este tipo de contrato debería indicarse que se trata de un contrato firmado entre tres partes: comercializadora, generadora de energía y cliente. Así como que en ocasiones la comercializadora cobrará unos gastos adicionales (*sleeve fees*) por la gestión del PPA.

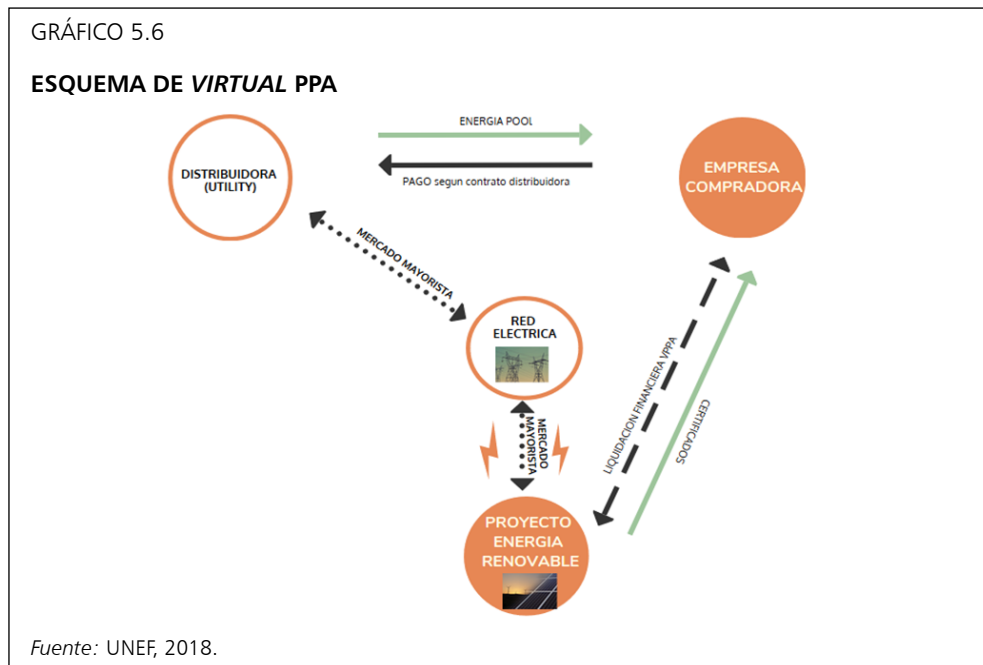
Desde el punto de vista del consumidor corporativo, las tarifas verdes de algunas comercializadoras que ofertan energía 100% verde, dado que todo su suministro está garantizado con certificados de energía, constituyen la alternativa a comparar con un *sleeve* PPA.

A diferencia del *sleeve* PPA, en un *virtual* PPA (VPPA) la empresa compradora no compra la energía renovable directamente al desarrollador. La empresa firmante del VPPA realiza un contrato de suministro con su comercializadora de preferencia y adicionalmente acuerda con el desarrollador el intercambio, en cada periodo de liquidación establecido, de la diferencia entre el precio variable (*Spot*) del mercado mayorista y el precio fijo acordado para la energía (*Strike*).

Desde el punto de vista financiero se trata de una permuta financiera (*fixed-for-floating swap*) que intercambia un flujo de caja fijo por un flujo de caja variable más los certificados de energía renovable. El *swap* asegura un precio fijo a la compra de energía y permite así cubrir el riesgo de variación del precio de la energía al comprador. Sin embargo, el comprador, todavía necesitará satisfacer su demanda de electricidad a través de los canales tradicionales por lo que tendrá que pagar a su comercializadora el pago de su consumo energético según las condiciones que tenga firmadas.

Los VPPA se liquidan como un contrato por diferencias (CfD). Es decir, en lugar de intercambiar el precio variable, por el precio fijo establecido en el contrato, se realiza un único pago por la diferencia (Mars y Rasel, 2014). Esta estructura favorece que comprador y desarrollador no tengan que estar localizados en la misma área geográfica. Los certificados recibidos pueden venderse en el mercado o retirarse. El desarrollador vende su electricidad en el mercado mayorista y liquida por diferencias con la empresa compradora, quien recibe el certificado de la electricidad generada.

El gráfico 5.6 representa el esquema del acuerdo virtual de compra de energía. El desarrollador introduce la energía en la red y vende la misma en el mercado a cambio de recibir el precio de contado (*spot*). Si el precio de mercado es inferior al precio fijo establecido en el VPPA (*strike*) la empresa compradora de energía pagará la diferencia. Si el precio de mercado es mayor al *strike* el desarrollador pagará la diferencia. Bajo esta estructura, tanto desarrollador como consumidor de energía obtienen cierto nivel de seguridad o certidumbre sobre el precio al que consumirán o venderán la producción. La firma del VPPA sirve a ambas partes como instrumento financiero de cobertura. Sin embargo, el riesgo no está limitado completamente ya que son posibles precios de contado de la electricidad muy altos o bajos (e incluso negativos, Fanone, Gamba y Prokopczuk, 2013).



Así, si los precios de contado (*spot*) aumentan, los costes de suministro de energía aumentarán. Ahora bien, si dichos precios de la energía aumentan por encima del precio fijado en el VPPA, el comprador de energía comenzará a recibir un flujo positivo del desarrollador que compensará el aumento del coste energético. Por el contrario, si el coste de la energía cae porque los precios en el mercado mayorista están cayendo, y lo hacen por debajo del precio de fijo del VPPA, el comprador pagará la diferencia al desarrollador quien tendrá garantizada la financiación del proyecto, Sicre del Rosal (2018).

5.4. Estructura de precios: los PPA y valoración

La estructura de precios del PPA es el acuerdo sobre cómo se comportará el *strike* a lo largo de la vida del contrato. Este puede ser un precio fijo por MWh, un precio por MWh con incrementos ligados a la inflación o al mercado eléctrico, o un precio por MWh con incrementos acordados entre las partes (UNEF, 2018). También es posible negociar un rango de precios para el *strike*. En este sentido, se distinguen PPA de precio fijo, PPA con *floor* y *collars* PPA (ACORE, 2016).

Cabe recordar que la empresa compradora se enfrentaba a ese riesgo de aumento del precio de la electricidad. Si entra en un *swap* fijo por variable, puede realizar la cobertura, estableciendo en ese precio fijo el coste de la energía. Sin embargo, en una estructura de *collar* PPA, lo que se establece es un rango de precios para el pago de la energía, determinando un precio máximo (techo), es decir el *cap* (K_2) y un precio mínimo (suelo), es decir el *floor* (K_1), como se discutió en el VPPA de Honda y E.ON. El desarrollador se asegura, a su vez, un nivel mínimo y máximo de ingresos, cobrará siempre como mínimo el precio fijado por el suelo y recibirá como máximo el techo establecido. Debe notarse, sin embargo, que este tipo de estructura de pagos deja un rango de los precios sin cubrir, la parte comprendida entre el suelo y el techo. La empresa compradora tendrá un nivel máximo de costes, pagará si el precio de mercado variable es inferior a K_2 mientras recibirá ingresos (el desarrollador pagaría) si está por encima de K_1 . El cuadro 5.1 muestra el funcionamiento habitual de los pagos de un Collar, donde K_2 sea por ejemplo 60 €/MWh y K_1 sea 50 €/MWh. Se muestra el coste de la energía para la empresa compradora (firmante de un *collar* PPA), según distintos precios mayoristas. Teniendo en cuenta que entrar en un *cap* lleva implícito comprar una opción CALL y firmar un *floor* vender una opción PUT.

Un VPPA o PPA financiero tiene estructura de *swap*. La valoración de un *swap* supone calcular el precio fijo (K) que en todo momento tiene que pagar el comprador del *swap*. La empresa que quiere comprar la electricidad pagará

CUADRO 5.1

PAGOS DE UN CONTRATO TIPO COLLAR

<i>Precio</i>	<i>CAP (60)</i>	<i>Floor (50)</i>	<i>COLLAR</i>	<i>Coste energía</i>
62	2	0	2	60
61	1	0	1	60
60	0	0	0	60
59	0	0	0	59
58	0	0	0	58
57	0	0	0	57
56	0	0	0	56
55	0	0	0	55
54	0	0	0	54
53	0	0	0	53
52	0	0	0	52
51	0	0	0	51
50	0	0	0	50
49	0	-1	-1	50
48	0	-2	-2	50

dicho precio fijo en la confianza de que este será inferior al precio de mercado que pagaría sin la permuta. La parte variable está especificada en el contrato y atenderá a la evolución del precio de mercado mayorista $R(T_i)$ y a la evolución del precio de mercado de los certificados recibidos por el comprador en cada liquidación. Estos precios de mercado se conocerán en cada uno de los instantes del tiempo (fechas de liquidación), pero son desconocidos *a priori*.

Calcular un precio fijo que satisfaga a ambas partes requiere así de la realización de pronósticos a largo plazo sobre los precios mayoristas, las necesidades de energía del comprador corporativo, sus costes de energía minoristas, y las tendencias sistémicas que afectan los precios de la energía en general, como penetración de energía renovable, fijación de precios del gas natural, actualizaciones anticipadas de costes de transmisión y distribución, etc. (Zanchi, y Kansal, 2017).

Una primera aproximación para calcular ese precio fijo se basa en actualizar los pagos que se harán en la parte fija de la permuta e igualarlo con el valor actual de los pagos de la parte variable. Como los precios de contado en el futuro son desconocidos, asumimos que los precios Forward $F(t, T_i)$ son

estimadores insesgados³⁸ de los precios de contado futuros, ya que incorporan las expectativas de las tendencias futuras del mercado (siendo i los momentos de la liquidación de las diferencias del VPPA) y asumiendo que el comprador recibe una cantidad de REC en el momento i , REC_i , entonces el valor del VPPA es

$$VPPA(t) = \sum_{i=1}^m e^{-r(T_i-t)} (F(t, T_i) + REC_i - K) \quad [5.1]$$

Se trata de calcular el precio fijo K que hace que el valor del VPPA al inicio sea cero. A medida que avanza el tiempo, el VPPA podrá tener un valor diferente de cero. Además, deberá realizarse el ajuste correspondiente por riesgo de contraparte. En este sentido Edge (2014) propone una primera aproximación sencilla, aunque no exenta de supuestos³⁹, para evaluar el riesgo de crédito de los VPPA proporcionando una solución cerrada.

Dado que estamos refiriéndonos a contratos con compromisos que en muchos casos superan los 10 años, resulta importante para el cálculo de precio K que las curvas de contratos de futuros cubran el mayor número de periodos posible. Por ejemplo, a comienzos de 2019 el operador del mercado eléctrico de España y Portugal (OMIP) comenzó a negociar contratos de futuros con vencimiento a 6 años (Cal + 6) y 7 años (Cal + 7). Con ellos los agentes del mercado podrán aplicar [5.1] para contratos de hasta siete años de vida.

Continuando con la determinación del precio fijo de un PPA, hay que considerar que la mayoría de los nuevos proyectos de electricidad renovable a gran escala se financian con la modalidad de Project Finance (UNEF, 2018). Los desarrolladores tienen un precio mínimo de referencia que tendrán que alcanzar para que el proyecto sea viable. Por ello deben tener en cuenta todas las externalidades posibles a la hora de ofertar un precio fijo concreto (UNEF, 2018). Un orden de referencia para marcar el precio de comercialización sería el ya mencionado en el capítulo 2 como coste nivelado de la electricidad (LCOE) más un margen de beneficio adecuado. Como ya se discutió en el capítulo 2, el LCOE representa el coste por MWh de construir, financiar y operar una planta de generación durante su ciclo de vida (Ramos, 2016). Para que un proyecto de renovables sea viable, el precio establecido en el PPA debe ser mayor que el LCOE, que representa el coste con el que se alcanza el punto muerto del proyecto. Por tanto, los parámetros que afectan al cálculo del LCOE afectarán al precio fijo del PPA. Una estimación precisa del LCOE es necesaria para ver si

³⁸ Los precios a plazo de la electricidad (*forward* o futuros) contienen información sobre los precios futuros de contado. La precisión de esa información depende de la estructura del parque de generación, Huisman y Kilic (2012). Notese que [5.1] no considera riesgo volumétrico ni riesgo de correlación.

³⁹ Su modelo supone que los precios de contado siguen un proceso estocástico con reversión a la media, la tasa de descuento es determinista e ignora la inflación, el volumen de venta es constante, y un único riesgo de contraparte.

el proyecto es viable. Mendicino *et al.* (2019) proponen un método basado en una fórmula para el LCOE que sirva de referencia para definir el precio de un VPPA.

5.5. Riesgos de los PPA

En los últimos años, los VPPA han tomado el relevo de los PPA físicos, permitiendo no solo participar a grandes empresas sino también a pequeñas empresas (Mendicino *et al.*, 2019). Es por ello por lo que se considera esencial la difusión de los riesgos asociados a este producto.

Como derivado financiero, el VPPA es un instrumento financiero de cobertura, por lo que para su correcta utilización conviene que las partes involucradas conozcan y evalúen los riesgos asociados al acuerdo. En este sentido, los principales riesgos de un VPPA son:

- *Riesgo de mercado o riesgo de precio:* El éxito del contrato para el comprador (promotor) se centra en que el precio fijo del contrato PPA esté por debajo (por encima) del precio de contado del mercado de referencia. Para determinar el precio fijo (valoración del *swap*) del contrato será esencial, por ejemplo, utilizar modelos apropiados de predicción de los precios de la energía y realizar un análisis de sensibilidad sobre variables como la producción, que incluya test de stress, análisis de escenarios, etc. En este análisis es importante que los precios estimados de la producción renovable se comparen con los precios adecuados en franja horaria del mercado *spot*. Así, por ejemplo, si hablamos de un proyecto de parque eólico, esos parques en general producen más energía por la noche cuando los precios horarios son menores en el mercado mayorista. En tanto que proyectos solares producen la energía de día cuando los precios son mayores. Esto puede dar lugar a riesgo volumétrico y de correlación.
- *Riesgo operacional:* Los proyectos de energía renovable se ven afectados por variables que incluyen el rendimiento de la tecnología y/o las variaciones climáticas. Los compradores deben asegurarse contra las deficiencias del proyecto, es decir garantizar la producción, a través de cláusulas en el contrato. Así, debe asegurarse que el desarrollador ha realizado un análisis de estimación de la producción de energía del proyecto que incluya la estimación de las condiciones climáticas, fallos en la tecnología y el equipo. La decisión sobre quien asume el riesgo operacional es crucial a la hora de determinar la viabilidad de la PPA. En la mayoría de los casos, hay que elaborar un complicado catálogo de

cláusulas regulando esta situación. Sin embargo, en la mayoría de los casos, es el comprador de energía el que acaba asumiendo este riesgo. Si un proyecto acaba teniendo bajo rendimiento, el comprador no obtiene el flujo de energía necesario y debe acudir a otras fuentes de suministro. Los problemas de gestión del riesgo operacional son uno de los mayores frenos en la expansión de los PPA.

- **Riesgos regulatorios:** Los PPA incluyen una serie de riesgos legales que deben ser entendidos y, en la medida de lo posible, eliminados a través del contrato.
 - Muchos contratos de compra de energía incluyen disposiciones de “cambio en la ley” que se utilizan para proteger tanto al comprador corporativo como al desarrollador del proyecto del impacto potencial de los cambios regulatorios.
 - Desde el punto de vista contable un VPPA supone conocer la contabilidad de los derivados financieros y de sus ajustes “*mark to market*” lo que puede suponer para la empresa compradora un riesgo añadido si no dispone de un buen servicio contable⁴⁰.
 - Un VPPA es un derivado financiero y como tal estará sometido a las obligaciones y requisitos de las regulaciones de protección del consumidor y transparencia de cada jurisdicción⁴¹.
- **Riesgo de base:** El desarrollador vende la energía del proyecto al precio del nodo donde la instalación se conecta a la red (punto de interconexión del sistema). En un mercado nodal, en cada región eléctrica, hay *hubs* (grupo de nodos de interconexión). La actividad de *trading* en los mercados eléctricos tiene lugar a nivel de *hub*. Los precios del *hub* reflejan una media simple de los precios nodales de la región (Barlett, 2019). La diferencia entre el precio del *hub* y el precio del nodo es la base. En general, son más frecuentes los VPPA que se liquidan con el precio del *hub* y es ahí cuando se incurre en riesgo de base (Davies, Giji y Taylor, 2018). El desarrollador no estaría sometido a riesgo de base si el contrato se liquidara al precio del nodo en lugar al del *hub* pues cobra del mercado mayorista a ese precio nodal. En este caso si el comprador

⁴⁰ El VPPA es un contrato financiero así, desde un punto de vista contable, el PPA físico equivale a un contrato de suministro a largo plazo (NIC 2, NIC 11 y NIC 17 según corresponda) el PPA *Virtual* es un instrumento financiero (NIC 39).

⁴¹ Así, por ejemplo, en los Estados Unidos los VPPA están regulados por la *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC) bajo la ley Dodd-Frank (Mars and Rasel, 2014).

asume el riesgo de base, generalmente puede asegurar un precio fijo en el VPPA más bajo, obteniendo mayores ganancias. Precisamente la flexibilidad que aporta los VPPA a través del *collars* es lo que permite desplazar el riesgo de base asumido por el comprador al vendedor (Davies, Giji y Taylor, 2018). En el PPA físico no existe este riesgo de base.

- *Riesgo de contraparte o riesgo de crédito* (UNEF, 2018). Para la financiación del proyecto renovable, y por lo tanto para las entidades financieras será muy importante el riesgo crediticio de las partes implicadas en el contrato PPA. En este caso, deberá de establecerse de forma clara, qué garantías, colaterales, avales o contraprestaciones ofrecen ambas partes para minimizar el riesgo de impago.

BIBLIOGRAFÍA

- ACORE. (2016). *Renewable Energy PPA GuideBook for Corporate & Industrial Purchasers*. American Council on Renewable Energy. Noviembre.
- AKERLOF, G. A. (1970). The market for Lemons: quality uncertainty and the market mechanism. *Quarterly Journal of Economics*, 84(3), pp. 488-500.
- BLIND, K. y JUNGMITTAG, A. (2005). Trade and the impact of innovations and standards: the case of Germany and the UK. *Applied Economics*, 37(12), pp. 1385-1398.
- BNEF. (2019). Corporate Energy market Outlook. Recuperado de: <https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-surged-new-record-2018/>
- BRUCK, M., SANDBORN, P. y GOUDARZI, N. (2018). A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs). *Renewable Energy*, 122, pp. 131-139. doi:10.1016/j.renene.2017.12.100.
- DAVIES, K., GIJI J. y TAYLOR, L. (2018). Proxy Generation PPAs: The next evolution of PPAs for the Corporate & Industrial Buyer. Orrick Herrington & Sutcliffe LLP.
- DARMANI, A., RICKNE, A., HIDALGO, A. y ARVIDSSON, N. (2016). When outcomes are the reflection of the analysis criteria: A review of the tradable green certificate assessments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 62, pp. 372-381.
- EDGE, P. (2014). An Approximation of Counterparty Credit Risk in Long Term Power Purchase Agreements (PPAs). Disponible en: <https://ssrn.com/abstract=2586181> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2586181>.
- ENERGÍA LIMPIA XXI. (2019) Blockchain sigue afianzándose en el sector energético: IBERDROLA y ACCIONA España apuestan por energía limpia y Blockchain. Recuperado de: www.energalimpiaparatodos.com. 5 de noviembre de 2019.

FANONE, E., GAMBA, A. y PROKOPCZUK, M. (2013). The case of negative day-ahead electricity prices. *Energy Economics*, 35, pp. 22-34.

FOSTER, J., WAGNER, L. y BRATANOVA, A. (2014). LCOE models: A comparison of the theoretical frameworks and key assumptions. Energy Economics and Management Group Working Papers 4-2014. Australia: School of Economics, University of Queensland.

FREI, F., LODER, A. y BENING, C. R. (2018). Liquidity in green power markets – An international review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.93, pp. 674-690, doi: 10.1016/j.rser.2018.05.034.

GREENFACT. (2018). The Greenfact market survey 2018. The current status and environment within the GO market. Recuperado de: <https://www.greenfact.com/Front?ReturnUrl=%2FNews%2F711%2FGreenfact-survey-results-available>

GURCH, M. (2017). Financing Projects with Virtual PPAs. Project Finance Newswire. Issue October.

HOLBROOK, E. (2019). Honda Signs Power Purchase Agreement for Wind Energy from E.ON. Recuperado de: <https://www.environmentalleader.com/2019/09/honda-wind-energy-eon/>

HUISMAN, R. y KILIC, M. (2012). Electricity Futures Prices: Indirect Storability, Expectations, and Risk Premium. *Energy Economics*, 34, pp. 892-898.

HULSHOF, D., JEPMA, C. y MULDER, M. (2018). Performance of Markets for European renewable energy certificates. *Energy Policy*, 128, pp. 697-710.

ICIS. (2019). ICIS Power Perspective: Outlook for utility PPAs in Europe. Recuperado de <https://www.icis.com/explore/resources/news/2019/08/28/10409966/> icis-power-perspective-outlook-for-utility-ppas-in-europe

KANSAL, R. (2018). Introduction to the Virtual Power Purchase Agreement. Business Renewable Center Report. The Rocky Mountain Institute.

LOWTHER, F. y BONDAREFF, J. (2019). Use of a Virtual Power Purchase Agreement (VPPA): The New Way to Acquire Green Credits. Blank Rome LLP.

MARS, A. y RASEL, L. (2014). Financing Wind projects with Synthetic PPAs. North American Windpower. Abril.

MELTZER, J. (2018). The Financing Structure that is Changing the Energy Market. Recuperado de: <https://blogs.nicholas.duke.edu/environmentalfinance/the-financing-structure-that-is-changing-the-energy-market/>

MENDICINO, L., MENNITI, D., PINNARELLI, A. y SORRENTINO, N. (2019). Corporate power purchase agreement: Formulation of the related levelized cost of energy and its application to a real life case study. *Applied Energy*, 253, 113577. doi:10.1016/j.apenergy.2019.113577.

NIELSEN, L. y JEPPESEN, T. (2003). Tradable Green Certificates in selected European countries-overview and assessment. *Energy Policy*, 31(1), pp. 3-14. doi:10.1016/s0301-4215(02)00112-x.

OJEA, L. (2019a). La revolución silenciosa de las cooperativas que comercializan electricidad renovable en España. Recuperado de: <https://elperiodicodelaenergia.com/>

— (2019b). España un caso de éxito en PPAs en solo dos años suman ya más de 4000 MW contratados. Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/>

PEÑA, J. I. y RODRÍGUEZ, R. (2019). Are EU's Climate and Energy Package 20-20-20 targets achievable and compatible? Evidence from the impact of renewables on electricity prices. *Energy*, 183, pp. 477-486.

RAMOS, M. (2016). Diseño y Análisis Económico Financiero de una Instalación Eólica Onshore de 99 MW en el mercado rumano y norteamericano. Recuperado de: http://oa.upm.es/42996/1/PFC_Miguel_Ramos_Rodriguez.pdf

ROCA. (2016). La increíble reducción de los costes de las tecnologías renovables en los últimos siete años. Recuperado de: <https://elperiodicodelaenergia.com/>

SICRE DEL ROSAL, R. (2018). Contratos de compraventa de energía y energía renovable. *Cuadernos de Energía*, 55, pp. 87-96

SR INC. (2012). International Markets for Renewable Energy Certificates (RECs). Sustainable Real Estate Roundtable: Member briefing. Sustainability Roundtable, Inc.

STARSIA, Z. (2019). Introduction to Virtual Power Purchase Agreements for Corporations. Recuperado de: <https://leveltenenergy.com/blog/energy-procurement/virtual-power-purchase-agreements>

UNEF. (2018). Los acuerdos de compra venta de energía (Power Purchase Agreement - PPA) Unión Española fotovoltaica.

UNIÓN EUROPEA. (2001). Directive on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, 2001/77/EC.

— 2009. Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. 2009/28/EC.

ZANCHI, A. y KANSAL, K. (2017). Choosing Off-site renewables PPA. Rocky Mountain Institute.

Capítulo 6

TITULIZACIÓN Y YIELDCO

6.1. Las titulizaciones de activos

La titulización es una forma de obtener financiación fuera del balance, mediante la cual un banco u otra institución financiera (el originador) selecciona un grupo de activos de su cartera, cada uno de ellos de valor relativamente bajo (e.g., cobros pendientes de tarjetas de crédito, hipotecas) y los transfiere a otra entidad, normalmente creada para este fin (*Special Purpose Vehicle, SPV*). El originador recibe a cambio financiación a tipos de interés que serán presumiblemente más bajos que los que pagaría por un préstamo bancario o por la emisión de bonos en los mercados de deuda.

La SPV usa este grupo de activos como colateral, ya que, basados en los flujos de efectivo proporcionados por ellos, la SPV emite instrumentos financieros que son participaciones en dicha cartera. Estos instrumentos se comercializan habitualmente como valores negociables de renta fija (*Asset Backed Securities, ABS*). La titulización se popularizó en la década de 1970⁴², cuando varias agencias respaldadas por el Gobierno de Estados Unidos (Fannie Mae, Freddy Mac) adquirieron y agruparon hipotecas de viviendas (generadas por vendedores autorizados), sobre las que luego emitieron activos financieros de renta fija negociables (*Mortgage Backed Securities, MBS*).

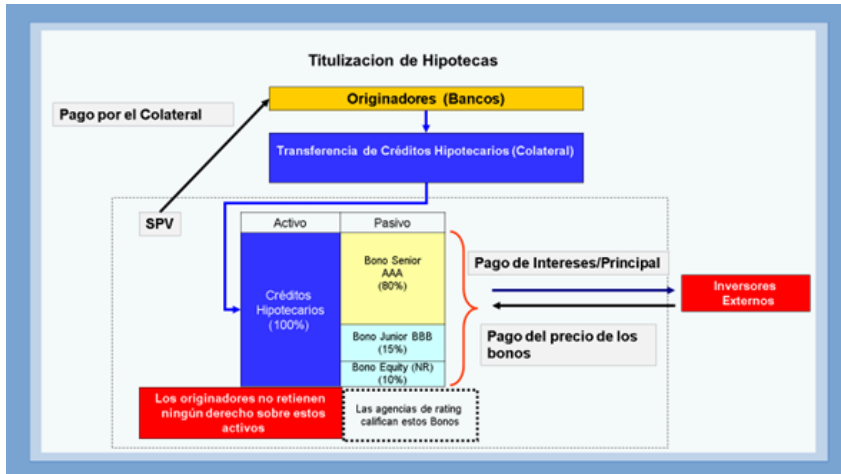
Los requisitos básicos para que un programa de titulización tenga éxito son (Fink, 2014): (1) contratos estandarizados; (2) atenuación del riesgo mediante aseguramiento; (3) base de datos histórica sobre el rendimiento de los activos incluidos en la cartera; (4) legislación adecuada; (5) disponibilidad de potenciadores de crédito (*credit enhancements*); y (6) modelos apropiados para la valoración del riesgo de crédito. Un ejemplo de una titulización de hipotecas está en el gráfico 6.1.

En términos más generales, cualquier activo que genere flujos de caja estables durante largos periodos de tiempo y que tenga un nivel de riesgo de crédito razonable, puede ser objeto de titulización. Por tanto, la titulización aparece como modelo atractivo para para las energías renovables y los activos de eficiencia energética al permitir trasvasar los flujos de efectivo desde los activos reales a los activos financieros (ABS).

⁴² La primera titulización está documentada en 1909, cuando Samuel W. Straus comercializó un bono hipotecario con una trancha sénior en Nueva York, Schuler (2011).

GRÁFICO 6.1

TITULIZACIÓN DE CRÉDITOS HIPOTECARIOS



Fuente: Elaboración propia.

La crisis de 2007-2009 de las hipotecas de alto riesgo (*subprime*) afectó negativamente la reputación de la titulización, Nadauld y Serlund (2013). Gran parte de los problemas en el origen de esta crisis se deben al deficiente control del proceso de concesión de préstamos hipotecarios. Un factor crucial en este episodio fue la sistemática sobrevaloración de los activos inmobiliarios por parte de los prestamistas y tasadores, véase Akin *et al.* (2014) para la evidencia en el caso español. A esto se sumaron los métodos de valoración inadecuados y la insuficiente supervisión regulatoria. Sin embargo, el impacto final de la titulización sobre la economía depende de la calidad crediticia del colateral de los ABS, y del tipo de instrumentos financieros incluidos en el mismo (*i.e.*, instrumentos asociados al consumo o instrumentos asociados a la inversión empresarial). Mientras que la titulización de préstamos dedicados a actividades productivas puede tener un efecto favorable sobre la inversión y por tanto estimular la actividad económica, la titulización de préstamos al consumo puede tener el efecto contrario, como sugiere la evidencia en Bertay, Gong y Wagner (2017).

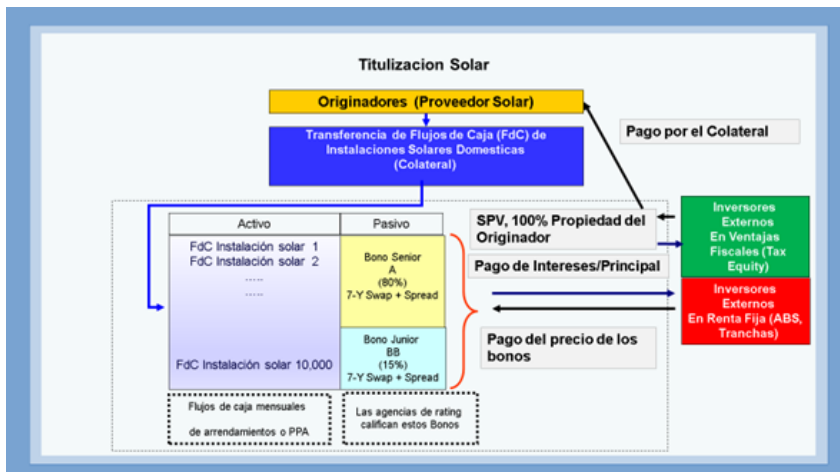
6.2. Titulización solar

La titulización solar se basa en los flujos de caja generados por activos domésticos de producción de energía solar. De este modo, se ofrece un producto financiero atractivo a los inversores interesados en renovables y al mismo tiempo

se disminuye el coste de capital de las instalaciones, promoviendo el desarrollo de la generación de electricidad mediante energía renovable. Las ventajas de la aplicación de la técnica de titulización a las unidades de producción de energía solar doméstica aparecen debido al pequeño tamaño de muchas de estas instalaciones. Por ejemplo, en España el autoconsumo es el objetivo del 90% de las nuevas instalaciones de energía fotovoltaica en los últimos años (UNEF, 2019a) y en los próximos años y debido a los cambios regulatorios⁴³, supondrá el 15-20% de la nueva potencia instalada cada año (Energías Renovables, 2019). Un ejemplo de una titulización solar está en el gráfico 6.2.

GRÁFICO 6.2

TITULIZACIÓN SOLAR



Fuente: Elaboración propia.

Si la legislación lo incentiva (como es el caso en los EE.UU.) aparece una diferencia con respecto a las titulizaciones ordinarias de activos financieros (e.g., hipotecas). Esta diferencia es la existencia de inversores externos que adquieren acciones en la SPV. El motivo es que están interesados en las posibles ventajas financiero-fiscales de este vehículo financiero⁴⁴. Aunque la titulización solar comparte muchos elementos con las titulizaciones estándar, el elemento

⁴³ El Real Decreto 244/2019 sobre autoconsumo fija el nuevo marco regulatorio en el cual la generación distribuida tiene un modelo de libre mercado, UNEF (2019b).

⁴⁴ En algunas jurisdicciones los productores de energía solar reciben *Solar Renewable Energy Credits* (SREC) que pueden negociarse en mercados organizados. Las empresas de generación basadas en combustibles fósiles compran los SREC para cumplir los estándares de cartera de generación renovable impuestos en la jurisdicción. Las ventajas fiscales aparecen cuando el gobierno ofrece subsidios (como los ITC) que permiten reducir la factura fiscal del que los adquiere.

diferencial es el papel que juegan los inversores motivados por ventajas fiscales, por ejemplo, en su orden de prelación en la cascada de pagos con respecto a los inversores en ABS. Otro elemento destacable es la relativa falta de liquidez de los ABS solares una vez emitidos, lo que indica una estrategia de “comprar y mantener” por parte de los inversores en esos activos, Mendelsohn (2012).

Debido a los altos costos de adquisición e instalación de las unidades de generación, los promotores han creado varios modelos de financiación para impulsar la instalación de paneles solares en los hogares. Mencionaremos los tres más comunes:

- **Arrendamientos:** es el contrato mediante el cual el promotor instala los paneles solares en la vivienda y alquila la instalación al consumidor durante 15 o 20 años (*leasing*). El consumidor disfruta de la instalación (y puede convertirse en *prosumidor*, véase Brown, Hall y Davis, 2019) sin hacer ningún pago inicial y pagando cuotas, que aumentan del 1% al 3% al año. El consumidor mantiene otro contrato con la empresa proveedora del servicio público de electricidad (*utility*), pero paga un precio menor que el que pagaría sin la instalación solar. En el caso del prosumidor, si su instalación produce menos electricidad que la que consume, pagará el uso neto de energía, es decir una cantidad proporcional al consumo menos la producción. En caso contrario, recibirá un pago del promotor proporcional a la cantidad de electricidad neta vertida a la red. Las empresas promotoras venden, financian, instalan y mantienen el sistema de cada consumidor, es decir dan todos los servicios necesarios para la explotación eficiente de las instalaciones.
- **Acuerdos de compra de energía (PPA)**, son similares a los arrendamientos, pero la diferencia es que el consumidor firma un PPA con el promotor en el que se compromete a comprar la electricidad generada por la instalación fotovoltaica durante un plazo largo y a un precio predeterminado.
- **Préstamos.** Otro tipo de contratos en este sector se basan en que el promotor concede un préstamo al consumidor, que adquiere la instalación y paga intereses sobre el préstamo hasta su vencimiento.

En algunos países (e.g., EE.UU.) los gobiernos ofrecen incentivos fiscales a los proveedores de instalaciones solares. Un instrumento popular es el *Investment Tax Credit* (ITC). El propietario de la instalación de energía solar obtiene un ITC que le permite descontar el 30% del importe de la instalación en el impuesto sobre la renta. Inversores externos (*Tax-Equity Investors*) interesados en ITC (e.g., bancos, aseguradoras, tecnológicas) financian a los promotores a cambio de recibir los ITC y usarlos para disminuir sus obligaciones fiscales. Por tanto,

los ITC crean incentivos para que inversores con altos pagos fiscales, financien las instalaciones de energía solar. Existen varias alternativas para materializar la colaboración entre inversores y promotores, pero las más comunes son los arrendamientos inversos (*Inverted Lease*), venta con arrendamiento posterior (*Sale-leasebacks*) y la creación de entidades conjuntas⁴⁵. Los arrendamientos inversos se materializan antes de que las instalaciones entren en servicio. La compañía solar asigna porciones (tranchas) de las instalaciones, de sus contratos de arrendamiento y del ITC a los inversores externos, que pagan una renta a la compañía solar. Cuando las instalaciones entran en servicio, los inversores externos reciben los pagos del arrendamiento. Cuando finalizan los arrendamientos, la compañía solar recupera las instalaciones. En la venta con arrendamiento posterior, la compañía solar vende las instalaciones en servicio al inversor externo (al cual transmite el ITC) y a continuación las arrienda por un periodo de tiempo establecido, pasado el cual revierten al inversor externo, Martin y Medina (2017).

Es importante señalar que, como se mostró en el gráfico 2.1, en promedio y a nivel global, el coste de producción (LCOE) de las instalaciones domésticas es unas cinco veces superior a la de las instalaciones industriales. Por supuesto, esto varía entre países y en el caso de EE.UU. ese coste es solo dos veces superior.

La evidencia disponible sobre las titulizaciones solares (O'Sullivan y Warren, 2016) indica que se ha titulado en torno al 7% de la capacidad solar instalada en los EE.UU. Los activos para titular son mayoritariamente de tipo residencial (con un *rating* FICO de 750) y el tamaño medio del colateral es de 100 millones de dólares. En promedio, los ABS solares están sobrecolateralizados en un 30%, tienen una vida de unos 8 años y son de dos tipos, clase A (sénior) con un *rating* BBB+ y una rentabilidad del 5%, y clase B, con un *rating* promedio BB.

Los principales beneficios del ABS solar para los promotores solares es que les permite diversificar sus fuentes de financiación, disminuyendo su apalancamiento y mejorando su calidad crediticia. Los inversores en ABS solares se benefician de la alta rentabilidad y la estabilidad de los pagos. Además, los ABS solares podrían mejorar la diversificación de sus carteras. Sin embargo, los promotores que utilizan la titulización están más expuestos a riesgos de mercado (por ejemplo, cambios en los tipos de interés). También les pueden afectar los riesgos tecnológicos, ya que la eficiencia de los paneles solares

⁴⁵ Un caso interesante es el de la *flip partnership*. El promotor solar se asocia con el inversor externo interesado en las ventajas fiscales para desarrollar conjuntamente el proyecto de generación solar. Esta asociación implica que el inversor externo recibe el 99% de los beneficios fiscales de inmediato y un porcentaje de los ingresos del proyecto durante un periodo (normalmente cinco años). Una vez que esto sucede, el inversor externo solo tiene derecho al 5% y el promotor tiene una opción de compra sobre la parte del inversor externo.

mejora cada pocos años, pero los contratos de arrendamiento, PPA o préstamo tienen un plazo de veinte años, dando lugar a un riesgo de obsolescencia de las instalaciones. Finalmente, todos los inversores en este tipo de productos deben considerar el riesgo regulatorio (Alafita y Pearce, 2014), que puede ser relevante ya que la evolución del marco regulatorio es difícil de predecir.

Una forma de disminuir riesgos podría ser combinar las titulaciones de diversos promotores en una estructura única (*pooling*). Con esto se ampliaría la base de originadores y se diversificarían los riesgos idiosincráticos de cada promotor. Sin embargo, es posible que los costes de transacción aumenten debido a las asimetrías de información.

6.3. Las sociedades limitadas cotizadas en bolsa

El concepto de agrupar diversos activos operativos en una empresa, que luego distribuye en forma de dividendos los flujos de caja generados por la explotación de esos activos tiene su origen en los REIT (Real Estate Investment Trust) creados en 1960 en EE. UU., a través de la REIT Act, véase McMahan (1994). Los REIT adquieren activos inmobiliarios de uso comercial (centros comerciales, hoteles, edificios de apartamentos, oficinas, almacenes, gasolineras, etc.) y distribuyen sus beneficios a los accionistas. De esta forma cualquier inversor puede acceder a las rentabilidades de este tipo de activos que suelen ser estables y de bajo riesgo⁴⁶.

Esta idea se aplicó a principios de la década de 1980 a la industria energética. Los vehículos de inversión basados en la rentabilidad, por ejemplo, las *Master Limited Partnership* (MLP) que son sociedades limitadas cotizadas en bolsa, han sido una opción popular para las empresas de generación de energía convencionales que buscan capital externo. El origen de la MLP aparece durante las crisis energéticas de la década de 1970. Aunque la monetización de activos operativos para reducir la deuda y centrarse en la construcción de nuevas instalaciones es una práctica habitual en el sector de la energía y la infraestructura, el Gobierno de los Estados Unidos dio un impulso adicional a esta práctica, al utilizar el tratamiento fiscal preferencial para reducir el coste de capital para las empresas energéticas y reducir la dependencia energética del exterior. Los MLP son entidades que cotizan en bolsa y que permiten a los inversores acceder a carteras de proyectos operativos de gas natural y petróleo. Específicamente, una MLP en los Estados Unidos es una sociedad limitada,

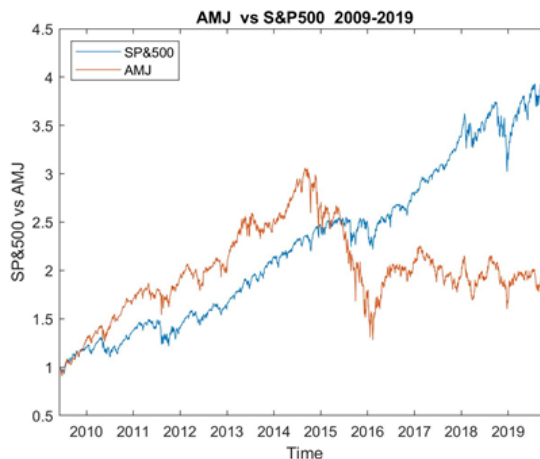
⁴⁶ En España, se ha adoptado una versión de los REIT, que son las SOCIMIS. Los activos admisibles son bienes inmuebles de naturaleza urbana para su arrendamiento y tienen una bonificación en el pago del impuesto de sociedades. https://www.agenciatributaria.es/AEAT.internet/Inicio/_Segmentos_/Empresas_y_profesionales/Empresas/Impuesto_sobre_Sociedades/Periodos_impositivos_iniciados_hasta_31_12_2014/Regimenes_tributarios_especiales/Regimen_Especial_de_SOCIMI.shtml

que debe cotizar en bolsa y está reconocida oficialmente como tal por el fisco, gozando de diversas ventajas fiscales. Los MLP están exentos del impuesto federal de sociedades, pero los accionistas que reciben ingresos del MLP están sujetos a impuestos federales sobre la renta. El socio general (GP, normalmente la empresa energética) de una MLP tiene responsabilidad ilimitada y autoridad exclusiva para la toma de decisiones. Los accionistas regulares son socios limitados con responsabilidad limitada y no tienen derecho a voto. Esta estructura de gobierno puede crear conflicto de intereses (Atanassov y Mandell, 2018). Las regulaciones del IRS estipulan que los MLP deben obtener al menos el 90% de sus ingresos de la generación de energía o del uso de recursos naturales y están obligados a pagar al menos el 90% de sus beneficios a los accionistas. El concepto del MLP no se ha trasladado a las energías renovables.

Al eximirle del impuesto sobre la renta de las sociedades y al exigir a los MLP que paguen la mayor parte de sus beneficios a los accionistas en forma de dividendos, el Gobierno americano facilita el aporte de capital para los MLP, lo cual estimula la producción de energía basada en fuentes convencionales. Apache Petroleum Company fue el primer MLP cuyas acciones fueron admitidas a cotización en NYSE en 1981.

El índice de referencia del valor de las acciones de los MLP en el mercado de los EE.UU. es el Alerian MLP Index (AMJ). Las 44 empresas que componen este índice ponderado por capitalización suponen el 85% del valor total de

GRÁFICO 6.3

COTIZACIONES DE LAS ACCIONES AMJ Y S&P500 2009-2019

Fuente: Yahoo Finance.

mercado de la industria. Como un ejemplo de la situación más reciente, el gráfico 6.3 contiene las cotizaciones normalizadas del AMJ y del índice S&P500 en los últimos diez años. Puede observarse como el valor del AMJ creció un tercio más que el S&P500 hasta 2015, pero desde entonces hasta el año 2019, AMJ ha perdido la mitad de su valor. El incremento total del valor del índice S&P500 durante todo el periodo es 2,5 veces mayor que el de AMJ.

Chen y Ngo (2018) analizan la rentabilidad y el riesgo de 107 MLPs durante el periodo 1981-2016. En conjunto, los MLP tienen una exposición al riesgo de mercado menor que el promedio de las empresas en la economía (beta de mercado menor que uno). El 70% de los MLP tienen un alfa positiva, y el 30% un alfa negativa. Por tanto, las acciones de los MLP tienen una rentabilidad más alta y un menor riesgo de mercado que el promedio de las empresas del resto de los sectores. Sin embargo, no hay evidencia que sugiera que los MLP proporcionan una cobertura contra el riesgo de inflación o una cobertura contra el riesgo de alta volatilidad en el mercado.

6.4. YieldCo

En 2013 aparece en los Estados Unidos y el Reino Unido un vehículo financiero similar al MLP, denominado YieldCo (*Yield Corporation*) pero estructurado como una corporación (sociedad anónima) en lugar de ser una sociedad limitada. En contraste con los MLP, el socio mayoritario tiene responsabilidad limitada y el resto de los accionistas tienen derecho de voto.

Para la creación de una YieldCo, un productor de energías renovables (el promotor o *parent*) selecciona de su cartera de proyectos varios activos operativos de energía renovable y los transfiere a una nueva empresa (el YieldCo). El promotor tiene una participación mayoritaria en esta nueva empresa, y vende una participación minoritaria a otros inversores. El YieldCo distribuye a los accionistas el efectivo disponible para distribución (CAFD), que se calcula del modo siguiente.

$$\text{CAFD} = \text{QE} - (\text{I\&TP} + \text{M\&CE} + \text{PP}) - \text{R} \quad [6.1]$$

Donde QE son los ingresos trimestrales, I&TP son los pagos por intereses de la deuda e impuestos, M&CE son los gastos de inversión y mantenimiento, PP son los pagos por la devolución del principal de la deuda y R son cantidades retenidas como reservas, Krupa y Harvey (2017). En la mayoría de los casos, el CAFD es estable y predecible a corto plazo y por tanto el YieldCo ofrece dividendos con baja variabilidad en ese horizonte

temporal, habitualmente entre el 3-5% anual, Urdanick (2014). Además, los dividendos a los accionistas se consideran como ganancias *del* capital (no una rentabilidad *sobre* la inversión) y, por tanto, no se grava como una renta, sino que solo se pagan impuestos a la venta de las acciones, si hay plusvalías.

En contraste con los MLP, los YieldCo no están exentos de impuestos a nivel corporativo. Otro aspecto importante es que la mayoría de los proyectos de generación de energías renovables no generan ingresos imponibles durante varios años después de comenzar la operación porque los gastos de depreciación (amortizaciones) superan los ingresos totales. Por tanto, mientras un YieldCo compense todos sus ingresos con gastos de depreciación, no pagará impuestos corporativos. Estas amortizaciones pueden prorrogarse hasta 20 años y utilizarse para compensar los pasivos fiscales futuros. Sin embargo, y este es uno de los puntos controvertidos de los YieldCo, es necesario adquirir periódicamente nuevos activos de generación para poder mantener esas altas tasas de depreciación.

El primer YieldCo en el campo de las renovables fue Brookfield Renewable Energy Partners (BEP) creado en 1999 y cuyas acciones se cotizan en el NYSE. Los activos de BEP son hidroeléctricos, eólicos, solar, generación distribuida, y almacenamiento en diversos países, con una capacidad instalada de 18,800 MW⁴⁷. El desarrollador español y contratista de EPC Abengoa desarrolló el primer YieldCo 'europeo' (Atlantica Yield). Admitido a cotización en junio de 2014, recaudó aproximadamente 700 millones de dólares (650 millones de euros) en la bolsa de valores NASDAQ. Atlantica Yield fue posteriormente vendida a inversores canadienses en 2016. El YieldCo dio un rendimiento medio de dividendo del 6,2% en 2015. Esta alta rentabilidad se debe a que distribuyen entre el 70% y el 90 % del CAFD a los accionistas.

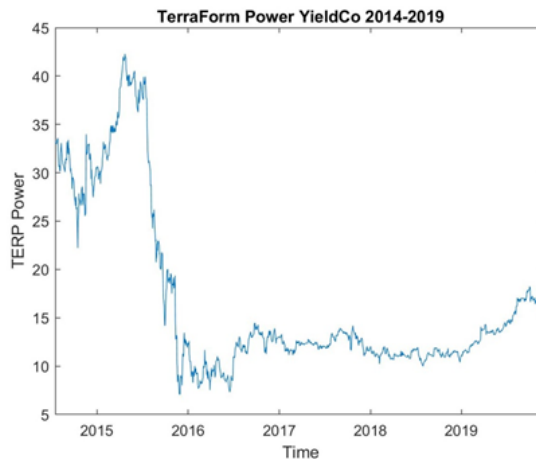
Un episodio que no ha afectado positivamente a la percepción que los inversores tienen de los YieldCo es el caso de Sun Edison. Esta empresa era el mayor desarrollador mundial de proyectos de energía renovable y se declaró en suspensión de pagos el 21 de abril de 2016 con deudas de 16.100 millones de dólares y activos valorados en 20.700 millones de dólares, FT (2016). La razón de la quiebra fue el crecimiento descontrolado, basado en la compra de activos sobrevalorados e impulsado por un fuerte apalancamiento. SunEdison había creado dos YieldCos, TerraForm Power (TERP) y TerraForm Global, de las que obtenía financiación a tipos de interés más bajos que los del mercado. Esto permitió a SunEdison asumir más deudas y comprar más activos, pagando más que otros oferentes para adquirirlos. Esta situación fue un factor decisivo en la

⁴⁷ Véase <https://www.brookfield.com/our-businesses/renewable-power> y Varadi (2015).

quiebra. Como consecuencia de estos problemas, TerraForm Global desapareció, pero TerraForm Power sigue operando, aunque su cotización no ha recuperado los valores anteriores a la quiebra de Sun Edison, como puede verse en el gráfico 6.4 que contiene el precio de las acciones de TERP en el periodo 2014-2019.

GRÁFICO 6.4

COTIZACIONES DE LAS ACCIONES TERRAFORM POWER 2014-2019



Fuente: Yahoo Finance.

El análisis de las rentabilidades de TERP está en el cuadro 6.1.

CUADRO 6.1

RENTABILIDADES TERP 2014-2019. MEDIA Y DESVIACIÓN TÍPICA ANUALIZADAS

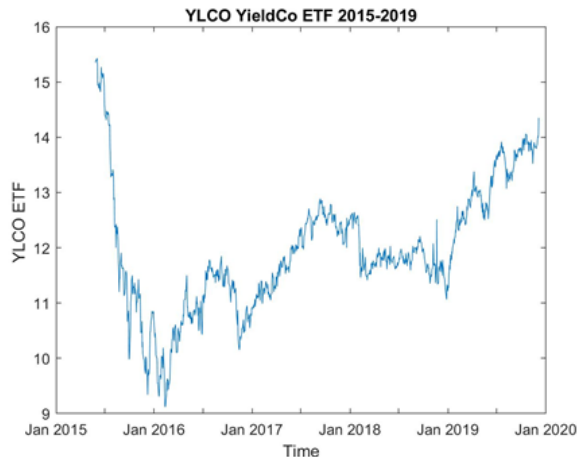
<i>Variable</i>	<i>N</i>	<i>Mean</i>	<i>Max</i>	<i>Min</i>	<i>STD</i>	<i>SharpeRatio</i>	<i>Skewness</i>	<i>Kurtosis</i>	<i>Q01</i>
TERP	1.356	-0,028	0,186	-0,248	0,477	-0,004	-0,082	14.420	-0,089

Fuente: Elaboración propia.

La rentabilidad promedio anual es negativa (-2,8%), lo que unido a una alta volatilidad (47,7%) ocasiona que su ratio de Sharpe sea muy baja y negativa (-0,004). Además, las rentabilidades presentan un elevado riesgo de cola, como sugiere el valor del cuantil del 1% (-8,9%). En definitiva, no hay argumentos claros que apoyen la idea de que una inversión que da estos resultados sea atractiva para inversores institucionales tales como fondos de pensiones o compañías de seguros.

Los precios de las acciones de los YieldCo acusaron el impacto de la quiebra de SunEdison durante varios años, aunque recientemente han aparecido algunos cambios. Como un ejemplo de la situación más reciente, el gráfico 6.5 contiene las cotizaciones del Global X YieldCo & Renewable Energy Income ETF (YLCO) desde 2015 hasta la actualidad. El ETF YLCO replica el YieldCo & Renewable Energy Income Index y está diseñado para proporcionar exposición a las empresas que participan en la producción de energía renovable como la solar, eólica e hidroeléctrica.

GRÁFICO 6.5

COTIZACIONES DE YLCO ETF 2015-2019

Fuente: Yahoo Finance.

Como puede verse, después de la quiebra de SunEdison en abril de 2016, hay un periodo de estabilidad de los precios, que toman una tendencia creciente a partir de enero de 2017. El análisis de la rentabilidad de YLCO desde 2015 hasta 2019 está en el cuadro 6.2.

CUADRO 6.2

RENTABILIDADES YLCO 2015-2019. MEDIA Y DESVIACIÓN TÍPICA ANUALIZADAS

<u>Variable</u>	<u>N</u>	<u>Mean</u>	<u>Max</u>	<u>Min</u>	<u>STD</u>	<u>SharpeRatio</u>	<u>Skewness</u>	<u>Kurtosis</u>	<u>Q01</u>
YLCO	1.140	0,002	0,071	-0,086	0,184	0,001	-0,357	8.615	-0,032

Fuente: Elaboración propia.

La rentabilidad promedio anual es positiva (0,2%), con una volatilidad moderada (18.4%) y una ratio de Sharpe casi nula (0,001). Además, las rentabilidades presentan un cierto riesgo de cola, como sugiere el valor del cuantil del 1% (-3,2%). No parece que estas acciones hayan sido una inversión particularmente atractiva durante este periodo.

6.5. Pros y contras de los YieldCo

Una ventaja de los YieldCo es que pueden generar beneficios fiscales, ya que los dividendos están protegidos de los impuestos debido a los altos costes de capital y a las cuantiosas depreciaciones. Los impuestos se pagan cuando se venden las acciones a la tasa impositiva del rendimiento del capital, que es inferior a los tipos impositivos aplicados a las rentas ordinarias. Para los inversores, su riesgo se reduce en la medida que se elimina el riesgo de un solo activo (un solo proyecto de renovables) al incluir en el YieldCo una cartera de diversos proyectos operativos. Además, los accionistas reciben un flujo estable de dividendos.

Sin embargo, dado que la rentabilidad de los activos operativos subyacentes, el CAFD, se reparte en gran medida (70-90%) mediante los dividendos, el potencial de revalorización de las acciones es limitado. Si el YieldCo adquiere nuevos activos de generación, debe emitir nuevas acciones o emitir deuda para financiar esas adquisiciones. Esto no beneficia la situación de los accionistas "antiguos". Hay una complicación adicional. Se puede decidir repartir una proporción menor del CFD como dividendos, por ejemplo, el 50%, con objeto de promover el crecimiento futuro de los dividendos e incrementar la valoración de la empresa. Pero este crecimiento en los dividendos mediante ingresos retenidos solo puede mantenerse durante un periodo corto de tiempo (Srinivasan y Reddy, 2016). Si se emiten nuevas acciones para obtener fondos con los cuales pagar el incremento de dividendos de los accionistas existentes, esto crea las complicaciones habituales de los sistemas piramidales de inversión.

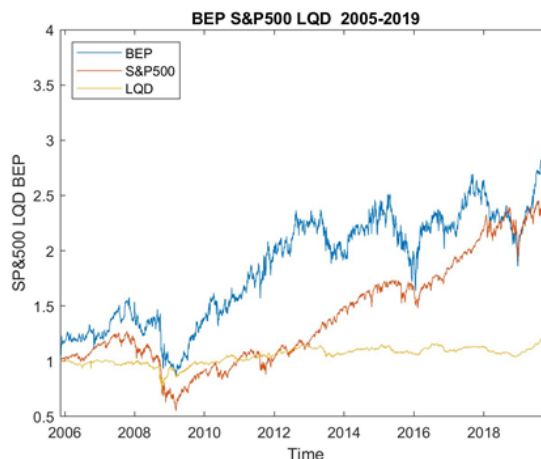
La evidencia reciente sugiere que las inversiones en YieldCo pueden proporcionar una cobertura del riesgo de inflación a largo plazo, aunque sus beneficios sobre la diversificación no están claros (La Monaca, Assereto y Byrne, 2018).

Desde la perspectiva del promotor de proyectos de energías renovables, la transferencia de activos operativos a la estructura Yieldco permite al desarrollador monetizar activos de su balance, mejorar la relación deuda/capital, mejorar la calificación crediticia de la empresa, reducir el costo de la deuda y obtener financiación para embarcarse en nuevos proyectos.

Sin embargo, el punto más controvertido es que los YieldCo necesitan adquirir nuevos activos para mantener los altos gastos anuales de depreciación y, por tanto, sus ventajas fiscales. Esto puede crear incentivos a la rápida adquisición de activos sobrevalorados. En definitiva, la viabilidad de YieldCo depende fundamentalmente de la regulación (Srinivasan y Reddy, 2016). Además, un problema adicional es que, a veces, los promotores de los YieldCo incluyen activos no operativos (en desarrollo) en el mismo con el objetivo de impulsar el crecimiento del valor de las acciones. Pero esta estrategia incrementa el riesgo de los YieldCo y alejándolos de su objetivo inicial de ser vehículos de inversión estables y con rentabilidades predecibles.

En este sentido, los YieldCo, deberían replicar el perfil riesgo/rentabilidad de las inversiones realizadas directamente en los proyectos de energía renovable subyacentes, y debería funcionar más como un instrumento de renta fija (baja rentabilidad, bajo riesgo) que como acciones ordinarias. Con objeto de comprobar si la evidencia arroja luz en este sentido, analizamos la evolución de las cotizaciones de las acciones del primer YieldCo, Brookfield Renewable Energy Partners (BEP), en comparación con la evolución del índice general del mercado americano S&P500 y la evolución de un índice de bonos de alta calidad el iShares iBoxx \$ Investment Grade Corporate Bond ETF (LQD), durante el periodo 15/11/2005-5/12/2019. Los datos están en el gráfico 6.6.

GRÁFICO 6.6

COMPARACIÓN PRECIOS DE BEP, S&P500 Y LQD 15/11/2005 – 05/12/2019

Fuente: Yahoo Finance.

Puede verse como la evolución del BEP presenta una tendencia similar a la del S&P500 aunque con mayores fluctuaciones, mientras que el LQD sigue una tendencia más estable. El análisis de la distribución de las rentabilidades de los activos está en el cuadro 6.3.

CUADRO 6.3

RENTABILIDADES S&P500, BEP Y LQD 2005-2019. MEDIA Y DESVIACIÓN TÍPICA ANUALIZADAS

<i>Variable</i>	<i>N</i>	<i>Mean</i>	<i>Max</i>	<i>Min</i>	<i>STD</i>	<i>SharpeRatio</i>	<i>Skewness</i>	<i>Kurtosis</i>	<i>Q01</i>
S&P500	3.537	0,082	0,115	-0,129	0,182	0,029	-0,296	16.986	-0,032
BEP	3.537	0,117	0,131	-0,133	0,235	0,032	0,183	10.755	-0,038
LQD	3.537	0,016	0,137	-0,110	0,087	0,012	1,287	183.884	-0,011

Fuente: Elaboración propia.

El BEP presenta una rentabilidad (11,7%) y volatilidad (23,5%) mayor que el S&P500 (8% y 18,2%) aunque ambos presentan ratios de Sharpe similares, del 0,032 y 0,029, respectivamente. El LQD tiene un comportamiento diferente, con una rentabilidad y volatilidad menores (1,6% y 8,7%) y una ratio de Sharpe menor (0,012). La volatilidad de BEP es casi cuatro veces la de LQD. Sin embargo, la distribución de las rentabilidades tanto del BEP como del LQD tienen asimetría positiva, mientras que el S&P500 presenta asimetría negativa, lo que sugiere una mayor proporción de rentabilidades negativas en este último caso y por tanto mayor riesgo de pérdidas. El riesgo de cola, medido por el cuantil del 1% es tres veces mayor en el S&P500 (-3,2%) y en el BEP (-3,8%) que en el LQD (-0,01%). En conjunto, el BEP se comporta de modo similar al de un índice de acciones de alto riesgo y rendimiento, pero no tiene el perfil de estabilidad en las rentabilidades y riesgo moderado que caracteriza a las inversiones en renta fija de alta calidad crediticia. Por tanto, la evidencia no apoya la idea de que los resultados de las inversiones en YieldCo similares a BEP sean consistente con las preferencias de inversores institucionales en búsqueda de activos que proporcionen rentabilidades estables con bajo riesgo.

BIBLIOGRAFÍA

AKIN, O., GARCÍA MONTALVO, J., GARCÍA VILLAR, J., PEYDRÓ, J.-L. y RAYA, J. M. (2014). The real estate and credit bubble: evidence from Spain. *SERIEs*, 5, pp. 223–243.

ALAFITA, T. y PEARCE, J. M. (2014). Securitization of Residential Solar Photovoltaic Assets: Costs, Risks and Uncertainty. *Energy Policy*, 67, pp. 488–98.

ATANASSOV, J. y MANDELL, A. J. (2018). Corporate governance and dividend policy : Evidence of tunneling from master limited partnerships. *Journal of Corporate Finance*, 53, pp. 106-132.

BERTAY, A. C., GONG, D. y WAGNER, W. (2017). Securitization and economic activity: The credit composition channel. *Journal of Financial Stability*, 28, pp. 225-239.

BROWN, D., HALL, S. y DAVIS, M. E. (2019). Prosumers in the post subsidy era: an exploration of new prosumer business models in the UK. *Energy Policy*, 135, pp. 29-46.

CHEN, H. y NGO, T. (2018). Master limited partnerships: Is it a smart investment vehicle?. *Journal of Commodity Markets*, 11, pp. 22-36.

ENERGÍAS RENOVABLES. (2019). Recuperado de: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-autoconsumo-instalara-en-espana-entre-450-20190302>

FINANCIAL TIMES. (2016). SunEdison: Death of a solar star. Recuperado de: <https://www.ft.com/content/04fca062-07a3-11e6-a70d-4e39ac32c284>

FINK, A. C. (2014). Securitize Me: Stimulating Renewable Energy Financing by Embracing the Capital Markets, 12 U.N.H. L. REV. 109.

JACOBS, J. (2016). What Are YieldCos? January 7th, 2016. GlobalFX Funds.

JOBST, A. (2008). What is securitization? *Finance and Development*, 3, pp. 48-49.

KRUPA, J. y HARVEY, D. (2017). Renewable electricity finance in the United States: a state-of-the-art review. *Energy*, 135, pp. 913-929.

LA MONACA, S., ASSERETO, M. y BYRNE, J. (2018). Clean energy investing in public capital markets: Portfolio benefits of YieldCos. *Energy Policy*, 121, pp. 383-393.

MARTIN, K. y MEDINA, J. (2017). Solar Tax Equity Structures. Recuperado de: <http://media.straffordpub.com/products/solar-financing-tax-equity-structures-sale-leasebacks-inverted-leases-and-partnership-flips-2017-08-15/presentation.pdf>

MCINERNEY, C. y BUNN, D. (2019). Expansion of the investor base for the energy transition. *Energy Policy*, 129, pp. 1240-1244.

McMAHAN, J. (1994). The long view - A perspective on the REIT market. *Real Estate Issues*, 1-4 de agosto.

MENDELSON, M. (2012). Will Solar Projects Need Tax Equity in the Future? Yes, but Baby Steps toward Securitization Improve the Situation. NREL, U.S. Department of Energy, April 18, 2012. Recuperado de: <https://financere.nrel.gov/finance/content/solar-PV-photovoltaics-value-tax-credits-equity-accelerated-depreciation-securitization>

NADAULD, T. D. y SHERLUND, S. M. (2013). The impact of securitization on the expansion of subprime credit. *Journal of Financial Economics*, 107, pp. 454-476.

O'SULLIVAN, F. M. y WARREN, C. H. (2016). Solar Securitization: An Innovation in Renewable Energy Finance. *MIT working paper*, MITEI-WP-2016-05.

SCHULER, K. (Ed). (2011). Key Dates in Financial History. Historical Financial Statistics. Disponible en: http://www.centerforfinancialstability.org/hfs/Key_dates.pdf

SRINIVASAN, S. y REDDY, V. K. (2016). Towards a better understanding of renewable energy YieldCos. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, pp. 154–163.

UNEF. (2019a). La energía fotovoltaica en España avanza de forma decidida en 2018, con un crecimiento del 94% de la potencia instalada. Unión Española fotovoltaica. Recuperado de: <https://unef.es/>

— (2019b). Recuperado de: <https://autoconsumo.unef.es/real-decreto-244-2019/>

URDANICK, M. (2014). A deeper look into YieldCo structuring. National Renewable Energy Laboratory; 2014. Disponible en: <https://www.renewableenergyworld.com/2014/10/03/a-deeper-look-into-yieldco-structuring/>.

VARADI, P. F. (2015). The YieldCo: the solar revolution meets Wall Street. Disponible en: <https://energypost.eu/yieldco-solar-revolution-meets-wall-street/>

Capítulo 7

COMPARACIONES Y PROPUESTAS

7.1. Introducción

Las inversiones en la transición energética necesarias para alcanzar los objetivos de los horizontes 2030 y 2050 se centran en cinco grandes áreas, Rifkin (2019). En primer lugar, en la instalación de las nuevas plantas de generación solar, eólica y de otras renovables necesarias para garantizar la oferta de energía demandada por la sociedad. En segundo lugar, en el desmontaje de la infraestructura de generación basada en combustibles fósiles y nucleares (plantas, almacenes, oleoductos) y la regeneración del terreno ocupado por esas instalaciones. En tercer lugar, en el diseño e instalación de la Internet de la energía renovable, es decir las redes públicas inteligentes de distribución de la energía renovable. En cuarto lugar, en el diseño e instalación de la Internet del transporte sostenible, basada en redes públicas de carreteras inteligentes, lo que incluye sensores, puntos de recarga y otros servicios. Finalmente, en el reequipamiento de los edificios y las plantas industriales para mejorar su eficiencia energética, incluyendo la instalación de dispositivos de almacenamiento energético.

La literatura sugiere, véase por ejemplo Mazzucato y Semieniuk (2018), que en las fases iniciales de la transición energética y cuando la incertidumbre sobre los resultados y las tecnologías es alta, el papel del sector público es crucial para impulsar el desarrollo de las inversiones necesarias. Sin embargo, en la fase más madura del proceso, hay un amplio acuerdo en la literatura de que la financiación de todas estas inversiones ha de recaer mayoritariamente en el sector privado. Por tanto, para las cinco áreas de inversión que se describe arriba, los inversores privados deberían ser los protagonistas. Los dos grupos de inversores que aparecen de forma natural son, por un lado, las empresas del sector energético, y por otro los inversores institucionales tales como los fondos de pensiones, los fondos de inversión en infraestructuras y las compañías de seguros. Los primeros son expertos en las particularidades del sector energético y los segundos buscan inversiones que den rentabilidades estables durante largos periodos de tiempo, Salm y Wüstenhagen (2019).

Estos inversores privados tienen como referencia el marco regulatorio, definido por el sector público. Este marco regulatorio debería definir el proceso mediante el cual se abordan las inversiones en los cinco ámbitos mencionados. En concreto, la licitación de los contratos para llevar a cabo las tareas en las cinco áreas debería realizarse mediante ofertas públicas de contratos basados en resultados. Aparte de las empresas constructoras y tecnológicas convencionales,

hay un perfil específico de compañías que se ajusta favorablemente a los requerimientos del desarrollo de los proyectos de inversión para mejorar la eficiencia energética. Se trata de las ESCo (*Energy Services Companies*), Vine (2005). Las ESCo proporcionan ahorros de energía sustanciales mediante la instalación y mantenimiento de sistemas de energía renovable. Para cada proyecto, la ESCo carga con el riesgo del proyecto y recibe el pago en función de los resultados de este. También puede encargarse de la verificación y la validación de los resultados del proyecto, aunque, para minimizar costes de agencia, estas actividades deberían realizarse por entidades diferentes al ESCo que lo ha realizado. El papel de estas empresas para el desarrollo de los proyectos de transición energética es cada vez más relevante en Europa, Bertoldi and Boza-Kiss (2017) y su desarrollo futuro se centra en realizar proyectos de creciente envergadura, con instalaciones más intensivas de capital y que producen más ahorro energético además de otros beneficios no relacionados con el ahorro de energía, Carvallo *et al.* (2019).

En este capítulo se resumen brevemente las características más importantes de los instrumentos e instituciones financieras estudiados en los capítulos anteriores y se exponen sus ventajas, sus limitaciones y un conjunto de propuestas concretas para impulsar el desarrollo de cada uno de ellos. Estas propuestas esperamos sean de utilidad para los reguladores y supervisores, los inversores y los investigadores en esta área.

7.2. Bancos de inversión verdes (GIB)

Como se presentó en el capítulo 3 de este libro, los GIB juegan un papel importante en la financiación de proyectos, pero su función primordial es actuar como facilitadores y aseguradores de las decisiones de inversión del sector privado. En este sentido, aunque los GIB pueden invertir directamente en activos de generación renovable o en infraestructura con bajas emisiones de carbono, su papel más importante es la provisión de instrumentos de cobertura de riesgos y facilitadores de las transacciones. Los GIB sirven de ayuda para mitigar barreras a la financiación (información asimétrica, riesgos difíciles de asegurar), y aprovechando los recursos públicos, utilizan mecanismos financieros que reducen el riesgo y facilitan las transacciones con el fin de atraer la inversión privada. Además, los GIB han sido fundamentales para superar los obstáculos a la inversión en activos de transición energética al ampliar las posibilidades de financiación de las inversiones más pequeñas, mediante la agrupación y agregación. Al hacer esto, logran reducir los costes de transacción y el riesgo de inversión a través de sus diversas acciones de mejora del crédito. Como consecuencia, el riesgo de las inversiones en la transición energética se reduce para los inversores del sector privado, aumentando la probabilidad de reembolso

de sus inversiones, lo que lleva a mejorar el atractivo de las inversiones. En resumen, los GIB pueden proporcionar confianza a los inversores privados al actuar como líderes de transacciones y como coinversores en proyectos verdes.

Una característica importante de los GIB es que también desempeñan funciones educativas y de señalización. Así, estos bancos toman un papel formativo, construyendo y desarrollando sus propias capacidades para identificar, evaluar y mitigar mejor el riesgo. En este sentido, crean y estandarizan nuevos conocimientos que permiten el aprendizaje del sector financiero privado.

La experiencia internacional sugiere que los GIB pueden ayudar a reducir de forma significativa las barreras que impiden la inversión privada en infraestructura LCR necesarias para que los países mitiguen el cambio climático. No obstante, se recomienda (NRDC, 2017a, 2017b) que un banco verde forme parte de un conjunto de soluciones más amplio, incluyendo el fortalecimiento del marco regulatorio, y los sistemas de monitorización y verificación de acciones e inversiones relacionadas con el cambio climático.

Las propuestas que sugerimos a los promotores de los GIB parten de la base de que, por su propia naturaleza, el impacto de estas instituciones será limitado tanto en la magnitud de los proyectos como en el horizonte temporal. Las propuestas concretas son tres. En primer lugar, que se garantice la independencia funcional del banco con respecto al gobierno. En segundo lugar, que la financiación de estos bancos esté basada tanto en fuentes públicas como privadas. Y, en tercer lugar, aunque todavía no hay evidencia concluyente de que las actuaciones de los GIB hayan dado lugar a una expulsión del inversor privado, es razonable pensar que, según maduren el tipo de proyectos y los mercados, los inversores privados deberían jugar un papel preponderante. Es por ello conveniente que en el diseño de un GIB también se incluya un plan para su retirada paulatina cuando el grado de madurez del mercado así lo aconseje.

7.3. Bonos verdes

El crecimiento de la emisión de bonos verdes en los últimos años ha sido sostenido, aumentando un 75% entre 2016 y 2017. Pero esa cifra sería mayor si consideramos que los bonos verdes etiquetados representaron, en el primer semestre del 2018, únicamente cerca del 30% del total de bonos fuerte y completamente alineados al cambio climático. Aun así, la proporción de los bonos verdes en total del mercado de renta fija es menor del 1%, lo que nos indica que es un segmento del mercado con posibilidades de crecimiento. Paradójicamente, una de las barreras más importantes que frenan el crecimiento del mercado es la falta de proyectos de inversión verdes y de activos verdes del tamaño ade-

cuado. Por tanto, y dado que los niveles actuales de inversión no son suficientes para respaldar el cambio climático en los plazos estipulados en el Acuerdo de París COP21, parece claro que deben buscarse mecanismos alternativos para impulsar este segmento del mercado, en especial políticas claras de apoyo a la inversión en la transición energética.

Los inversores que adquieren bonos verdes acceden a un activo líquido y negociado en un mercado organizado. Este activo les permite colaborar en proyectos de la transición energética y contribuir al desarrollo de una economía sostenible. Esta contribución viene dada por el hecho de que, en muchos casos, los emisores del bono proporcionan información al inversor sobre la sostenibilidad de los proyectos que respaldan sus emisiones de bonos, reduciendo la incertidumbre por parte de los inversores y proporcionando así seguridad al inversor del uso de sus fondos. La emisión de bonos verdes también reporta ventajas a los emisores ya que la venta de este tipo de activos les puede proporcionar una favorable reputación corporativa, que se manifiesta, entre otros aspectos, en un incremento en la valoración de las acciones de la empresa (Flammer, 2018; Tang y Zhang, 2019).

Como se ha señalado en el capítulo 4, existe todavía mucho trabajo que realizar en este segmento del mercado. La razón es, por un lado, la falta de consenso sobre la propia definición de qué es un bono verde y la ausencia de una supervisión que asegure que el uso de los fondos obtenidos por este tipo de bonos se ajusta a los objetivos. Como se indicó, no es obligatorio obtener un certificado externo que demuestre que los proyectos que se financian con los ingresos de la emisión de un bono verde cumplen con los requisitos para poder ser etiquetado bajo los principios de los bonos verdes (GBP, 2018), aunque cabe señalar que el 86% de los bonos etiquetados como verdes se adhieren a esos principios (Banco Central Europeo, 2018). El Grupo de Expertos de Alto Nivel de la UE, ha publicado un informe recientemente, TEG (2019), proponiendo estándares para un bono verde europeo, EU-GBS que se inscribe dentro de una iniciativa más amplia que promueve la creación de una etiqueta europea para los productos financieros verdes (EU *Ecolabel*). Un desarrollo prometedor son los bonos verdes garantizados, Marques y Romo (2018), que pueden jugar un papel importante debido al favorable tratamiento que disfrutaban en la regulación bancaria actual⁴⁸.

Nuestras recomendaciones con respecto a los bonos verdes son las siguientes. En primer lugar, los reguladores deberían impulsar acreditaciones

⁴⁸ Los bonos garantizados son activos de renta fija que tienen como garantía un conjunto de activos específicamente asignados a este cometido. En el caso de insolvencia del emisor, estos bonos son especialmente seguros ya que tienen doble protección. En primer lugar, tienen un derecho preferencial sobre los activos usados como garantía. En segundo lugar, tienen un derecho general, similar al de los bonos ordinarios, sobre el resto de los activos del emisor.

emitidas por entes reconocidos oficialmente, es decir etiquetas verdes oficial (a nivel europeo o global). En segundo lugar, deben definirse con precisión las actividades que son elegibles para recibir financiación mediante bonos verdes. En tercer lugar, deben aplicarse medidas estandarizadas del impacto medioambiental de las inversiones. En cuarto lugar, es imprescindible una verificación independiente del uso de los fondos generados por el bono e informes periódicos de seguimiento. Por último, en la situación actual, es debatible si este tipo de bonos deberían tener asignadas unas cuotas en el crédito total concedido o unos requisitos de capital regulatorio más favorables que el correspondiente a su nivel de riesgo de crédito. En el mandato actual de la mayoría de los bancos centrales (BdE, BCE, FED) no figuran directamente objetivos relacionados con el cambio climático. Si esta situación cambiase y el mandato fuera más flexible, como por ejemplo en el Banco de la Reserva de la India, podrían aplicarse medidas como cuotas para préstamos verdes o la relajación de los requisitos de capital.

Sin embargo, hay que recordar que *green is not risk-free* y que el potencial de distorsión del mercado de las medidas regulatorias es bien conocido. Sin embargo, vemos ventajas al “factor de penalización marrón”, en el sentido de que el regulador imponga un mayor consumo de capital regulatorio a bonos que financien inversiones en activos de alta intensidad en carbono. Esta propuesta se enmarca en una estrategia más general de que el precio de los activos financieros debería reflejar el riesgo del cambio climático, propuesto en CTI (2011, 2013) y está en la misma línea de los impuestos al carbono, que son generalmente considerados como una de las vías más eficientes para incentivar la descarbonización, Tol (2017).

7.4. Acuerdos de compra de energía (PPA)

Como se expuso en el capítulo 5, los PPA son un tipo de instrumento que tiene una importancia creciente en el sector de energía renovable. Al ser acuerdos de compraventa a largo plazo de energía a precio fijado de antemano, favorecen la producción y el consumo de energía, en su versión *corporate* PPA, o *utility* PPA y en sus modalidades física o virtual (VPPA).

Hay que subrayar que el PPA es un acuerdo para comprar o vender la electricidad a un plazo largo (normalmente más de 10 años) y por un precio determinado. Por tanto, es un instrumento a plazo (*forward*) que permite cubrir los riesgos de ambas partes firmantes del acuerdo. El productor o desarrollador de proyectos renovables con necesidades de financiación usa el acuerdo como vía para asegurar los ingresos y por tanto reducir el riesgo del proyecto, facilitando la financiación por parte de terceros. A su vez, la empresa

comercializadora firmante del *utility* PPA compra la electricidad a un precio fijo evitando la volatilidad de los precios del mercado mayorista de electricidad (véase Peña y Rodríguez, 2019). En el caso de los *corporate* PPA, las grandes empresas encuentran un instrumento que les proporciona estabilidad en los precios y un reconocimiento de marca de cara al cumplimiento de sus objetivos de sostenibilidad.

Para que el PPA suponga la compra de energía verde, debería incluirse en el mismo la entrega por parte del desarrollador al consumidor de los certificados de producción renovable (e.g., REC, GO) que garanticen la sostenibilidad de la electricidad producida. Esto es especialmente relevante en los VPPA, que técnicamente son swaps donde, en cada periodo de liquidación establecido, se intercambia la diferencia entre el precio variable (*spot*) del mercado mayorista de referencia y el precio fijo acordado para la energía (*strike*). Si el VPPA no incluye la transmisión de los certificados, nos encontramos con un simple instrumento financiero de cobertura de riesgo de precio de la electricidad.

Proponemos tres recomendaciones generales con respecto a todos los PPA y dos específicas para los VPPA. En primer lugar, el marco regulatorio debe estar claramente definido y ser homogéneo entre jurisdicciones de la misma área económica (e.g., Unión Europea). En segundo lugar, y para garantizar que se promueve la generación de energía renovable, el comprador de la energía en el PPA debe tener la opción de adquirir los correspondientes certificados de producción (GO en Europa). En tercer lugar, y para paliar los efectos de precios extremos del precio de contado de la electricidad, es aconsejable incluir un techo y un suelo a los pagos del PPA, incluyendo en el contrato estructuras de tipo *collar*. Dado que la estructura más flexible es la del VPPA, aconsejamos dos medidas específicas para este contrato. En primer lugar y para facilitar su valoración, los mercados organizados de electricidad deberían completar lo más posible la curva de vencimiento de los contratos de futuros, incluyendo contratos con vencimientos hasta diez años⁴⁹. En segundo lugar, y dado que se trata de un contrato financiero peculiar, la regulación de este debería tener en cuenta esas características específicas del VPPA.

7.5. El Mercado de Garantías de Origen (GO)

El auge de la generación renovable y la concienciación sobre el cambio climático está atrayendo el interés hacia los certificados de producción de energía renovable, conocidos en Europa como Garantías de Origen (GO). Estos

⁴⁹ Por ejemplo, OMIP ofrece en la actualidad contratos de futuros que cubren los siete próximos años para los mercados español, francés y alemán (www.omip.pt).

certificados están regulados por la directiva 2009/28/EC, EU (2009) en la que se establece que la GO es un documento electrónico cuya única función es la de prueba ante terceros de que una cierta cantidad de energía se ha producido mediante fuentes renovables. Una vez emitido, si el productor de electricidad no está subsidiado, el GO puede negociarse. En el mercado de certificados, el productor de energías renovables que ha obtenidos los GO puede obtener ingresos adicionales mediante la venta de estos. Los compradores de GO, habitualmente comercializadoras de energía, los utilizan para cumplir con los requisitos regulatorios sobre la comercialización de energía renovable. La certificación de los GO se hace por un organismo gubernamental. El GO incluye información sobre la tecnología usada en la producción, y el lugar, tipo y capacidad de la instalación, con objeto de evitar la contabilidad doble de los certificados.

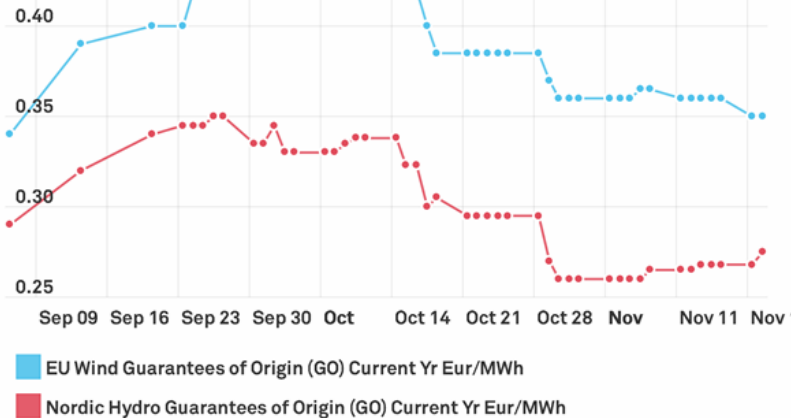
Las mismas funciones que los GO cumplen los certificados de energías renovables (REC) de EE.UU. Estos certificados se pueden vender en el mercado correspondiente y el propietario del REC puede afirmar que ha producido o comprado energía renovable. En EE.UU. se distinguen dos mercados de REC, los mercados voluntarios y los mercados de cumplimiento. Los precios de los REC en ambos mercados no son necesariamente iguales. Los mercados de cumplimiento se utilizan por las empresas eléctricas para demostrar el cumplimiento de sus requisitos de suministrar un determinado porcentaje de electricidad procedente de fuentes renovables. La mayoría de las compras de REC por parte empresas y hogares se realiza en los mercados voluntarios (SR Inc. 2012). En los REC se especifica la tecnología empleada para la producción de electricidad (solar, eólica) y la certificación corre a cargo de empresas privadas.

El correcto funcionamiento del mercado de certificados contribuye a estimular el desarrollo de la generación de renovables potenciado además por el hecho de que los ingresos procedentes de la venta de GO deben reinvertirse en proyectos verdes. Sin embargo, actualmente, el funcionamiento del mercado de GO presenta un amplio margen de mejora (véase Hulshof, Jepma y Mulder, 2018). No hay un mercado organizado ni a nivel europeo, ni a nivel nacional. Los intercambios se hacen mediante contratos bilaterales, es decir, se trata de una negociación OTC, de volumen escaso, poco líquido y con alta volatilidad de precios (UNEF, 2019).

El movimiento específico del precio de cada GO en el mercado dependerá de sus características. Los GO producidos con tecnologías más abundantes (hidro) tienen precios más bajos que los GO asociados a tecnologías menos extendidas (solar). El gráfico 7.1 presenta los precios recientes de los dos GO de referencia en Europa, el EU Wind GO y el Nordic Hydro Go (en EUR/MWh).

GRÁFICO 7.1

PRECIOS EU WIND GO Y EL NORDIC HYDRO GO (EN EUROS/MWH)



Fuente: Platts.

Además, existen características sistemáticas que presionan al alza y a la baja de dichos precios. Así, el aumento de la demanda de GO, derivado del auge de las renovables, presionaría al alza de los precios. Por otro lado, la nueva capacidad renovable para cumplir con el escenario objetivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que establece como objetivo para 2030 que el 42% de la energía sea de origen renovable. Las nuevas instalaciones ya no reciben subsidios, y, por tanto, tienen derecho a la emisión de GO negociables. Esta situación probablemente aumentará la oferta presionando a la baja los precios. Por ejemplo, en España durante 2019 se han instalado más de 2 GW de nueva capacidad de generación renovable, de la cual 0,5 GW es eólica y 1,5 GW es solar. El parque total de capacidad eólica en España es de 24 GW y el de solar es de 6,3 GW.

Nuestras recomendaciones son las siguientes. En primer lugar, es urgente armonizar los estándares europeos. La organización actual del mercado europeo de GO se basa en estándares nacionales de certificación, condiciones de emisión y cancelación lo que dificulta la obtención de información y por tanto las transacciones. La asociación de emisores AIB (Association of Issuing Bodies) trabaja para promover un sistema estandarizado de certificados EECS (*European Energy Certificate System*) y facilitar el intercambio internacional de GO. En segundo lugar, es importante agilizar el proceso de certificación. A la hora de decidir organizar el mercado deben tenerse en cuenta las nuevas soluciones tecnológicas, así las soluciones basadas en *blockchain* son ya una realidad. Con

esta tecnología es posible acreditar que la energía suministrada es renovable en el momento, sin requerir de las certificaciones GO actuales. Esto podría tener un efecto en los precios del sistema tradicional de GO o incluso llegar a sustituir el sistema tradicional de GO por un nuevo sistema digital. En tercer lugar, hay que diseñar un mecanismo para que los productores que obtuvieron subvenciones tengan la opción de emitir y negociar GO. En este sentido, la exportación de GO es posible y existen mercados donde el precio es superior al nacional, lo que supone una alternativa interesante desde el punto de vista económico para los productores (en los últimos años las exportaciones españolas de GO han sido principalmente a los países nórdicos). Pero de nuevo la exportación implica la renuncia al régimen retributivo percibido por los MWh correspondientes que se aplicasen a esas GO y, por tanto, esto impide entrar a quienes han recibido una retribución regulada. Incrementar el tamaño y la profundidad de este mercado pasa también por eliminar dichas barreras de entrada.

7.6. Titulización

La titulización de activos de generación basados en energías renovables se basa en los flujos de caja generados por los activos que componen el colateral. Este instrumento da lugar a un producto financiero atractivo para los inversores interesados en renovables, a la vez que disminuye el coste de capital de las instalaciones. El éxito de la titulización se basa en la calidad del colateral y en la mitigación del riesgo de insolvencia mediante aseguramiento y la disponibilidad de potenciadores la calidad crediticia de los bonos emitidos por la SPV.

Basados en esos principios, la titulización se ha combinado con dos sistemas que incentivan la participación de los inversores privados como accionistas en la SPV. En primer lugar, los REC generados por las instalaciones de renovables, que pueden venderse en el mercado correspondiente o ser utilizados por los accionistas de la SPV para cumplir sus compromisos regulatorios. En segundo lugar, los ITC (*Investment Tax Credit*) que permiten al propietario de la instalación descontar una proporción del importe de la instalación en el impuesto sobre la renta.

Por tanto, nuestras recomendaciones son, en primer lugar, asegurar la calidad crediticia en el diseño de la SPV, mediante la selección de colateral de calidad. Esta cuestión es especialmente relevante en el caso de instalaciones solares domésticas o en los edificios que mejoran su eficiencia energética. En segundo lugar, incluir contratos de aseguramiento y técnicas de mejora de la calidad crediticia de los activos emitidos por la SPV (*credit enhancements*). En tercer lugar, permitir que los accionistas de la SPV tengan la opción de utilizar los REC para satisfacer sus requerimientos regulatorios. Y, en cuarto lugar, que

la regulación de la titulización de activos renovables permite que los inversores en acciones de la SPV puedan beneficiarse proporcionalmente de las ventajas fiscales que proporcionan los ITC.

7.7. YieldCo

Los YieldCo siguen la senda abierta por las sociedades limitadas cotizadas en bolsa (MLP), pero estructurados como una corporación (sociedad anónima) en lugar de ser sociedades limitadas. También se diferencian de las MLP en que el socio mayoritario tiene responsabilidad limitada y el resto de los accionistas tienen derecho de voto. Mediante la creación de un YieldCo, el productor de energías renovables puede seleccionar de su cartera de proyectos varios activos operativos de energía renovable y transferirlos al YieldCo, que actúa como una SPV, financiada inicialmente mediante acciones. El promotor tiene una participación mayoritaria en esta nueva empresa, y vende una participación minoritaria a otros inversores. El YieldCo distribuye a los accionistas la mayor parte de sus ingresos netos de costes, el denominado efectivo disponible para distribución (CAFD).

Una diferencia crucial con respecto a los MLP de energías convencionales es que los YieldCo no disfrutaban de las exenciones fiscales de estos. Aunque los gastos de depreciación (amortizaciones) del YieldCo pueden amortiguar la factura fiscal durante algún tiempo, en última instancia las ventajas fiscales solo pueden mantenerse si se adquieren periódicamente nuevos activos de generación. Estas nuevas adquisiciones permiten mantener altas tasas de depreciación. Sin embargo, esta necesidad de adquisiciones continuas es el mayor inconveniente de los YieldCo.

El principal problema de muchos YieldCo ha sido, Varadarajan *et al.* (2016), que, para atraer inversores institucionales en busca tanto de revalorización de las acciones como de dividendos crecientes, los creadores de los primeros YieldCo asignaron a los mismos proyectos que estaban en fase de desarrollo (no operativos). El objetivo era que, al añadir esos proyectos al YieldCo, se impulsaba la capacidad de crecimiento de su valor. En las ofertas iniciales de YieldCo en EE.UU., el 45% de su valor se basaba en el potencial de crecimiento de proyectos que todavía estaban en fase de desarrollo. Además, los promotores (y accionistas mayoritarios) del YieldCo emplearon los ingresos obtenidos por la venta de la parte minoritaria de las acciones para desarrollar nuevos proyectos, que también se asignaron al YieldCo, aumentando así el valor de las acciones. Pero al incluir el crecimiento futuro, basado en proyectos todavía no operativos, en el valor de mercado del YieldCo, este perdió su carácter de inversión de bajo riesgo y alta rentabilidad, que era su objetivo inicial. Como consecuencia,

cuando los inversores se percataron del alto riesgo implícito en parte de la cartera de activos del YieldCo, los precios de estos sufrieron una fuerte volatilidad. Sin embargo, en Gran Bretaña el modelo seguido por las YieldCo ha sido mucho más conservador, ajustándose a una línea más consistente con los objetivos esperables a este tipo de productos.

Por tanto, la primera recomendación para los promotores es que los YieldCo deberían basarse en un grupo cerrado de activos operativos, lo que elimina las expectativas de crecimiento y los consiguientes riesgos. La segunda recomendación es que como estos activos renovables tienen bajos costes de gestión, operación y mantenimiento, los YieldCo deberían distribuir a sus accionistas la casi totalidad de sus beneficios, sin retener reservas que puedan ser invertidas en nuevos activos⁵⁰. La tercera y última recomendación, está dirigida a los reguladores, es que se extiendan al YieldCo basado en los dos requisitos anteriores (*i.e.*, grupo cerrado de activos operativos, distribución de dividendos) las ventajas fiscales que tienen los MLP en EE. UU. es decir, eximirle del impuesto sobre la renta de las sociedades. Si se aplican estas propuestas, es esperable que los promotores emitirían nuevos YieldCo cada dos o tres años, con nuevos grupos de activos. Esto da lugar a un modelo sostenible, con bajos costes de capital y que permite a cualquier accionista beneficiarse de las atractivas características de una inversión de bajo riesgo y rentabilidades estables y predecibles.

CUADRO 7.1

COMPARACIÓN DE INSTRUMENTOS

<i>Instrumento</i>	<i>Pros</i>	<i>Contras</i>	<i>Recomendaciones</i>
Bancos de inversión verde	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reducción del riesgo para los inversores en capital propio debido a la reducción del riesgo de crédito. 2. Diversificación del riesgo de cada proyecto al ser incluidos en la cartera del GIB. 3. Reducción de costes de transacción por economías de escala. 4. Al actuar como promotores y facilitadores en el proyecto, incrementa la confianza de otros inversores. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Capitalización limitada si se hace solamente mediante fondos públicos y, por tanto, impacto limitado. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Independencia funcional del gobierno. 2. Financiación mixta público-privada. 3. Diseño de estrategia de salida cuando los capitales privados son suficientes.

⁵⁰ Si el objetivo de rentabilidad está asociado a la inflación, podrían constituirse reservas que ayudaran a suavizar las fluctuaciones de los flujos de caja y permitieran alcanzar dichos objetivos. Este es el modelo empleado en el Reino Unido.

CUADRO 7.1 (continuación)

COMPARACIÓN DE INSTRUMENTOS

<i>Instrumento</i>	<i>Pros</i>	<i>Contras</i>	<i>Recomendaciones</i>
Bonos verdes	<ol style="list-style-type: none"> 1. Activo líquido negociado en mercado organizado. 2. Precios transparentes. 3. Reducida asimetría informacional (agencias de <i>rating</i>). 4. Reputación corporativa. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Múltiples acreditaciones (incluyendo acreditación por el emisor). 2. No hay verificación independiente del uso de los fondos. 3. Falta de una definición clara de que es un bono verde. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Acreditación emitida por un ente reconocido oficialmente. 2. Definición oficial de las actividades elegibles para recibir financiación. 3. Medidas estandarizadas del impacto medioambiental de las inversiones. 4. Verificación independiente del uso de los fondos e informes periódicos de seguimiento. 5. Verde no es lo mismo que sin riesgo, pero un "factor de penalización marrón" puede ser conveniente.
Acuerdos de compra de energía (PPA)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Garantiza la estabilidad de las inversiones aportando viabilidad a los proyectos renovables y reduciendo el riesgo. 2. Aumentan las posibilidades de financiación del proyecto. 3. Cobertura del riesgo de precio de las empresas junto al cumplimiento de objetivos de sostenibilidad. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Los PPA no necesariamente implican compra de energía verde. 2. Presentan riesgo de contraparte. 3. Posibles pagos elevados si el precio de contado de la electricidad es muy alto o bajo. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Marco regulatorio homogéneo entre jurisdicciones. 2. El comprador de la energía puede adquirir certificados (GO en Europa). 3. Incluir un techo y un suelo a los pagos del PPA (<i>collar</i>). 4. Completar la curva de vencimiento de los contratos de futuros. 5. Regulación específica del contrato VPPA.
GO y REC	<ol style="list-style-type: none"> 1. Estimula el desarrollo de proyectos renovables al generar ingresos adicionales al productor de energía. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. No hay mercado organizado nacional ni europeo. 2. Negociación actual bilateral. 3. Poco volumen en el mercado. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Armonizar estándares europeos. 2. Facilitar información sobre el mercado. 3. Fomentar un sistema estandarizado de certificación europea EECs. 4. Avanzar en certificación digital. 5. Incluir a los productores que reciben subvenciones.

CUADRO 7.1 (continuación)

COMPARACIÓN DE INSTRUMENTOS

<i>Instrumento</i>	<i>Pros</i>	<i>Contras</i>	<i>Recomendaciones</i>
Titulización	<ol style="list-style-type: none"> 1. Agregación y economías de escala. 2. Mejora la calidad crediticia del promotor de renovables. 3. Da lugar a un producto financiero atractivo para a los inversores interesados en renovables. 4. Disminuye el coste de capital de las instalaciones. 5. Estructura fiscalmente eficiente. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Requiere colateral de calidad. 2. Requiere aseguramiento. 3. Disponibilidad de potenciadores de la calidad crediticia de los bonos emitidos por la SPV. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Asegurar la calidad crediticia en el diseño de la SPV, mediante la selección de colateral de calidad. 2. Incluir contratos de aseguramiento y técnicas de mejora de la calidad crediticia de los activos emitidos por la SPV. 3. Los accionistas de la SPV pueden usar los REC/GO. 4. Los accionistas de la SPV pueden usar los ITC.
YieldCo	<ol style="list-style-type: none"> 1. El desarrollador monetiza activos de su balance. 2. Mejora la relación deuda/capital. 3. Mejora la calificación crediticia de la empresa. 4. Reduce el coste de la deuda. 5. Producto de alto dividendo 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sin ventajas fiscales el modelo no es mantenible. 2. Incluir proyectos en desarrollo incrementa el riesgo. 3. Adquisición continua de activos sobrevalorados. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Los YieldCo se basan en un grupo cerrado de activos operativos. 2. Los YieldCo deberían distribuir a sus accionistas la casi totalidad de sus beneficios, sin retener reservas. 3. Eximir del impuesto de sociedades al YieldCo basado en los dos requisitos anteriores.

Fuente: Elaboración propia.

El cuadro 7.1 contiene una descripción de las ventajas y limitaciones de cada instrumento, así como un resumen de las recomendaciones.

BIBLIOGRAFÍA

BANCO CENTRAL EUROPEO. (2018). Green & Social Bond Market Update. Bond Market Contact Group.

BERTOLDI, P. y BOZA-KISS, B. (2017). Analysis of barriers and drivers for the development of the ESCO markets in Europe. *Energy Policy*, 107, pp. 345-355.

CARVALLO, J. P., MURPHY, S. P., STUART, E., LARSEN, P. H. y GOLDMAN, C. (2019). Evaluating project level investment trends for the U.S. ESCO industry: 1990–2017. *Energy Policy*, 130, pp. 139-161.

CTI. (2011). Unburnable Carbon-Are the World's Financial Markets Carrying a Carbon Bubble?

— (2013). Unburnable Carbon 2013: Wasted Capital and Stranded Assets.

FLAMMER, C. (2018). Corporate Green Bonds. Recuperado de: <https://ssrn.com/abstract=3125518>

GBP. (2018). *The Green Bond Principles*. International Capital Market Association.

HULSHOF, D., JEPMA, C. y MULDER, M. (2018). Performance of Markets for European renewable energy certificates. *Energy Policy*, 128, pp. 697-710.

MARQUES, J. M. y ROMO, L. (2018). The risk of Climate Change for financial markets and institutions: Challenges, measures adopted and international initiatives. *Financial Stability Review*, 34, pp.113-134. Banco de España.

MAZZUCATO, M. y SEMIENIUK, G. (2018). Financing renewable energy: Who is financing what and why it matters. *Technological Forecasting & Social Change*, 127, pp. 8-22.

NRDC. (2017a). Bancos nacionales de desarrollo y bancos de inversión verde: movilizando el financiamiento en América Latina y el Caribe para la implementación de contribuciones nacionales. Recuperado de: <https://greenbanknetwork.org/portfolio/bancos-nacionales-de-desarrollo-y-bancos-de-inversion-verde/>

— (2017b). Vías para establecer y capitalizar un banco de inversión verde. Recuperado de: <https://www.nrdc.org/sites/default/files/establecer-capitalizer-banco-verde-ip.pdf>

PEÑA, J. I. y RODRÍGUEZ, R. (2019). Are EU's Climate and Energy Package 20-20-20 targets achievable and compatible? Evidence from the impact of renewables on electricity prices. *Energy*, 183, pp. 477-486.

RIFKIN, J. (2019). *The New Green Deal*. St Martin's Press.

SALM, S. y Wüstenhagen, R. (2019). Dream team or strange bedfellows? Complementarities and differences between incumbent energy companies and institutional investors in Swiss hydropower. *Energy Policy*, 121, pp. 476-487.

SR INC. (2012). International Markets for Renewable Energy Certificates (RECs). Sustainable Real Estate Roundtable: Member briefing. Sustainability Roundtable, Inc.

TANG, D. Y. y ZHAN, Y. (2019). Do shareholders benefit from green bonds? *Journal of Corporate Finance*. Forthcoming.

TEG. (2019). Proposal for an EU Green Bond Standard. Recuperado de: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/190618-sustainable-finance-teg-report-green-bond-standard_en.pdf

TOL, R. S. J. (2017). The structure of the climate debate. *Energy Policy*, 104, pp. 431-438.

UNEF. (2019). Garantías de Origen. Unión Española Fotovoltaica.

UNIÓN EUROPEA. (2009). Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. 2009/28/EC.

VARADARAJAN, U., NELSON, D., GOGGINS, A. y HERVÉ-MIGNUCCI, M. (2016). Beyond YieldCos. Climate Policy Initiative Report.

VINE, E. (2005). An international survey of the energy service company (ESCO) industry. *Energy Policy*, pp. 691–704.

SOBRE LOS AUTORES

• Juan Ignacio Peña Sánchez de Rivera

Catedrático de Economía Financiera en la Universidad Carlos III de Madrid. Ha ocupado puestos docentes y de investigación en la Universidad Autónoma de Madrid, University of Chicago, China-Europe International Business School (CEIBS) y en IESE Business School. Ha publicado dos libros y más de setenta trabajos de investigación en revistas internacionales de referencia como *Energy Economics*, *Energy Policy*, *The Energy Journal*, *Energy*, *Journal of Banking and Finance* y *Journal of International Money and Finance*, entre otras. Sus áreas de investigación se centran en las finanzas para la transición energética y la gestión de riesgos financieros, especialmente en: (i) la financiación de la transición energética, (ii) riesgos de crédito y de mercado, (iii) problemas de gestión de riesgo financiero en la industria energética (electricidad, gas, petróleo).

<http://www.business.uc3m.es/en/faculty/profesor/perfil/juan-ignacio-pena>

• Rosa Rodríguez López

Decana de la Facultad de Ciencias Sociales y Jurídicas de la Universidad Carlos III y profesora titular de Economía Financiera y Contabilidad en el Departamento de Economía de la Empresa de la Universidad Carlos III. Posee el grado de doctora en Economía por la Universidad Carlos III de Madrid y es licenciada en Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid. Sus áreas de investigación se centran en la valoración de activos financieros y la gestión del riesgo. Ha publicado en revistas internacionales de referencia como *Energy Policy*, *Energy*, *The Energy Journal*, *Journal of Financial Economics*, *Quantitative Finance*, *Journal of Banking and Finance* o *Journal of International Money and Finance*.

<http://www.business.uc3m.es/en/faculty/profesor/perfil/rosa-rodriguez>

• Silvia Mayoral Blaya

Profesora titular de Economía Financiera y Contabilidad en el departamento de Economía de la Empresa de la Universidad Carlos III. Posee el grado de doctora en Economía por la Universidad Carlos III de Madrid y es licenciada en Matemáticas por la Universidad Autónoma de Madrid. Sus áreas de investigación se centran en la valoración de activos financieros, ineficiencias de mercado y en la gestión del riesgo. Ha publicado en revistas internacionales de referencia como *Journal of Banking and Finance*, *European Journal of Operational Research*, *Insurance*, *Mathematics and Economics* o *Journal of Operational Risk*.

<http://www.business.uc3m.es/en/faculty/profesor/perfil/silvia-mayoral>

FUNCAS

C/ Caballero de Gracia, 28
Madrid, 28013, Spain
Tel. +34 91 5965481 +34 91 5965718
Email: publica@funcas.es
www.funcas.ceca.es

P.V.P.: Edición papel, 20€ (IVA incluido)
Edición digital, gratuita

ISBN 978-84-17609-42-9

