SEGUNDA EDICIÓN

Orientación para comprender el financiamiento de proyectos energéticos



ÍNDICE

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN 5

1.1 ¿A quién está dirigido este manual? 7
1.2 ¿Cómo se integra este libro en la serie *Orientación para comprender*? 7
1.3 ¿Quiénes son los autores? 8
1.4 ¿Cómo se elaboró este libro? 8
1.5 ¿Cómo puedo utilizar este libro? 9

CAPÍTULO 2: CONTEXTO 13

2.1 El desafío de financiar proyectos energéticos 14
2.2 El creciente déficit energético 14
2.3 Financiamiento de proyectos energéticos en un contexto de endeudamiento limitado 15
2.4 Transición energética y cambio climático 16
2.5 Mecanismos de financiamiento climático 18

CAPÍTULO 3: CONSIDERACIONES SOBRE EL FINANCIAMIENTO 23

3.1 Introducción 24
3.2 Aspectos a nivel de país 24
3.3 Requisitos de infraestructura 36
3.4 Aspectos a nivel del proyecto 38
3.5 Consideraciones sobre el cambio climático 44

CAPÍTULO 4: ESTRUCTURAS DE COMPRA DE ENERGÍA 47

4.1 Introducción 48
4.2 Empresa eléctrica compradora 49
4.3 Comprador corporativo de energía 57
4.4 Estructuras emergentes de compra de energía 61
4.5 Mercados eléctricos competitivos 67

CAPÍTULO 5: FUENTES DE CAPITAL 71

5.1 Introducción 72
5.2 Tipos de capital 72
5.3 Costo de capital 75
5.4 Aportadores de capital 76

CAPÍTULO 6: ESTRUCTURAS DE FINANCIAMIENTO 96

6.1 Introducción 97
6.2 Financiamiento del gobierno del país anfitrión 97
6.3 Financiamiento de infraestructura basado en recursos 100
6.4 Financiamiento del promotor 102
6.5 Financiamiento de proyectos 104
6.6 Créditos de carbono 118

CAPÍTULO 7: DOCUMENTOS DE LA OPERACIÓN 126

7.1 Introducción 127
7.2 Documentos de financiamiento 128
7.3 Contratos del proyecto 135

CAPÍTULO 8: APOYO SOBERANO 146

8.1 Introducción 147
8.2 Cartas de garantía y cartas de apoyo 151
8.3 Acuerdo de opción de compra y venta 153
8.4 Carta de crédito de liquidez 157
8.5 Cuentas de garantía de liquidez (*escrow*) 160
8.6 Sostenibilidad de la deuda 162
8.7 Consideraciones para el gobierno del país anfitrión 170
8.8 Resumen de los puntos clave 175

CAPÍTULO 9: RESPALDO CREDITICIO DE TERCEROS Y MITIGACIÓN DE RIESGOS 178

9.1 Apoyo crediticio de terceros y mitigación de riesgos 179

GLOSARIO 208

RECURSOS EN LÍNEA 224

SIGLAS 229

Capítulo 1: Introducción

Este manual se basa en la primera edición para ofrecer una visión general actualizada de las principales consideraciones relacionadas con el financiamiento de proyectos energéticos en África. También destaca la evolución del panorama del financiamiento y ofrece información sobre las estructuras emergentes y sus características específicas. De este modo, busca ofrecer a las partes interesadas orientación práctica para desarrollar estrategias que permitan aumentar el volumen de capital movilizado y contribuir a reducir el creciente déficit energético.

A pesar de los importantes avances en la transición energética, persiste una brecha considerable entre la demanda y la oferta de electricidad en los sectores eléctricos de las economías emergentes, en especial en África. Aunque los gobiernos, los bancos multilaterales de desarrollo (BMD) y otras partes interesadas han impulsado distintas iniciativas para aumentar la generación eléctrica y ampliar el acceso a la energía, todavía se necesitan inversiones considerables. Además, los desafíos macroeconómicos han limitado la capacidad fiscal de las economías en desarrollo para consolidar un sector eléctrico sostenible sin apoyo externo.

En la mayoría de los mercados africanos, se invierte muy poco capital en el sector energético, pese a los cuantiosos recursos comprometidos y al amplio consenso y los compromisos asumidos en torno a los objetivos mundiales de desarrollo. Entre las razones que explican esta insuficiencia figuran una percepción negativa del riesgo generalizada y persistente, pese a las bajas tasas de incumplimiento observadas en la práctica, así como la necesidad de seguir avanzando en la creación de entornos propicios claros y transparentes.

Ante estos desafíos, las partes interesadas han explorado enfoques alternativos para acelerar el desarrollo del sector eléctrico, más allá de los modelos tradicionales. La transición energética en curso también ha impulsado la adopción generalizada de nuevas tecnologías y modelos de negocio que requieren soluciones innovadoras de financiamiento y enfoques alternativos para la asignación de riesgos. Cada vez surgen más opciones para responder a estas necesidades, lo que abre nuevas fuentes de capital y ofrece perspectivas de avances más rápidos.

1.1 ¿A quién está dirigido este manual?

Está dirigido principalmente a las partes interesadas del sector energético que participan en el financiamiento de proyectos energéticos. Entre estas partes interesadas se encuentran funcionarios públicos, representantes de empresas estatales, productores independientes de energía eléctrica, bancos de desarrollo y comerciales, inversionistas y otros financiadores. Los profesionales del sector deberían consultarlo desde las primeras etapas del desarrollo de proyectos energéticos para evaluar las opciones de financiamiento disponibles.

1.2 ¿Cómo se integra este libro en la serie *Orientación para comprender*?

Este manual es el sexto título de la serie "Orientación para comprender", publicada por Power Africa. Asimismo, hace referencia a los demás manuales de la serie, que están disponibles tanto en formato impreso como electrónico. Algunos conceptos o aspectos de determinados temas se abordan con mayor profundidad en otros libros de la serie. En esos casos, el tema no se abordará en detalle y se dará por sentado que el lector, si necesita más información, podrá consultar los manuales correspondientes.



1.3 ¿Quiénes son los autores?

En su elaboración colaboró un grupo diverso de profesionales del sector eléctrico, entre ellos funcionarios públicos, abogados, académicos y especialistas en financiamiento. Al reunir la experiencia práctica y los conocimientos de sus autores, el libro busca ofrecer una perspectiva integral que trascienda la de cualquier grupo del sector, profesional u organización en particular. A través de un proceso colaborativo de redacción, los autores han generado aportes cuyo valor supera la suma de sus conocimientos y experiencias individuales. Esperan que sus distintas perspectivas contribuyan a una comprensión común de estos temas entre las diversas partes interesadas en los proyectos.

1.4 ¿Cómo se elaboró este libro?

El manual se elaboró utilizando el método Book Sprint (*www.book-sprints.net*), que permite redactar, editar y publicar una obra completa en tan solo cinco días. Nuestra experiencia comenzó con un animado intercambio de ideas y pronto dio paso a un ritmo frenético de redacción, con pausas ocasionales para incorporar ideas brillantes y reflexiones clave. En algunos temas hubo un grado de consenso sorprendente y, en otros, un nivel de debate inesperado. El resultado es una obra que refleja esta colaboración, y no las opiniones personales de los autores ni de las instituciones a las que representan.

Los autores desean agradecer a Alysa Khouri, facilitadora del Book Sprint, por su paciente orientación y liderazgo constante durante las casi 75 horas que duró el proceso de redacción. Los autores desean asimismo expresar su agradecimiento a Lennart Wolfert, del equipo remoto de Book Sprints, por transformar nuestras notas, redactadas apresuradamente, en ilustraciones visualmente atractivas y sugerentes; y a Raewyn Whyte y Christine Davis, cuya meticulosa labor de corrección garantizó la precisión y claridad del texto.

Los autores desean reconocer la labor de las siguientes personas e instituciones, que contribuyeron a orientar el diálogo y generar consenso

en torno a la necesidad de este manual: Megan Taylor (USAID/Power Africa); Olivier Pognon (Fondo Africano de Apoyo Jurídico); y Kenyon Weaver (Programa de Desarrollo del Derecho Comercial). Los autores desean reconocer las valiosas contribuciones de Anna Sherman y Natalie Burg (CLDP). Su minuciosa revisión y sus comentarios permitieron que el manual se redactara con un lenguaje claro y accesible. Además, su importante labor de planificación y desarrollo fue fundamental para dar forma al concepto y la estructura de este Manual.

Los autores desean asimismo agradecer el generoso apoyo financiero y logístico brindado por el programa Power Africa de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) y el Fondo Africano de Apoyo Jurídico (ALSF).

1.5 ¿Cómo puedo utilizar este libro?

Siguiendo el enfoque de acceso abierto de la serie *Orientación para comprender* de Power Africa, este manual busca reflejar el carácter dinámico del proceso de Book Sprint. Está concebido no solo como obra de consulta, sino también como punto de partida para fomentar el debate y la investigación.

Se publica bajo la licencia Creative Commons Atribución/Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional (CC BY-NC-SA). Esta licencia permite a cualquier persona copiar, extraer fragmentos, adaptar, traducir y reutilizar el contenido con fines no comerciales, sin necesidad de solicitar autorización a los autores, siempre que la obra resultante se comparta también bajo una licencia Creative Commons.

Está disponible inicialmente en inglés; próximamente se publicará una edición en francés. Puede consultarse tanto en formato electrónico en *cldp.doc.gov/Understanding* como en formato impreso. También puede utilizarse como recurso interactivo en línea. Muchos de los autores que colaboraron en su elaboración trabajan activamente en sus respectivas instituciones para adaptarlo y utilizarlo como base para cursos de capacitación y programas de asistencia técnica.

Los autores de esta segunda edición desean reconocer y agradecer las contribuciones de los autores de la primera edición de este manual, entre ellos Rhoda Limbani Mshana, Especialista principal en resultados del Banco Africano de Desarrollo (Costa de Marfil); Lucy Chege, Directora general de financiamiento de infraestructura del Banco de Desarrollo de África Meridional (Sudáfrica); Patrick M. Dougherty, Asesor jurídico sénior del Banco Mundial (Estados Unidos); Toyin Ojo, Asesora jurídica sénior del Fondo Africano de Apoyo Jurídico (Costa de Marfil); Alex Evans, Asesor jurídico general adjunto para financiamiento de PyME de la Corporación para la Inversión Privada en el Extranjero (Estados Unidos); Dozie Okpalaobieri, Asesor en materia de energía del Ministerio de Hacienda (Nigeria); Franca Sandham, Financiamiento de Energía e Infraestructura, Investec Bank Limited (Sudáfrica); Jay Govender, Director de Proyectos e Infraestructura de Cliffe Dekker Hofmeyr Inc. (Sudáfrica); Kaushik Ray, Socio de Trinity International LLP (Reino Unido); Tony Iskarpatyoti, Vicepresidente de Nexant, Inc. (Estados Unidos); Tim Scales, Socio de Allen & Overy LLP (Reino Unido); Vibhuti Jain, Asesora sénior de financiamiento de proyectos de USAID/Power Africa (Estados Unidos/Sudáfrica); Amir Shaikh, Asesor jurídico jefe del Fondo Africano de Apoyo Jurídico (Costa de Marfil); y Neil van Niekerk, Director general y jefede Financiamiento de Proyectos y Exportaciones para África de Standard Chartered Bank (Sudáfrica).

Atentamente,

Los autores colaboradores

Leria Ariniatwe
Asesora jurídica sénior y responsable del sector energético, Fondo Africano de Apoyo Jurídico (ALSF) (Sudáfrica)

Mohamed Badissy
Codirector de transparencia de proyectos
energéticos
Energy for Growth Hub (Estados Unidos)

Jonathan Berman
Director general
Autonomi Capital (Reino Unido/ Sudáfrica)

Nnaemeka Ewelukwa
Exdirector general y exdirector ejecutivo
Nigerian Bulk Electricity Trading Plc (NBET)
(Nigeria)

Jason Seung-soo Jin
Oficial principal de inversiones en energías renovables
Banco Africano de Desarrollo
Fondo de Energía Sostenible para África (SEFA) (Kenia)

Ryan T. Ketchum
Socio
Hunton Andrews Kurth (Reino Unido/Estados Unidos)

Shah Jahan H. Khandokar
Socio
McDermott Will & Emery (Reino Unido)

Mohammed Loraoui
Abogado sénior
Programa de Desarrollo del Derecho Comercial
(CLDP) (Estados Unidos)

Subha Nagarajan
Directora general de Servicios Financieros y
Mercados de Capital
GE Vernova (Estados Unidos)

Gadi Taj Ndahumba
Asesor jurídico jefe, Unidad de Asesoría
Fondo Africano de Apoyo Jurídico (ALSF)
(Sudáfrica)

Cathy Oxby
Cofundadora y directora comercial
Africa GreenCo (Reino Unido/ Zambia)

Gloria Tengera
Asesora jurídica general
Banco de Desarrollo de Ruanda (BRD)
(Ruanda)

Aymeric Teulon
Socio fundador
ORI Partners (Reino Unido)

Varsha Trottman
Asesora jurídica general asociada (Infraestructura y Minerales Críticos)
Corporación Financiera de Desarrollo International de EE. UU. (DFC) (Estados Unidos)

Capítulo 2: Contexto

2.1 El desafío de financiar proyectos energéticos

La primera edición de este manual se publicó cuando el financiamiento de proyectos energéticos desarrollados por el sector privado en el continente africano ya estaba bastante avanzado, aunque en algunos países este modelo apenas comenzaba a adoptarse. En ese momento, en muchos países del mundo se debatía hasta qué punto convenía abrir los mercados eléctricos, ante las preocupaciones por la seguridad energética y la consideración de la energía como un bien público. Hoy, casi una década después, el debate ya no se centra en si debe haber participación del sector privado a lo largo de la cadena de valor energética, sino en cómo articularla, dado que el capital privado se ha convertido en la principal fuente de financiamiento de proyectos energéticos en la mayor parte del mundo. Este giro histórico hacia una dependencia cada vez mayor del capital privado plantea el reto de determinar la mejor manera de atraer, regular, estructurar y canalizar estos recursos hacia proyectos energéticos.

Esta segunda edición del manual *Orientación para comprender el financiamiento de proyectos energéticos* busca abordar con mayor profundidad la creciente complejidad de las necesidades energéticas y las limitaciones de capital, en un contexto de evolución de las estructuras de mercado y las soluciones tecnológicas, así como las oportunidades que estos cambios ofrecen tanto a los países como a los inversionistas. Este capítulo presenta brevemente los principales cambios ocurridos desde la publicación de la primera edición del manual.

2.2 El creciente déficit energético

Desde la publicación de la primera edición del manual, ha aumentado la demanda de un suministro energético confiable y continuo, esencial para que los países puedan industrializarse y alcanzar un mayor crecimiento económico. Más recientemente, el Banco Mundial y el Banco Africano de Desarrollo se han fijado, a través de la Misión 300, la ambiciosa meta de

dar acceso a la electricidad para 2030 a la mitad de los 600 millones de africanos que aún carecen de este servicio. La iniciativa "Mission 300" tiene como objetivo alcanzar una inversión estimada de hasta USD 30 mil millones al año en el sector eléctrico de África, lo que supera con creces la capacidad de inversión de la mayoría de los países africanos.

Durante la última década, muchos países han emprendido reformas de sus mercados eléctricos para ampliar la participación y la inversión en el sector y aumentar la generación eléctrica, pero hasta ahora no han producido los resultados esperados. El sector eléctrico depende de una infraestructura física que abarca toda la cadena de valor, desde la generación hasta la transmisión y la distribución, cuya construcción y mantenimiento requieren importantes inversiones. Para atraer proyectos energéticos y garantizar la sostenibilidad a largo plazo de toda la cadena de valor, se requieren un entorno propicio para la inversión y certidumbre financiera. Ante la falta de compradores de energía con suficiente solvencia crediticia, los actores del sector privado solicitan apoyo soberano adicional. Las múltiples presiones sobre los recursos públicos y la limitada solvencia financiera del sector eléctrico restringen la capacidad de muchos gobiernos africanos para invertir en nueva capacidad de generación, especialmente en los países que ya enfrentan diversos desafíos macroeconómicos. Como resultado, cada vez menos operaciones en las que participan entidades públicas, directa o indirectamente, logran alcanzar el cierre financiero, aun cuando las necesidades energéticas siguen aumentando.

2.3 Financiamiento de proyectos energéticos en un contexto de endeudamiento limitado

Otra dificultad es el reducido margen de endeudamiento soberano tras la pandemia mundial de COVID-19, en un contexto de aumento de las tasas de interés, conflictos internacionales y otras necesidades de gasto fiscal. La pandemia de COVID-19 obligó a los gobiernos a redirigir

rápidamente sus prioridades fiscales hacia medidas de emergencia, lo que terminó revirtiendo, de forma involuntaria, años de avances en el acceso a la energía. A medida que crece la demanda de energía necesaria para el desarrollo, las fuentes tradicionales de capital se ven cada vez más limitadas, por lo que los gobiernos siguen explorando alternativas no tradicionales de financiamiento y estructuras de compra de energía.

La disrupción de las cadenas de suministro provocada por los conflictos mundiales expuso al sector energético y la economía mundial a: (i) la fragilidad de la seguridad energética y (ii) el aumento del costo de los combustibles, equipos y otros bienes importados necesarios para construir, operar y mantener los activos energéticos. La reducción de las exportaciones y el aumento de la demanda de importaciones esenciales deterioraron la balanza de pagos de varios países africanos, lo que provocó una escasez de reservas de divisas, fundamentales para atraer financiamiento externo.

El fuerte aumento de los pagos del servicio de la deuda en los últimos años ha dificultado que muchos gobiernos africanos accedan a los recursos necesarios para financiar proyectos energéticos intensivos en capital. Además, las bajas calificaciones crediticias soberanas limitan aún más el acceso a la inversión externa: en 2023, solo dos países africanos, Botsuana y Mauricio, contaban con calificación de grado de inversión. La consiguiente percepción del riesgo país y del riesgo específico de cada proyecto, sumada al creciente costo del capital en monedas de reserva, ha constituido un importante obstáculo para ampliar las inversiones energéticas en África.

2.4 Transición energética y cambio climático

Muchos países en desarrollo se encuentran en distintas etapas de avance hacia el Objetivo de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas de garantizar el acceso universal a una energía asequible y no contaminante (ODS 7). Desde 2020, ha aumentado la atención internacional para

asegurar que todos los países que suscribieron el Acuerdo de París de 2015, adoptado en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21), presenten sus planes nacionales de acción climática, en los que se establecen sus contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN) y sus compromisos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para 2030. Mientras tanto, para mantener su alineación con el Acuerdo de París, muchas fuentes tradicionales de capital, incluidos los bancos multilaterales de desarrollo (BMD), las instituciones financieras de desarrollo (IFD) bilaterales y las agencias de crédito a la exportación (ACE), están limitando su apoyo financiero a soluciones tecnológicas de generación eléctrica con bajas o nulas emisiones de carbono.

Se insta a los actores públicos y privados del sector eléctrico, incluidos ministerios, organismos reguladores y empresas públicas de servicios eléctricos, a considerar la transición energética como una oportunidad para responder a las exigencias de reducción de emisiones y seguridad energética, así como para avanzar en el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible. Sin embargo, en muchos países del continente, las necesidades de electrificación tienen mayor prioridad que la reducción de emisiones, ante la creciente demanda de energía necesaria para impulsar una mayor actividad económica. Menos del 50 % de la población de África subsahariana tiene acceso a un suministro eléctrico confiable. A modo de comparación, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en 2022 las emisiones de carbono relacionadas con la energía de África representaban apenas el 3,2 % de las emisiones mundiales acumuladas. Los países con menores niveles de electrificación necesitan cantidades significativas de energía para industrializarse y hacer crecer sus economías; por ello, deberán sopesar el impacto de las emisiones frente a los costos de no ampliar la electrificación mediante las soluciones disponibles más eficientes en costos.

Para lograr el acceso universal a la energía en África, la AIE estima que de aquí a 2030 será necesario invertir USD 25 mil millones anuales en infraestructura de red. La mayoría de las empresas estatales de servicios públicos responsables de la transmisión en el continente registran elevadas pérdidas en sus sistemas: en 2020, estas promediaron el 15 %

en África, frente a un promedio mundial del 7 %. Su precaria situación financiera dificulta ampliar y modernizar la red hasta convertirla en un sistema eléctrico confiable y robusto que permita una mayor integración de las energías renovables.

El costo de capital para los proyectos de generación de energía limpia a gran escala en África, que utilizan tecnologías maduras y comercialmente viables, es al menos dos o tres veces mayor que en las economías avanzadas. Ante la urgencia de descarbonizar el sector para cumplir las metas de las CDN, los avances tecnológicos están abriendo paso a nuevas fuentes de energía y soluciones emergentes, como las energías renovables, el almacenamiento, la energía nuclear, el hidrógeno, la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) y las redes inteligentes. Para ampliar la capacidad del sector eléctrico, todas estas soluciones seguirán requiriendo importantes inversiones y una mayor implementación. Para implementar estas soluciones y llevarlas a mayor escala, será necesario contar con políticas adecuadas que creen un entorno propicio, incentivos financieros, incluida la combinación de distintas fuentes de financiamiento para reducir los costos de adopción, y estructuras de mercado que permitan ampliar la capacidad del sector eléctrico.

2.5 Mecanismos de financiamiento climático

El financiamiento climático se refiere al financiamiento de ámbito local, nacional o transnacional, proveniente de fuentes públicas, privadas y alternativas, destinado a apoyar medidas de mitigación y adaptación frente al cambio climático.

Durante la última década, el financiamiento climático ha pasado de ser un concepto abstracto a convertirse en un mercado concreto. Desde la primera edición del manual, el financiamiento climático, tanto público como privado, ha experimentado un enorme crecimiento. En 2021/2022, el financiamiento climático se distribuyó casi por igual

entre actores públicos y privados. Los compromisos del sector público, principalmente de las instituciones financieras de desarrollo (IFD) y las empresas estatales, alcanzaron aproximadamente USD 640 mil millones a nivel mundial. El sector privado también realizó aportes significativos, encabezados por las instituciones financieras comerciales, las empresas y los hogares, que alcanzaron aproximadamente USD 625 mil millones durante el mismo período.

En el sector energético, los fondos de financiamiento climático son instrumentos específicos destinados a impulsar la transición mundial hacia sistemas energéticos con bajas emisiones de carbono y resilientes al clima, mediante préstamos concesionales, aportes de capital, subvenciones y garantías. Estos fondos pueden combinar distintos instrumentos financieros para (i) apoyar una amplia variedad de iniciativas relacionadas con la energía, desde pequeños proyectos comunitarios hasta el desarrollo de grandes proyectos de energía renovable; (ii) reducir los riesgos asociados a modelos de negocio emergentes; y (iii) apoyar la comercialización de nuevas tecnologías.

Si bien es importante destacar la creciente diversidad de mecanismos públicos y privados de financiamiento climático, las partes interesadas también deben dar seguimiento a los montos comprometidos y al acceso efectivo a esos fondos. Las oportunidades para el desarrollo de proyectos energéticos en África seguirán viéndose impulsadas por instituciones públicas y privadas que establezcan metas de cero emisiones netas y, al mismo tiempo, faciliten el acceso al financiamiento climático.

El potencial desaprovechado del financiamiento climático en África

Los países en desarrollo enfrentan importantes desafíos para acceder a estos mecanismos de financiamiento climático. Por ejemplo, en 2021 África recibió apenas USD 30 mil millones en financiamiento climático, de los cuales solo aproximadamente entre el 12 % y el 13 % provino de inversión privada. Entre las medidas para aumentar este monto se encuentran (i) mejorar el conocimiento de los mecanismos de financiamiento climático, (ii) brindar mayor claridad sobre la regulación

a nivel internacional y (iii) fortalecer la capacidad y la coordinación entre los ministerios y autoridades sectoriales pertinentes, por ejemplo, los responsables de medio ambiente, finanzas, energía y tierras, así como con los organismos gubernamentales encargados de la ejecución. Entre las barreras que impiden al sector privado aprovechar estos mecanismos de financiamiento climático se encuentran los prolongados procesos de desarrollo de proyectos, asociados a (i) un entorno poco propicio; (ii) altos costos de endeudamiento; (iii) acceso limitado a financiamiento predecible y de largo plazo; (iv) riesgos reputacionales percibidos en torno a determinados proyectos; y (v) la imposibilidad de cumplir los criterios de elegibilidad relacionados con la solidez de las metodologías de cuantificación aplicables.

Evolución de las estructuras de mercado

Para acelerar el desarrollo de nueva capacidad de generación, algunos gobiernos africanos están abriendo sus sectores eléctricos a nuevos actores con capacidad jurídica y operativa para generar y/o comprar electricidad. En los párrafos siguientes y en *Capítulo 4: Estructuras de compra de energía* se analizan estos nuevos participantes del sector y las estructuras que facilitan su adquisición de energía procedente de proyectos energéticos independientes.

Soluciones descentralizadas

Los nuevos desarrollos del sector eléctrico, como las minirredes y otros sistemas descentralizados, complementan la generación a gran escala conectada a la red. Las soluciones descentralizadas que brindan acceso a la electricidad fuera de la red pueden ser la opción más efeciente en costos para atender a más de la mitad de la población que aún carece de este servicio, especialmente en países con poblaciones muy dispersas o donde la expansión de la infraestructura de red debe seguir el ritmo del avance de las tecnologías renovables y del crecimiento demográfico.

Las soluciones descentralizadas podrían contribuir a acelerar la electrificación de las poblaciones que aún no cuentan con acceso a la electricidad. Sin embargo, para que estos proyectos sean realmente viables desde el punto de vista económico y constituyan una base sólida

para los esfuerzos nacionales de industrialización, deben desarrollarse a gran escala y poder conectarse posteriormente a la red eléctrica central.

Acuerdos bilaterales de compra de energía (PPA) y generación para autoconsumo

En toda África, los usuarios finales comerciales e industriales han instalado, cuando la normativa lo permite, proyectos de generación para autoconsumo que les proporcionan un suministro eléctrico confiable para sus operaciones industriales, las cuales requieren electricidad ininterrumpida para funcionar de manera segura y continua.

Las industrias que recurren a la generación para autoconsumo pueden compartir el excedente de energía con las comunidades cercanas, actuando como generadores para autoconsumo que suministran electricidad a la red o a minirredes operadas por terceros. También pueden operar minirredes si invierten en la infraestructura de red necesaria y pasan de ser generadores para autoconsumo a operadores de sistemas de minirredes, o bien actuar como compradores ancla de proyectos de generación a gran escala.

Avances en la integración regional

Interconexiones transfronterizas

El continente está ampliamente familiarizado con el uso de interconexiones transfronterizas y mercados eléctricos regionales para hacer frente al déficit energético y, al mismo tiempo, fortalecer la cooperación regional. Proyectos energéticos clave, como el Gasoducto de África Occidental (WAGP), que suministra gas desde Nigeria a la República de Benín, Togo y Ghana; la línea de transmisión North Core, actualmente en desarrollo, que conecta Nigeria con Burkina Faso, Níger y Benín; y el Gasoducto Transahariano (TSGP), que se prevé conecte Nigeria con Argelia, constituyen ejemplos concretos del comercio transfronterizo de energía. En África Meridional, el Southern African Power Pool (SAPP) está en proceso de captar recursos para un fondo de financiamiento combinado, el Regional Transmission Infrastructure Financing Facility (RTIFF), destinado a invertir en una cartera de interconexiones transfronterizas. Todos estos ejemplos apuntan hacia

un futuro en el que las transacciones transfronterizas de energía serán cada vez más frecuentes en todo el continente.

Mercados eléctricos regionales

Desde la primera edición del manual, los mercados eléctricos regionales han experimentado avances importantes, entre ellos la armonización regulatoria y técnica y el diseño de normas de mercado que permitan su adecuado funcionamiento y el comercio de electricidad a través de redes de transmisión interconectadas. Esto está generando oportunidades para (i) ampliar los mercados y las categorías de participación, (ii) desarrollar nuevas estructuras de compra de energía y (iii) aumentar la participación del sector privado en la transmisión eléctrica, lo que permitirá optimizar la distribución de la energía generada.

Capítulo 3: Consideraciones sobre el financiamiento

3.1 Introducción

En este capítulo se analizarán los principales factores que tienen en cuenta quienes aportan capital al decidir si participan en el financiamiento de un proyecto de energía. Se centrarán principalmente en aquellas cuestiones que puedan afectar, directa o indirectamente, a la capacidad del generador para ofrecer la rentabilidad esperada sobre el capital propio y/o para amortizar cualquier deuda. Si estos factores o riesgos son mitigados de manera insuficiente o inadecuada, se verá afectada la capacidad del proyecto de atraer capital o incrementará considerablemente su costo.

Esta sección identifica los riesgos tanto a nivel de país (riesgo sistémico) como a nivel de proyecto (riesgo específico del activo). Estos riesgos pueden mitigarse mediante una combinación de estructuras de compra de energía (que se analizan con más detalle en el *Capítulo 4: Estructuras de compra de energía*), estructuras de financiamiento (que se analizan con más detalle en el *Capítulo 6: Estructuras de financiamiento*) y acuerdos contractuales (que se analizan con más detalle en el *Capítulo 7: Documentos de la operación*).

En la sección 7 del manual *Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía Segunda edición*se ofrece un análisis más detallado de los riesgos que se describen a continuación.

3.2 Aspectos a nivel de país

La implementación exitosa de un proyecto de energía requiere un entorno propicio para desarrollar, construir, operar y mantener un activo capaz de generar flujos de caja mediante la venta de electricidad. También requiere que los flujos de caja sean previsibles y no se vean obstaculizados por barreras normativas o regulatorias. Esto requiere (i) un entorno de políticas públicas, incluidos marcos jurídicos y regulatorios, que proteja y haga efectivos los derechos de todos los actores que participan en el sector energético, y (ii) la infraestructura

física complementaria necesaria para desarrollar, construir, operar y mantener el activo (por ejemplo, acceso vial, infraestructura de combustible y capacidad para evacuar o transmitir la energía a los compradores, entre otros).

Asistencia técnica

La asistencia técnica, a menudo dirigida a los gobiernos, puede contribuir a fortalecer el marco regulatorio e institucional del sector energético y a desarrollar capacidades técnicas en las entidades gubernamentales pertinentes. Esta asistencia tiene por objeto crear un entorno propicio para atraer inversiones y desarrollar proyectos de energía sostenibles. Por lo general, se financia mediante subvenciones, que no requieren reembolso, y se utiliza para apoyar el desarrollo de políticas públicas, el fortalecimiento de capacidades y las reformas institucionales que refuerzan la capacidad del sector energético para planificar, contratar, gestionar y ejecutar proyectos a gran escala. Véase el Anexo para consultar una lista de posibles proveedores de asistencia técnica.

Entorno propicio de políticas públicas

Un entorno propicio para la inversión, respaldado por un marco jurídico y regulatorio estable y previsible, es fundamental para atraer el capital privado necesario para desarrollar, construir y operar proyectos de energía. Asimismo, la eficiencia de la coordinación entre las entidades gubernamentales será determinante para la viabilidad comercial y la capacidad de atraer inversión de un proyecto de energía, ya que incide en el riesgo de ejecución, un factor clave para atraer el capital necesario para desarrollar y construir el proyecto. Esta sección abordará los siguientes temas:

- Riesgo de planificación
- Devaluación de la moneda
- Restricciones a la convertibilidad y transferencia de divisas

- Sostenibilidad de la deuda pública
- Fuerza mayor
- Capacidad institucional y recursos humanos

Riesgo de planificación
Toda inversión en proyectos nuevos de generación eléctrica debe evaluarse en el contexto más amplio del panorama energético del país. Esto incluye, entre otros aspectos, evaluar cómo encaja un proyecto de energía en la hoja de ruta general de planificación energética del país. La mayoría de los países cuentan con algún equivalente de un plan integrado de recursos (IRP), en el que se establece cómo prevén satisfacer sus necesidades de oferta para responder al crecimiento proyectado de la demanda energética a largo plazo. Los IRP también establecen la combinación óptima de fuentes y tecnologías de generación de energía para garantizar un suministro energético asequible, confiable y sostenible, teniendo en cuenta objetivos de política pública más amplios, como los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC).

Los siguientes riesgos son fundamentales para la evaluación inicial de viabilidad que realizará un proveedor de capital:

- **Riesgos asociados a las previsiones de demanda:** Las incertidumbres y posibles imprecisiones en las previsiones de la demanda futura de electricidad, así como la demanda reprimida existente, pueden afectar la planificación de los proyectos de energía y las decisiones financieras y operativas. Los proyectos de productores independientes de energía (IPP) suelen estructurarse sobre la base de la disponibilidad, en lugar de la demanda; es decir, se les paga en función de su capacidad para generar electricidad, independientemente de que esa electricidad sea necesaria o llegue a utilizarse. Esto permite que el IPP se concentre en los factores que están bajo su control, mientras que la previsión de la demanda y el riesgo asociado quedan a cargo del gobierno. Los gobiernos pueden beneficiarse del uso de herramientas integrales de previsión de la demanda, como los planes maestros de electricidad

y los planes de expansión de la generación a corto plazo, para tomar decisiones informadas sobre la futura demanda de electricidad.

- **Riesgos tecnológicos:** La transición energética está acelerando el ritmo de evolución tecnológica en las distintas categorías de productos. Muchas de las soluciones más avanzadas disponibles actualmente para reducir las emisiones o alcanzar cero emisiones de carbono son costosas o aún no se han comercializado plenamente, y se prevé que las versiones de próxima generación de estas tecnologías sean más económicas y/o eficientes. Por ejemplo, el rápido avance tecnológico de los productos de energía renovable, incluidas las tecnologías de almacenamiento en baterías, podría hacer que los proyectos existentes sean menos competitivos o queden expuestos al riesgo de obsolescencia tecnológica. Los cambios en la normativa gubernamental relativa a la producción de energía y a las normas medioambientales podrían generar incertidumbres que afecten a la viabilidad del proyecto. Establecer un marco a lo largo del ciclo del proyecto, incluidas las etapas de contratación y desarrollo, que permita a los promotores incorporar avances tecnológicos que mejoren o preserven la viabilidad económica del proyecto puede contribuir a mitigar este riesgo.

- **Riesgos de contratación:** Durante el proceso de contratación pueden surgir incertidumbres y posibles dificultades que afecten negativamente la ejecución, los costos y los plazos del proyecto. Los riesgos de contratación se relacionan principalmente con los procesos de adquisición y las consideraciones contractuales que, de no gestionarse de manera transparente, podrían generar problemas jurídicos y reputacionales para el proyecto y dar lugar a la terminación del proceso, la cancelación de los contratos del proyecto y posibles litigios.

Para un análisis exhaustivo de la planificación de la contratación de proyectos energéticos, consulte el manual *Orientación para comprender la contratación de proyectos energéticos* .

Cumplimiento de la legislación, cambios legislativos y cambios tributarios

El proyecto está sujeto al régimen jurídico y regulatorio del país anfitrión. Las leyes y reglamentos aplicables a un proyecto de energía pueden abarcar desde tratados internacionales, como los tratados bilaterales de inversión y la Convención de Nueva York sobre el Reconocimiento y la Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras, hasta instrumentos legislativos, como las leyes que incorporan tratados internacionales al derecho interno y las leyes tributarias, así como códigos de red y directrices municipales. La forma en que se redacten e implementen estas leyes y reglamentos influirá en la percepción del riesgo país y en la capacidad del proyecto para atraer inversión.

Si las leyes y reglamentos aplicables cambian durante el desarrollo, la construcción o la operación de un proyecto, las consecuencias para el proyecto y sus aportadores de capital podrían ser significativas, entre ellas el aumento de los costos de construcción u operación y/o la imposibilidad de cumplir las obligaciones contractuales.



En la sección 7.5 de la segunda edición del manual *Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía* se analizan estos riesgos cuando la empresa eléctrica estatal y el gobierno son las contrapartes de un acuerdo de compra de energía (PPA). En el caso de las transacciones con compradores del sector privado, la distribución de los riesgos asociados a los cambios legislativos y fiscales se basa en consideraciones comerciales que se analizan con más detalle en el *Capítulo 4: Estructuras de compra de energía*.

Riesgo político

Los riesgos políticos están relacionados con medidas gubernamentales que impiden o restringen el derecho de la empresa generadora y/o del aportador de capital a utilizar el proyecto o beneficiarse de él, lo que (i) afecta negativamente los ingresos del proyecto o (ii) reduce el valor de sus activos. Entre los riesgos políticos se incluyen la guerra,

las revoluciones, la expropiación de bienes y las medidas destinadas a restringir la repatriación de utilidades u otros ingresos.

Los riesgos políticos representan la probabilidad de que las operaciones comerciales se vean interrumpidas por fuerzas, medidas o acontecimientos de carácter político, ya sea que se produzcan en el país anfitrión o como consecuencia de cambios en el entorno internacional. Por lo general, se considera que los riesgos políticos son aquellos que el gobierno del país anfitrión está en mejores condiciones de gestionar y suelen abarcar una amplia gama de riesgos, entre ellos:

- riesgo cambiario: restricciones a la convertibilidad de la moneda local en divisas y a la transferencia de esas divisas fuera del país anfitrión. A continuación se ofrece más información al respecto;
- terrorismo y actos de violencia;
- guerra, disturbios civiles e insurrección;
- expropiación de la propiedad, el control o los derechos sobre una inversión; y
- expropiación progresiva: Se produce cuando el gobierno no expropia directamente una planta, pero adopta medidas que, en la práctica, hacen que el generador pierda el control efectivo de esta, entre ellas la imposición de cargas regulatorias excesivas y restricciones a la compra de divisas o a la repatriación de ingresos cuando la tarifa del PPA está denominada en moneda local.

Es importante distinguir la expropiación de las medidas legítimas adoptadas por el gobierno. Los gobiernos deben conservar la facultad de adoptar medidas para regular la actividad socioeconómica del país, incluidas medidas en materia de salud, seguridad ambiental y tributación. Cuando un generador mantiene relaciones contractuales con empresas estatales (SOE) responsables de infraestructura asociada, por ejemplo, mediante contratos de transmisión o de transporte de gas, pueden surgir controversias comerciales, que deberán resolverse de conformidad con los recursos previstos en dichos contratos. Sin embargo, dichas medidas o actuaciones deben adoptarse de buena

fe, sin carácter discriminatorio y sin tener como finalidad principal la confiscación de bienes.

Riesgos cambiarios, de convertibilidad y de transferencia de fondos

Implicaciones del financiamiento en moneda de reserva frente al financiamiento en moneda local

Los proyectos energéticos pueden financiarse tanto en moneda local como en moneda de reserva. La moneda local es la moneda de la jurisdicción en la que se construirá y operará el proyecto, mientras que una moneda de reserva es aquella que los gobiernos e instituciones mantienen en cantidades significativas como parte de sus reservas de divisas. Los préstamos destinados a proyectos energéticos suelen estar denominados en monedas de reserva, como dólares estadounidenses y euros. Las monedas de reserva también suelen denominarse indistintamente monedas fuertes, es decir, monedas ampliamente aceptadas como medio de pago en todo el mundo y que, por lo general, corresponden a países altamente industrializados.

El financiamiento en moneda de reserva como norma

En los mercados emergentes, incluida África subsahariana, los proyectos energéticos suelen financiarse total o mayoritariamente en moneda de reserva. A menudo no es posible financiar deuda de largo plazo en moneda local por los montos que requieren muchos proyectos energéticos a escala de red, debido a las restricciones de liquidez y a la disponibilidad limitada en el mercado. En concreto, los proveedores de préstamos, como los bancos comerciales internacionales, los bancos multilaterales de desarrollo (BMD), las instituciones financieras de desarrollo (IFD) y las agencias de crédito a la exportación (ACE), con frecuencia no pueden otorgar préstamos en moneda local en los mercados emergentes. Algunas instituciones financieras de desarrollo (IFD) pueden ofrecer financiamiento en moneda local, pero, por lo general, los bancos locales constituyen la principal fuente de créditos en moneda local. Sin embargo, en el sector eléctrico, es posible que los bancos comerciales locales no tengan capacidad para otorgar préstamos en moneda local por los montos y plazos requeridos.

Cuando el financiamiento en moneda local es una opción viable, los prestamistas tienden a aplicar tasas de interés más bajas a los préstamos en moneda de reserva que a los denominados en moneda local, debido a la mayor volatilidad de esta última y a su mayor exposición a la inflación. Por lo tanto, las tasas de interés de los préstamos en moneda de reserva son más bajas. En consecuencia, tradicionalmente se ha considerado que el financiamiento en moneda de reserva es una opción más económica. En realidad, esta evaluación no tiene en cuenta la depreciación o devaluación de la moneda local, fenómenos actualmente muy extendidos en los mercados emergentes durante los ciclos mundiales de caída de los precios de las materias primas y de desaceleración económica. No obstante, las tasas nominales de los préstamos en moneda de reserva son casi siempre más bajas que las de los préstamos en moneda local en los mercados en desarrollo y emergentes.

En un mercado emergente, el promotor suele insistir en que el PPA esté denominado en una moneda de reserva, por lo general dólares estadounidenses, para que coincida con sus obligaciones de deuda en esa misma moneda, debido al riesgo percibido de depreciación de la moneda local.

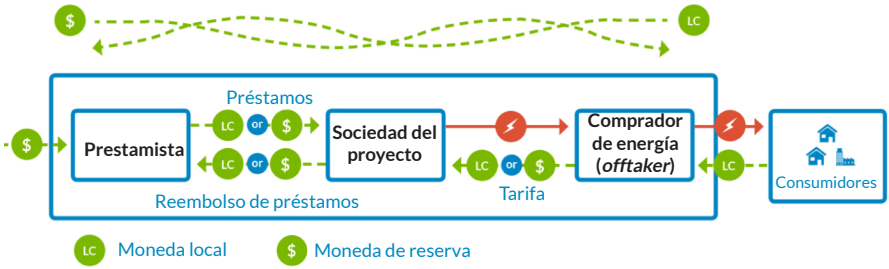
Al mismo tiempo, el comprador de energía, como una empresa de servicios públicos, casi siempre cobra a los usuarios finales locales una tarifa eléctrica y, por lo tanto, percibe sus ingresos en moneda local. Esto genera un descalce de monedas, ya que el financiamiento de los proyectos energéticos y los PPA en los mercados emergentes están denominados en una moneda distinta de aquella en la que el comprador de energía percibe sus ingresos. Este descalce es significativo y afecta al perfil general de riesgo de una inversión en el sector eléctrico de las siguientes maneras:

- En primer lugar, especialmente en períodos de depreciación y volatilidad de la moneda local, este desajuste reduce la capacidad del comprador de energía para cumplir sus obligaciones de pago frente al productor de energía, en este caso, la sociedad del proyecto, en virtud de un PPA denominado en moneda de reserva.

➔ En segundo lugar, si la depreciación de la moneda afecta la capacidad del comprador de energía para pagar a la sociedad del proyecto, esta puede no disponer de fondos suficientes para amortizar su deuda denominada en moneda de reserva.

Un prestamista que invierte en un proyecto energético en un país emergente tendrá en cuenta el riesgo cambiario al evaluar el atractivo general del proyecto y, si no existe algún mecanismo de mitigación de riesgos, puede mostrarse menos dispuesto a otorgar financiamiento a la sociedad del proyecto o exigir una tasa de interés más alta.

El diagrama que figura a continuación ilustra el posible descalce de monedas.



Financiamiento híbrido en moneda de reserva y moneda local
Aunque quizá no sea posible financiar una inversión en el sector eléctrico exclusivamente en moneda local, sí puede desarrollarse una solución híbrida, financiando una parte del proyecto energético en moneda local y el resto en moneda de reserva. La principal ventaja de denominar en moneda local una parte del financiamiento de un proyecto energético es evitar, al menos respecto de esa parte del proyecto, el descalce de monedas y los riesgos asociados. Otra ventaja importante es que el financiamiento en moneda local tiene más probabilidades de atraer fuentes locales de financiamiento, contribuyendo así a profundizar los mercados nacionales y a desarrollar su liquidez.

Devaluación de la moneda

La devaluación de la moneda puede afectar significativamente la viabilidad comercial de un proyecto energético, ya que aumenta el riesgo de pérdidas financieras. Cuando se devalúa la moneda de un país, el servicio de cualquier deuda denominada en moneda extranjera, es decir, en moneda de reserva, se vuelve más costoso cuando los ingresos se perciben en moneda local. El momento en que se produzca la devaluación también puede afectar el costo relativo de los equipos del proyecto y de otros gastos de capital necesarios durante su construcción, operación y mantenimiento. Esto puede comprometer la suficiencia y calce de los flujos de efectivo en moneda local para cubrir el aumento de los costos, lo que podría generar dificultades financieras para el comprador de energía o el generador y dar lugar a un evento de incumplimiento o a la rescisión del contrato.

Los aportadores de capital evaluarán cuidadosamente el riesgo de devaluación y las medidas adoptadas para mitigarlo. Su evaluación variará considerablemente si el país forma parte de una unión monetaria o si su moneda está vinculada a una moneda de reserva. A nivel de política pública, una tarifa que refleje los costos puede ayudar a las empresas públicas de servicios eléctricos a ajustarse a la devaluación de su moneda, lo que será valorado favorablemente por los aportadores de capital extranjeros. Sin embargo, esto traslada a la población la carga de unas tarifas más altas en moneda local. El gobierno también puede considerar la mejor manera de movilizar capital nacional, reduciendo así la exposición del país al riesgo de devaluación de la moneda.

Restricciones a la convertibilidad y transferencia de divisas

La mayor parte del capital obtenido de aportadores de capital internacionales deberá amortizarse y reembolsarse en la moneda en que fue originalmente aportado. Por lo tanto, el aportador de capital evaluará cuidadosamente el proceso y el costo de convertir la moneda local nuevamente en una moneda de reserva, que posteriormente podrá convertirse a la moneda requerida, si fuera distinta. Las dificultades para

convertir la moneda repercutirán en el costo del capital y, en algunos casos, pueden reducir su disponibilidad para el proyecto.

En los proyectos que son en gran medida con financiamiento externo, cuando el comprador de energía es una empresa estatal o el gobierno se compromete a brindar apoyo al proyecto, es probable que el riesgo cambiario se asigne al comprador de energía y/o al Estad. En estos casos, el gobierno y el promotor del proyecto deberían consultar con el Banco Central para evaluar las limitaciones del mercado de moneda local y asegurarse de que los costos asociados a la conversión no incrementen el costo del capital y, por consiguiente, la tarifa del PPA. Puede establecerse un protocolo de facturación y conversión para minimizar las pérdidas, o incluso decidirse, en última instancia, que el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión están en mejores condiciones para realizar la conversión de los pagos.

También deberían celebrarse consultas con el Banco Central para evaluar posibles obstáculos a la transferencia de fondos desde cuentas locales a cuentas en el extranjero. El riesgo de que no se permita transferir fondos fuera del país (riesgo de transferencia de fondos) afectará la capacidad del proyecto para atraer financiamiento externo y, si se materializa durante la fase de operación, puede dar lugar a la rescisión del PPA. En las transacciones del sector eléctrico en las que el comprador de energía sea una entidad privada, los riesgos asociados a la convertibilidad de la moneda y a la transferencia de los fondos del proyecto se asignarán entre los participantes privados, teniendo en cuenta el entorno propicio existente. Aunque estos riesgos recaen principalmente en las partes privadas, en última instancia se incorporarán a la estructura económica del proyecto y se reflejarán en un mayor costo del capital y una tarifa eléctrica más alta.

A nivel de política pública, el gobierno puede considerar si es viable movilizar capital nacional, reduciendo así la exposición del país a las dificultades relacionadas con la conversión y transferencia de divisas.

Sostenibilidad de la deuda pública

La sostenibilidad de la deuda pública del país anfitrión influye significativamente tanto en el costo como en el acceso al capital para

financiar proyectos energéticos. Una gestión inadecuada de la deuda pública genera incertidumbre sobre las perspectivas económicas y lleva a los aportadores de capital a adoptar una postura de evitar más el riesgo. En consecuencia, es probable que los proyectos enfrenten mayores costos de endeudamiento debido al riesgo percibido. Las preocupaciones en torno a la sostenibilidad de la deuda limitarán la capacidad para obtener capital y los tipos de instrumentos que puedan estar disponibles. También puede provocar una devaluación de la moneda del país anfitrión que, como se señaló anteriormente, constituye otra preocupación para el aportador de capital.

Fuerza mayor

En general, un evento de fuerza mayor (FM) suele presentar las siguientes características:

- El evento tiene un efecto adverso significativo en la capacidad de una de las partes para cumplir sus obligaciones contractuales.
- El evento no es imputable a la parte que solicita alivio y escapa a su control razonable.
- El evento no podía haber sido razonablemente previsto por la parte, ni una parte diligente habría podido adoptar medidas razonables para evitarlo o mitigar sus efectos.

Las categorías de eventos de fuerza mayor previstas habitualmente en un PPA incluyen eventos de FM política local, FM política extranjera y FM por causas naturales. Una contraparte de un PPA puede buscar alivio de la fuerza mayor con respecto a eventos contemplados en otros contratos; por ello, es importante armonizar y alinear el concepto de fuerza mayor y su tratamiento en todos los documentos del proyecto. Si existe una falta de armonización, una de las partes podría no tener derecho a quedar exonerada del cumplimiento de sus demás obligaciones contractuales.

En términos generales, si bien los eventos de FM política local deben considerarse riesgos a nivel país y asignarse, por tanto, al gobierno, los eventos de FM por causas naturales y, en algunos casos, los de FM política extranjera se tratan en ocasiones como riesgos a nivel del proyecto. Los

eventos de fuerza mayor pueden provocar retrasos en la finalización del proyecto, aumentar sus costos y perturba la generación de ingresos. La asignación del riesgo de fuerza mayor a la parte que se encuentre en mejores condiciones de gestionarlo es un aspecto fundamental del análisis de viabilidad para la inversión. Los aportadores de capital buscarán asegurarse de que los riesgos estén adecuadamente asignados y gestionados, y de que la sociedad del proyecto cuente con planes de contingencia. También puede implicar la contratación de seguros para cubrir eventos asegurables de fuerza mayor.

Capacidad y recursos humanos
Otro riesgo relacionado a nivel país se refiere al marco institucional y a la disponibilidad de recursos humanos con las competencias necesarias para implementar proyectos energéticos. Esto incluye, entre otros, a los organismos gubernamentales responsables de negociar los PPA, de la planificación de la transmisión y distribución y de la regulación general del sector eléctrico. Si la evaluación pone de manifiesto que las instituciones tienen experiencia limitada o enfrentan restricciones de recursos, será necesario realizar una debida diligencia más exhaustiva.

Fortalecer estas instituciones con una dotación adecuada de personal y proteger sus operaciones de la interferencia política es fundamental para generar confianza entre los inversionistas. La asistencia técnica (véase el recuadro de la sección 3.2 anterior) puede contribuir a este proceso.

3.3 Requisitos de infraestructura

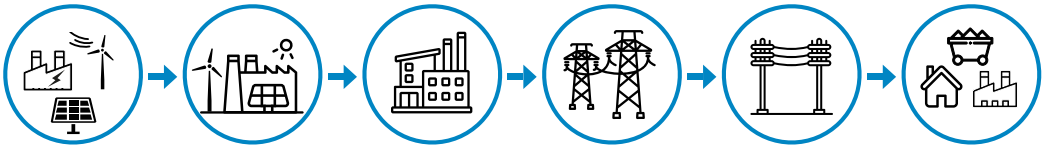
La existencia de la infraestructura física necesaria para respaldar la construcción y operación de un proyecto energético, así como su disponibilidad con capacidad suficiente, constituye un componente fundamental del entorno físico propicio. Esto incluye infraestructura vinculada al sitio, como carreteras y tuberías de agua que permiten acceder al sitio del proyecto, así como infraestructura de transmisión y de red para evacuar la energía generada. En la medida en que dicha infraestructura no esté disponible y el proyecto deba asumir los costos

de proporcionarla o construirla, el gasto de capital asociado a esta infraestructura adicional aumentará el monto de capital externo requerido. Los aportadores de capital querrán asegurarse de que la tarifa negociada genere un flujo de caja suficiente para cubrir estos costos adicionales, que podrían incrementar los riesgos de financiamiento y de crédito, analizados más adelante.

Riesgo de transmisión y distribución

Los inversionistas necesitarán tener la certeza de que, una vez finalizada la construcción, el proyecto podrá generar ingresos, lo que dependerá de que el comprador de energía genere un flujo de efectivo suficiente para pagar por la electricidad. Esto requiere que la red disponga de capacidad suficiente para transmitir la electricidad hasta los consumidores finales que efectúan el pago. Como parte de los estudios de red que preceden al acuerdo de conexión, el operador del sistema de transmisión (TSO) debe asegurarse de que la red pueda absorber la capacidad adicional y de que la nueva conexión no afecte negativamente su integridad. Las demoras en la interconexión a la red pueden obstaculizar la entrada en operación exitosa del proyecto, lo que puede aumentar sus costos y ocasionar una pérdida de ingresos. Las no disponibilidad de la red durante la fase de operación también pueden ocasionar pérdidas financieras a los aportadores de capital.

Si tanto el comprador de energía como el operador del sistema de transmisión (TSO) de la red a la que se conecta el generador son entidades estatales, es probable que el comprador de energía asuma el riesgo de transmisión. Si el comprador de energía es una entidad del sector privado, TSO pasa a ser un proveedor de servicios y el riesgo de transmisión debe asignarse entre las partes. Consulte el *Capítulo 4: Estructuras de compra de energía* para obtener más detalles.



3.4 Aspectos a nivel del proyecto

La ejecución exitosa de un proyecto energético requiere gestionar adecuadamente los riesgos específicos del proyecto durante el desarrollo, la construcción, la operación y el mantenimiento del activo, a fin de proteger los flujos de efectivo derivados de la venta de electricidad. En esta sección se abordarán los siguientes temas:

- Riesgo crediticio
- Riesgo en materia de salud, seguridad, medio ambiente y aspectos sociales (HSES)
- Riesgo de construcción
- Riesgo de interconexión
- Riesgo de interfaces contractuales
- Cambio de control
- Riesgo operativo
- Riesgo de rescisión
- Riesgo derivado del cambio climático

Riesgo crediticio

Los aportadores de capital necesitan tener una visión clara del flujo de ingresos que permitirá cubrir los costos de operación del proyecto,

así como las obligaciones del servicio de la deuda y la rentabilidad de los inversionistas.

En una estructura de financiamiento de proyectos con recurso limitado o sin recurso, los pagos derivados del PPA constituyen la única fuente de ingresos del proyecto. Por lo tanto, el proyecto y sus aportadores de capital deben confiar en la capacidad del comprador de energía para pagar oportunamente los montos adeudados y efectuar cualquier pago por rescisión.

En una estructura de financiamiento del promotor, seguirá siendo fundamental para el proyecto que el comprador de energía pueda cumplir los pagos previstos en el PPA; sin embargo, el reembolso de la deuda es una obligación del prestatario corporativo y no está limitado a los ingresos percibidos en virtud del PPA.

Si el comprador de energía no cuenta con suficiente solvencia, será necesario algún mecanismo de mejora crediticia otorgado por un tercero para respaldar sus obligaciones de pago. Si el comprador de energía es una empresa estatal , este respaldo puede adoptar la forma de una garantía soberana, que puede estar prevista en un acuerdo de respaldo gubernamental. Si el comprador de energía pertenece al sector privado, este respaldo puede adoptar la forma de una garantía de la empresa matriz. En cualquiera de los dos casos, también pueden utilizarse cartas de crédito o garantías emitidas por terceros. En todos los casos, los aportadores de capital evaluarán la capacidad financiera de la entidad que otorgue el respaldo crediticio. La solvencia crediticia de la entidad que asume en última instancia la obligación de pago es un elemento fundamental para determinar la capacidad de un proyecto de energía de atraer financiamiento a largo plazo y el costo de dicho financiamiento.

Riesgo en materia de salud, seguridad, medio ambiente y aspectos sociales (HSES)

Deben evaluarse cuidadosamente los impactos del proyecto en materia de salud, seguridad, medio ambiente y aspectos sociales (HSES) sobre la comunidad local y la fuerza laboral, tanto durante

la construcción como durante la operación del proyecto. Si bien la legislación local aplicable a los permisos o licencias puede establecer normas, procedimientos y salvaguardias ambientales y sociales, muchos prestamistas internacionales, ya sean instituciones financieras de desarrollo (IFD) o bancos comerciales, exigirán el cumplimiento de directrices internacionales, como los*Principios de Ecuador y/o las Normas de Desempeño Ambiental y Social de la IFC*, así como de sus propios requisitos ambientales y sociales. o ambos. Este es el caso, por ejemplo, de la Corporación Financiera de Desarrollo Internacional de los Estados Unidos (DFC) (véanse las Políticas de inversión de la DFC: *https://www.dfc.gov/what-we-offer/work-with-us/investment-policies)* y del Banco Africano de Desarrollo (véase el *Sistema Integrado de Salvaguardias*).

La identificación y mitigación inadecuadas de los aspectos relacionados con HSES, así como el incumplimiento de las normas mencionadas anteriormente, por ejemplo, mediante una compensación insuficiente a las personas desplazadas del emplazamiento del proyecto, afectarán gravemente la capacidad del proyecto para obtener capital.

Riesgo de construcción

La fase de diseño y construcción de un proyecto energético conlleva diversos riesgos, entre ellos:

- **Riesgo de diseño:** una falla de diseño puede retrasar el inicio de las operaciones comerciales, impedir que la instalación alcance su capacidad instalada/nominal o que cumpla otros requisitos técnicos del PPA. Este riesgo suele ser mayor cuando se implementan tecnologías nuevas o aún no probadas.

- **Riesgo del contratista:** la experiencia y las capacidades de contratista de ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC) pueden afectar su capacidad para completar el proyecto energético dentro del plazo previsto o conforme a los estándares exigidos. El retraso en la finalización puede dar lugar al pago, por parte del contratista, de una indemnización por daños y perjuicios previamente pactada para compensar al generador por los ingresos perdidos como consecuencia

del retraso. En algunos casos, también podría dar lugar al derecho del comprador de energía a rechazar la central eléctrica.

- **Riesgo de finalización/sobrecostos de construcción:** La finalización oportuna de la central eléctrica puede verse afectada negativamente por otros factores, entre ellos la ocurrencia de eventos de fuerza mayor, la insolvencia del contratista, la incapacidad del promotor para cumplir las condiciones de desembolso del préstamo o la rescisión del PPA. Esto representa el mayor riesgo para los aportadores de capital, ya que el activo aún no ha comenzado a generar electricidad ni cuenta con un flujo de ingresos. Estos riesgos deben identificarse claramente y asignarse de manera adecuada.

Riesgo de interconexión

Las centrales eléctricas no funcionan de manera aislada. Es importante garantizar que la central eléctrica esté interconectada con la red de transmisión, de modo que la energía generada pueda evacuarse de forma confiable a la red. Una central eléctrica que no esté adecuadamente interconectada con la red podría quedar aislada y, por tanto, no estar en condiciones de suministrar la capacidad contratada en virtud del PPA. Por lo general, los términos y condiciones de la interconexión se establecen en el acuerdo de conexión a la red celebrado entre el generador y el operador del sistema de transmisión (TSO) a cuya red se conecta. Esto incluye cualquier obligación del operador del sistema de transmisión de desarrollar una línea de transmisión y cualquier obligación del proyecto de construir las instalaciones de interconexión. También existe el riesgo de que se produzca un desfase entre la finalización de la central eléctrica y la terminación de la interconexión a la red o de la infraestructura de suministro de combustible. Los problemas relacionados con la interconexión podrían dejar la central eléctrica aislada si no se abordan adecuadamente.

Riesgo de interfaces contractuales

Esto pone de relieve el riesgo de falta de alineación entre los distintos contratos del proyecto. Cualquier falta de alineación de este tipo podría generar riesgos adicionales no previstos. Por ejemplo, cuando

el generador esté obligado, conforme al PPA, a pagar al comprador de energía una indemnización por daños y perjuicios previamente pactada por el retraso en la finalización de la central eléctrica, este riesgo deberá transferirse al contratista EPC en virtud del contrato EPC. Asimismo, los eventos que constituyan fuerza mayor conforme al PPA deberían clasificarse igualmente como eventos de FM en el contrato de suministro de combustible. En esencia, todo riesgo asociado a una responsabilidad que el promotor del proyecto subcontrate debería transferirse igualmente al contratista del promotor que sea directamente responsable de gestionar o controlar dicho riesgo. Los principales contratos del proyecto que deben estar alineados desde la perspectiva de la gestión de riesgos variarán en función de la estructura de compra de energía y de la naturaleza de la central eléctrica, pero pueden incluir el contrato de concesión o acuerdo de ejecución, el contrato de interconexión con la red, el contrato de arrendamiento de terrenos o contrato de concesión de terrenos, el contrato de suministro de combustible, el contrato de transporte de combustible, el contrato de ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC), el contrato de operación y mantenimiento (O&M) y el contrato de servicios a largo plazo (LTSA).

Cambio de control

La implementación de un proyecto de energía suele requerir un proceso exhaustivo de debida diligencia realizado por varias partes. Los aportadores de capital realizan procesos de debida diligencia tanto sobre el comprador de energía como sobre los promotores del proyecto. El comprador de energía realiza una debida diligencia jurídica y reputacional sobre el proyecto y sus promotores. Tanto el comprador de energía como el promotor de un proyecto de energía podrían enfrentar ciertos riesgos si se producen cambios en la propiedad o el control de la central eléctrica o del comprador de energía, según corresponda. Para el promotor y sus aportadores de capital, un cambio de control del comprador de energía podría generar incertidumbre sobre quién asumirá las obligaciones de pago previstas en el PPA, incluido, cuando corresponda, el pago por rescisión. Para el comprador de energía, un cambio de control en la sociedad del proyecto podría dar lugar a una operación deficiente de la central eléctrica y, en consecuencia, impedir

que el promotor cumpla las obligaciones asumidas en virtud del PPA. También podría generar problemas reputacionales para el proyecto, dependiendo de la integridad de quienes pasen a ejercer su control. El PPA suele contener disposiciones que establecen qué cambios de control están permitidos y en qué casos se requiere consentimiento para llevarlos a cabo.

Riesgo operativo

El acuerdo de compra de energía (PPA) suele constituir la base para que la central eléctrica pueda construirse satisfactoriamente y estar en condiciones de generar la electricidad requerida por el comprador de energía. También es fundamental garantizar que la central eléctrica funcione adecuadamente durante toda la vigencia del PPA. Para ello, el generador suele contratar a una empresa de reconocida trayectoria que se encargue de la operación y el mantenimiento de la central eléctrica. Si la central eléctrica no se opera y mantiene adecuadamente, existe el riesgo de que no cumpla los requisitos mínimos establecidos en el PPA y, si el incumplimiento no se subsana dentro del plazo previsto, el PPA podría rescindirse. Entre los principales indicios de una gestión deficiente de la operación y el mantenimiento se encuentran el incumplimiento de los programas de mantenimiento, la falta de existencias de repuestos críticos, una cobertura de seguros insuficiente y la operación de la central eléctrica por encima de sus límites técnicos. Una central eléctrica con un mantenimiento deficiente también corre el riesgo de incrementar sus costos de operación y de incumplir los términos y condiciones de la licencia de generación otorgada por el organismo regulador.

Riesgo de abandono

El abandono de la central eléctrica, ya sea antes o después de finalizar la construcción, impediría que el comprador de energía reciba la electricidad contratada. El abandono constituirá un evento de incumplimiento en virtud del PPA y probablemente dará lugar a su rescisión y al pago por rescisión correspondiente.

Riesgo de rescisión

Determinados eventos pueden dar lugar a la rescisión anticipada del PPA. Los riesgos que podrían conducir a este resultado pueden clasificarse, en términos generales, en eventos de incumplimiento, ya sea por parte del comprador o del vendedor, y eventos prolongados de fuerza mayor, en los que ninguna de las partes es directamente responsable.

Las consecuencias de rescindir un PPA van más allá del propio acuerdo. Esto también repercute en los demás contratos vinculados al PPA, incluidos el contrato de suministro de combustible, el contrato de interconexión con la red, el contrato de operación y mantenimiento (O&M) y, antes de la finalización de la central eléctrica, el contrato EPC. Dependiendo de cómo se haya financiado el proyecto, la rescisión podría ocasionar pérdidas financieras significativas para los prestamistas y/o los inversionistas de capital, especialmente si se produce en una etapa temprana de la vigencia del PPA.

Dadas las amplias repercusiones que puede tener un evento de rescisión, la cláusula de rescisión del PPA es una de las disposiciones más negociadas del acuerdo, con especial énfasis en definir claramente los hechos o eventos que pueden dar lugar a la rescisión del PPA y las consecuencias que de ella se derivan. Por lo general, el PPA incluiría una disposición que obligue a una de las partes a notificar a la otra la ocurrencia de un evento que, de no subsanarse dentro del plazo estipulado en el PPA, podría dar lugar a su rescisión. Si un proyecto de energía se financia mediante una estructura de financiamiento de proyectos, antes de que pueda rescindirse el PPA, los prestamistas exigirán ciertas protecciones, como notificación, plazos de subsanación ampliados, derecho a subsanar y derechos de intervención de los prestamistas.

3.5 Consideraciones sobre el cambio climático

En el marco de los esfuerzos mundiales para hacer frente al cambio climático, los países han formulado y seguirán formulando compromisos

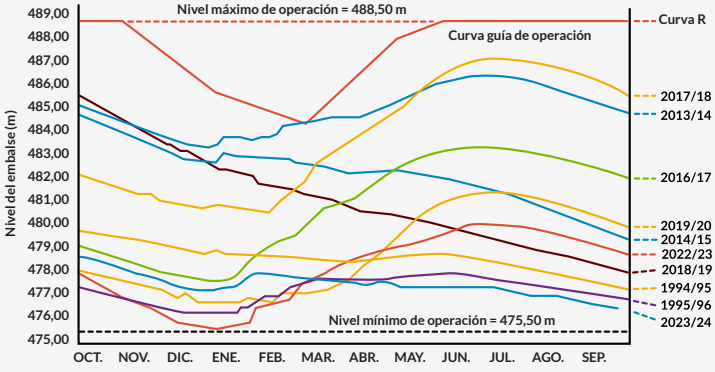
relacionados con la transición energética. Algunos impactos del cambio climático son inherentes al proyecto, mientras que otros afectan su capacidad para obtener financiamiento.

A nivel del proyecto: Los efectos del cambio climático también representan un riesgo para la viabilidad económica de cada proyecto. Los fenómenos meteorológicos, como huracanes, inundaciones, tormentas, sequías u olas de calor, pueden tenerse en cuenta al estimar los costos de desarrollo, la rentabilidad esperada y el desempeño general del activo. Sin embargo, los patrones climáticos históricos pueden no constituir una base fiable para realizar proyecciones futuras. Los grupos de investigación sobre adaptación han cuantificado los importantes efectos adversos que los fenómenos meteorológicos extremos, cada vez más frecuentes, pueden tener sobre los costos y los plazos de los proyectos. Los actores del sector eléctrico deberían evaluar el posible impacto del cambio climático en el diseño y la ejecución de los proyectos.

A nivel de país: Según la AIE, aunque África solo contribuyó con el 3,2 % de las emisiones mundiales en 2022, el 20,5 % provino de los productores de electricidad y calor. Las fuentes de energía con altas emisiones están siendo objeto de un escrutinio cada vez mayor por parte de la ciudadanía, los gobiernos y los posibles financiadores. El mandato institucional de muchos aportadores de capital ya limita el financiamiento de proyectos con altas emisiones, mientras que aumenta el volumen de capital disponible para proyectos energéticos con bajas emisiones. Se puede encontrar más información sobre las fuentes de capital centradas en el clima en *Capítulo 5: Fuentes de capital*. En el *Capítulo 6: Estructuras de financiamiento* se puede encontrar una explicación adicional sobre los compromisos de reducción de emisiones a nivel mundial y nacional.

Impactos del cambio climático en la generación hidroeléctrica

Las precipitaciones históricamente bajas han reducido drásticamente los niveles de agua del lago Kariba, el mayor embalse del mundo, un recurso compartido por Zambia y Zimbabue. Como resultado, a septiembre de 2024, la capacidad útil de almacenamiento se situaba en apenas el 7 % de su potencial. La generación eléctrica del lado zambiano se ha reducido en alrededor de 800 MW, hasta 98 MW, y el país está oficialmente sometido a 17 horas diarias de cortes de suministro. Históricamente, Zambia ha cubierto alrededor del 83 % de sus necesidades de electricidad con energía hidroeléctrica, pero el devastador impacto del cambio climático en el lago Kariba y otros recursos hidroeléctricos de la cuenca del río Zambeze ha obligado al país a diversificar su matriz energética. Existe un esfuerzo sostenido por acelerar el despliegue de energía solar fotovoltaica (FV), pero, debido a su vulnerabilidad al cambio climático, el país también está duplicando la capacidad de su central eléctrica de carbón.



Descenso de los niveles de agua en el embalse del lago Kariba

Capítulo 4: Estructuras de compra de energía

4.1 Introducción

Este capítulo procura presentar una visión general exhaustiva de las distintas estructuras de compra de energía que actualmente predominan o están surgiendo en el continente africano. Analiza las principales partes que intervienen en la compra y venta de energía, ya que la relación entre ellas influye significativamente en la asignación de riesgos y, por consiguiente, en las opciones de financiamiento disponibles. En el *Capítulo 3: Consideraciones sobre el financiamiento* y en el *Capítulo 6: Estructuras de financiamiento* se ofrece una visión general más amplia de estos riesgos.

Actualmente, la estructura de compra de energía más común consiste en un contrato bilateral de largo plazo con un único comprador, generalmente la empresa eléctrica estatal. A medida que evolucionan los sectores eléctricos, se incorporan nuevos actores, entre ellos compradores de energía alternativos, como las empresas privadas (compradores corporativos de energía). Otro cambio es la incorporación de comercializadores que actúan como intermediarios entre los generadores y los compradores de energía.

Análisis de riesgos

El acuerdo de compra de la electricidad generada por un proyecto energético influirá en la asignación de riesgos entre las partes de la transacción. El comprador de energía más común en los mercados emergentes sigue siendo la empresa eléctrica estatal. En África subsahariana, en particular, la mayoría de las empresas eléctricas siguen siendo estatales, ya sea en su totalidad o en una parte sustancial. En este capítulo también se analizará el modelo de compra de energía por parte de una empresa eléctrica privada, a fin de ofrecer un panorama general de las distintas estructuras de compra de energía.

Ante la necesidad de los Estados de atraer más financiamiento para proyectos energéticos y las limitaciones para ofrecer apoyo soberano a las empresas eléctricas estatales, el papel de los compradores de energía alternativos se ha ampliado considerablemente en la última década.

Cada una de las estructuras de compra de energía analizadas se centrará en los siguientes aspectos:

- descripción general de la estructura de compra de energía, acompañada de una representación visual; y
- analizar los riesgos inherentes a la estructura de compra de energía, con especial atención a las categorías generales de riesgo crediticio, riesgo cambiario, riesgo jurídico y regulatorio, y riesgo de transmisión.

La relevancia de estos riesgos varía según el modelo, aunque también existen aspectos comunes. Siempre que ha sido posible, se han incorporado referencias a análisis anteriores para evitar repeticiones.

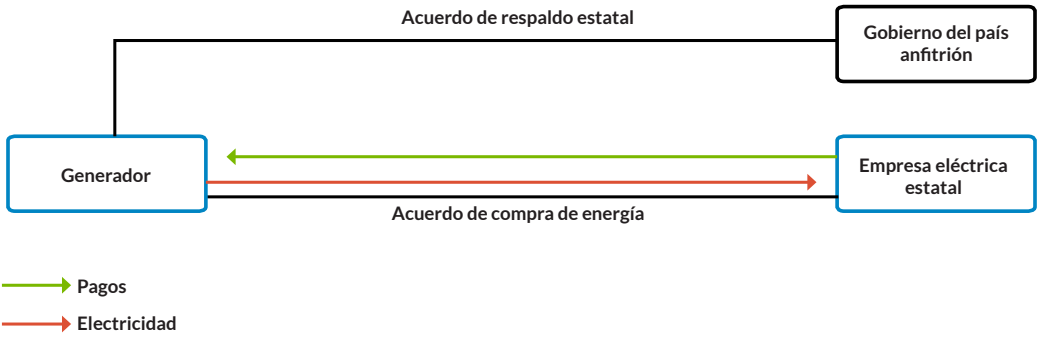
El documento clave para todas las estructuras de compra de energía es el acuerdo de compra de energía (PPA). Para una explicación detallada de cómo estructurar la asignación de riesgos entre el generador y el comprador de energía en un PPA, consulte la segunda edición del manual *Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía*.

4.2 Empresa eléctrica compradora

Compra de energía por una empresa eléctrica estatal

Estructura

Una empresa eléctrica estatal (comprador de energía) compra electricidad a un productor independiente de energía eléctrica (IPP) (generador), en virtud de un PPA de largo plazo celebrado entre el generador y la empresa eléctrica estatal. Además del PPA, el gobierno del país anfitrión y el IPP suelen celebrar un acuerdo de respaldo gubernamental (GSA), en virtud del cual el gobierno del país anfitrión proporciona determinadas garantías al IPP. Puede encontrarse un análisis detallado de los contratos relacionados con el proyecto y el financiamiento en el *Capítulo 7: Documentos de la operación*.



Venta de electricidad por un IPP a una empresa eléctrica estatal

Asignación de riesgos

Riesgo crediticio

El riesgo de pago surge de la incapacidad de la empresa eléctrica estatal para cumplir con sus obligaciones de pago. Pocas empresas eléctricas estatales del continente cuentan con una calificación crediticia formal, lo que dificulta que los inversionistas evalúen su solvencia crediticia. También puede existir preocupación de que los organismos reguladores no cuenten con la independencia necesaria para garantizar tarifas minoristas que reflejen los costos y que, como resultado, las tarifas reguladas terminen siendo inferiores a los costos reales que asume la empresa eléctrica para comprar la energía y suministrarla al consumidor final. Esto puede reducir aún más la confianza en la solvencia financiera a largo plazo de la empresa eléctrica y aumentar la probabilidad de un incumplimiento de pago en ausencia de respaldo gubernamental adicional.

Para mitigar este riesgo de pago, los IPP y sus aportadores de capital pueden recurrir a cualquiera de las siguientes soluciones: (i) *una carta de crédito standby* (SBLC) para respaldar los pagos corrientes de la empresa eléctrica, y/o (ii) *garantías soberanas* que respalden financieramente los pagos corrientes y/o los pagos por rescisión adeudados por la empresa eléctrica. Estas medidas de mitigación se analizan en profundidad en el *Capítulo 8: Apoyo soberano*.

Riesgo cambiario

Por lo general, los aportadores de capital proporcionan financiamiento en una moneda de reserva. Al mismo tiempo, el comprador único suele recibir ingresos en moneda local por la venta de electricidad a los consumidores, lo que genera un descalce de monedas. Esto expone a la empresa eléctrica a un riesgo de pago significativo si la moneda local se devalúa frente a la moneda de reserva, lo que podría comprometer su capacidad para cumplir con sus obligaciones de pago denominadas en moneda de reserva. Los IPP (y sus prestamistas) también buscarán mitigar el riesgo de que el gobierno del país anfitrión no permita transferir fondos fuera del país (riesgo de transferibilidad), lo que limitaría la capacidad del IPP para atender sus obligaciones de deuda en el extranjero o pagar dividendos a inversionistas fuera del país. El riesgo cambiario se explica con mayor detalle en el Capítulo 3: Consideraciones sobre el financiamiento y se analiza en profundidad en la segunda edición del manual *Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía*.

Riesgo jurídico y regulatorio

La celebración de un contrato con una empresa eléctrica estatal para la venta de electricidad conlleva un riesgo jurídico y regulatorio significativo, ya que, entre otras cuestiones, el gobierno suele ser tanto inversionista en la empresa eléctrica estatal como regulador del mercado en el que esta opera. Si se percibe que el país cuenta con un entorno poco propicio para la inversión, puede existir preocupación por una posible interferencia política, es decir, que el gobierno aproveche su control sobre la regulación para favorecer los intereses de su empresa eléctrica. Los productores independientes de energía (IPP) (y sus prestamistas) suelen tratar de mitigar este riesgo mediante un seguro contra riesgos políticos (PRI), que se analiza en detalle en el *Capítulo 9: Respaldo crediticio de terceros y mitigación de riesgos*.

Riesgo de transmisión

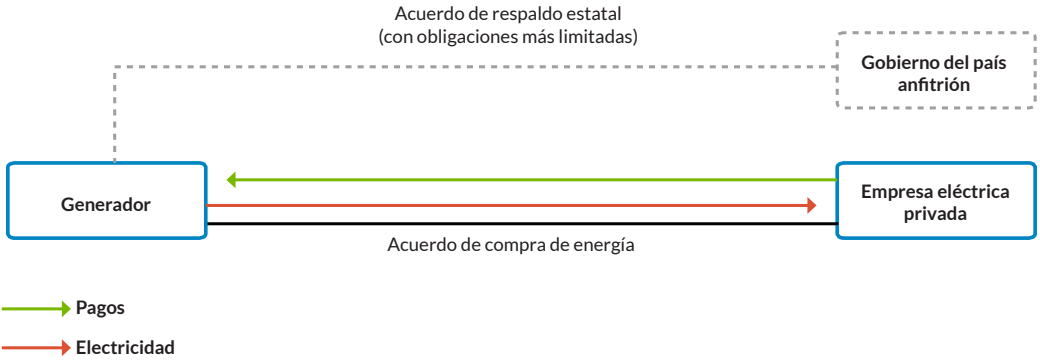
En la mayoría de los países de África, una empresa eléctrica estatal o un operador del sistema de transmisión (TSO) de propiedad estatal suele ser responsable del mantenimiento de la red de transmisión. En este escenario, es práctica habitual que el gobierno también asuma los costos derivados

de las fallas en la transmisión. El resultado práctico de esta asignación de riesgos es que el generador recibirá un pago por energía considerada producida a efectos de pago por la electricidad puesta a disposición, aun cuando esta no pueda entregarse o ser recibida por la empresa eléctrica debido a una falla en la transmisión. Sin embargo, las consecuencias de una interrupción de la transmisión pueden variar dependiendo de si esta fue causada por un evento de fuerza mayor. Consulte el *Capítulo 3: Consideraciones sobre el financiamiento* para obtener más información sobre los eventos de fuerza mayor.

Empresa eléctrica privada

Estructura

Una empresa eléctrica privada compra electricidad a un generador en virtud de un PPA de largo plazo. A nivel físico, el generador puede estar conectado directamente a las líneas de la empresa eléctrica o entregar la energía a través de la red de un tercero, lo que plantea cuestiones relacionadas con el transporte de energía por redes de terceros (*wheeling*). En cualquiera de los dos casos, dado que la empresa eléctrica no es estatal, es posible que no se disponga de repaldo gubernamental a través de un acuerdo de respaldo gubernamental (GSA). En casos concretos, si el gobierno considera que la empresa de servicios públicos privada constituye una infraestructura crítica, se podrá proporcionar un grado limitado de respaldo en el marco de un GSA.



Venta de electricidad a una empresa eléctrica privada

Asignación de riesgos

Riesgo crediticio

Al igual que en el modelo de empresa eléctrica estatal, los generadores (y sus prestamistas) estarán preocupados por el riesgo de pago, especialmente en caso de riesgo de rescisión. Es menos probable que se otorgue una garantía soberana como respaldo financiero, dado que el Estado no es propietario de la empresa eléctrica. La garantía de pago sigue siendo relevante en este modelo. Otra forma de mitigar tanto el riesgo de pago como el de rescisión es permitir que, en caso de incumplimiento de pago, el generador suspenda el suministro a la empresa eléctrica privada y venda la energía a otro comprador; sin embargo, esta alternativa depende de (i) que exista un comprador alternativo dispuesto a adquirirla en condiciones satisfactorias y (ii) que sea técnicamente posible transportar la energía a ese nuevo comprador.

Riesgo cambiario

El descalce de monedas y el riesgo de transferibilidad señalados en la estructura anterior también se aplican a este modelo. El riesgo cambiario puede reducirse si la empresa eléctrica privada puede estructurar sus pagos en una moneda de reserva, por ejemplo, utilizando ingresos en moneda de reserva provenientes de otras líneas de negocio que opere fuera del país, si tiene presencia en otros países. Esta solución es poco

probable si la empresa eléctrica privada opera únicamente en el país y obtiene ingresos en moneda local de sus clientes nacionales.

Riesgo jurídico y regulatorio

Los riesgos jurídicos y regulatorios, como los derivados de cambios legislativos o tributarios, son similares independientemente de que la empresa eléctrica sea privada o estatal. Sin embargo, dado que la empresa eléctrica privada no es una entidad estatal, podría resultar más difícil que se beneficie de un acuerdo de respaldo gubernamental (GSA). El PRI tampoco ofrecerá la misma cobertura, salvo en los casos limitados en que las actuaciones del Estado tengan un impacto sustancial en este acuerdo entre partes privadas. Este matiz requiere una comprensión detallada del alcance y los límites del PRI, por lo que se recomienda al lector que consulte el *Capítulo 9: Respaldo crediticio de terceros y mitigación de riesgos*.

Riesgo de transmisión

Si la empresa eléctrica privada es propietaria del sistema de transmisión a través del cual recibe la energía producida por el generador, es la parte mejor posicionada para asumir y mitigar el riesgo de transmisión. Si la energía debe transportarse por la red de un TSO tercero, la asignación de riesgos dependerá de si el generador debe entregarla en el punto de salida de la central o en el punto de conexión entre el TSO tercero y la empresa eléctrica privada. La parte responsable del transporte de energía por redes de terceros deberá celebrar un acuerdo de transporte de energía por redes de terceros con el TSO.

¿Cómo mitigar el riesgo de transmisión en una red de terceros?

Cabe señalar que el riesgo de transmisión solo se plantea si el comprador de energía no puede recibir el volumen de electricidad que se comprometió a comprar y que el generador ya ha inyectado a la red. En realidad, la energía que inyecta el generador no es la misma que retira de la red el comprador contratado; la forma en que fluye la electricidad a través de una red está determinada por las leyes de la física, no por los contratos. Por lo tanto, es perfectamente posible que se produzca alguna interrupción en la ruta de transporte de energía por redes de terceros entre el generador y el comprador, sin que ello afecte la capacidad del generador para inyectar energía a la red ni la del comprador para retirarla.

Sin embargo, en algunos casos, las interrupciones de la red impedirán que el generador inyecte la energía que está en condiciones de generar. Las empresas eléctricas compradoras que sean propietarias o controlen las líneas que las conectan con el generador pueden asumir el riesgo de transmisión acordando efectuar pagos por energía considerada producida a efectos de pago correspondientes a la energía generada pero no entregada. Este riesgo también puede ser asumido por un TSO tercero a través de cuya red se transmite la energía. Sin embargo, en cualquiera de los dos casos, los pagos por energía considerada producida a efectos de pago pueden generar obligaciones significativas para las empresas eléctricas o los TSO, que podrían resultar desproporcionadas con respecto a los ingresos que perciben por el servicio transporte de la energía. El alcance de la responsabilidad asumida será objeto de negociación comercial.

Una cuestión distinta es qué ocurre si un generador inyecta energía, pero el consumidor no puede retirar un volumen equivalente debido a una restricción en la red de transmisión. Una alternativa emergente a que el TSO efectúe pagos por energía considerada producida a efectos de pago consiste en que, en lugar de efectuar esos pagos, otorgue un crédito teórico por la energía que el generador inyectó pero que el consumidor destinatario no pudo retirar, partiendo de que esa energía fue utilizada en el sistema, presumiblemente por clientes del TSO, y que este, por tanto, recibió el pago correspondiente. Este crédito teórico de energía permite vender en otro momento el volumen de energía correspondiente, recuperando así el valor de la energía que, de otro modo, se habría perdido.



Ejemplos de empresas eléctricas privadas en África

Rift Valley Energy (Tanzania): Rift Valley Energy (RVE) es una empresa privada de generación y distribución de energía que opera en una zona del país. Vende electricidad tanto a la empresa eléctrica estatal TANESCO como directamente a sus clientes.

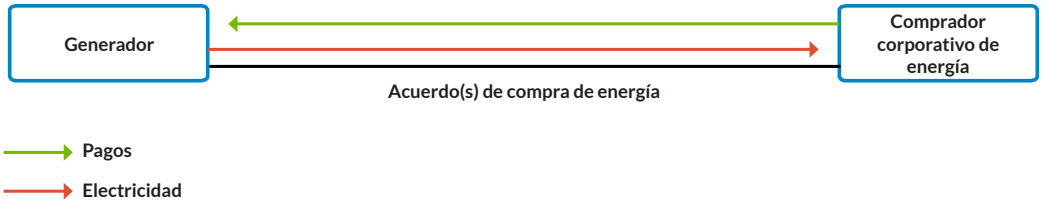
Empresas distribuidoras de electricidad de Nigeria (DisCos): En Nigeria hay 11 empresas distribuidoras de electricidad (DisCos) de propiedad privada. La mayoría suministra electricidad en más de un estado, pero, salvo en Lagos, donde operan dos DisCos, cada estado cuenta con una única DisCo. La Nigerian Bulk Electricity Trading Company (NBET), una entidad estatal, compra electricidad a los IPP y a otros generadores en virtud de PPA y posteriormente la revende a sus clientes, incluidas las DisCos, mediante contratos de asignación de energía (*vesting contracts*), un tipo de PSA.

4.3 Comprador corporativo de energía

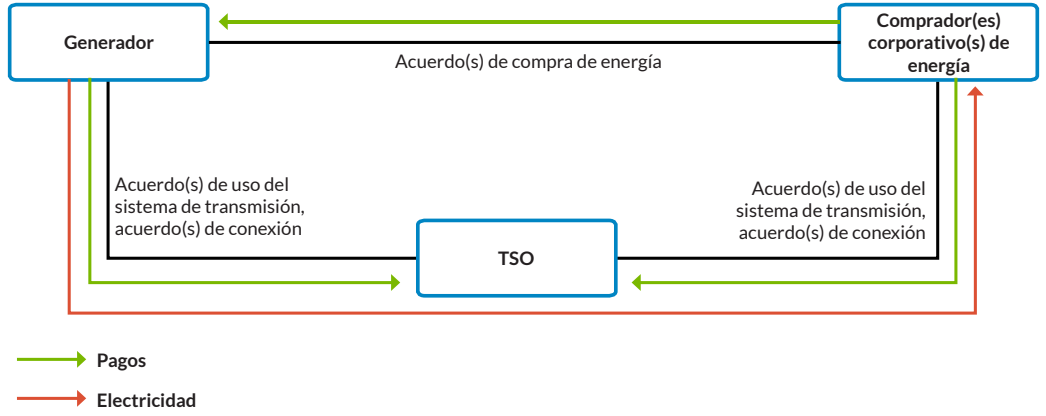
Descripción general

La estructura de la relación contractual entre un generador y un comprador corporativo de energía puede variar significativamente según la ubicación física de los activos de generación, que por lo general se dividen en dos categorías:

➔ *Activos de generación in situ* ubicados en las instalaciones del comprador corporativo de energía



➔ *Activos de generación externa*, cuya energía se entrega al comprador corporativo de energía mediante un esquema de transporte de energía



Los PPA de proyectos de generación in situ suelen tener plazos más cortos (de 10 a 20 años) que los correspondientes a proyectos de empresas eléctricas conectados a la red, debido a la necesidad de armonizar el uso del activo de generación con la demanda energética del comprador corporativo. Por ejemplo, un inmueble comercial que cuente con un sistema solar fotovoltaico (FV) en la azotea puede quedar obsoleto y requerir reconstrucción, o una mina puede cesar sus operaciones una vez agotados sus recursos.

Los proyectos de generación externa también suelen estructurarse con PPA de menor plazo, ya que enfrentan las mismas inquietudes relacionadas con la demanda. Sin embargo, en el caso de la generación externa, el generador puede mitigar este riesgo sustituyendo a un comprador corporativo por otro, siempre que tenga acceso a compradores alternativos a través de la red, lo que plantea cuestiones similares tanto de infraestructura física como de regulación.

Asignación de riesgos

Riesgo crediticio

Si existen inquietudes respecto del riesgo de pago del comprador corporativo de energía, los generadores, tanto de proyectos de generación externa como in situ, pueden recurrir a mecanismos de respaldo crediticio similares a los utilizados con las empresas eléctricas compradoras. Las formas más probables de respaldo crediticio son las garantías de la sociedad matriz o las cartas de crédito standby (SBLC).

Entre las alternativas disponibles para las generadores para mitigar el riesgo crediticio del comprador corporativo se encuentran reducir el plazo del PPA (como se señaló anteriormente) o pactar compromisos contractuales vinculados a la situación financiera y societaria de la empresa, como límites a la relación deuda-capital o restricciones al cambio de control. Cuando el prestamista del generador también es un prestamista existente del comprador corporativo, el conocimiento previo de la situación financiera de la empresa puede brindar cierta confianza adicional respecto del riesgo de pago.

En cuanto a los pagos por rescisión, la posición del generador en esta estructura es similar a la que tendría bajo el modelo de empresa eléctrica privada. Si el generador logra conseguir un comprador de energía sustituto, el pago por rescisión puede limitarse a un período determinado, negociado entre las partes, que le brinde una oportunidad razonable de reemplazar al comprador original. Si el generador no puede vender la energía a un nuevo comprador, algo más probable en el caso de la generación in situ, el pago por rescisión suele destinarse a reembolsar la deuda pendiente y el capital del generador.

Régimen cambiario

Los compradores corporativos de energía pueden estar en mejores condiciones de mitigar el riesgo de descalce de monedas si su actividad genera ingresos en la misma moneda de reserva en la que está denominado el PPA.

Como alternativa, especialmente en proyectos de menor escala, puede ser posible obtener financiamiento en moneda local y evitar por completo el descalce de monedas.

Riesgo jurídico y regulatorio

Esta estructura plantea las mismas dificultades que el modelo de empresa eléctrica privada en cuanto a la mitigación del riesgo jurídico y regulatorio. La consideración adicional en este caso es que resulta aún menos probable que el gobierno del país anfitrión esté dispuesto a mitigar este riesgo mediante un acuerdo de respaldo estatal (GSA), dado que las actividades corporativas, por lo general, no tienen carácter estratégico. Sin embargo, cabría imaginar una situación en la que una determinada industria, y la seguridad de su suministro energético, pudieran considerarse parte de la infraestructura crítica (por ejemplo, un fabricante de equipos médicos).

Riesgo de transmisión

El riesgo de transmisión de esta estructura es similar al de la estructura con una empresa eléctrica privada, con la diferencia fundamental de que es mucho menos probable que un comprador corporativo de energía sea propietario de las líneas que lo conectan con el generador. Por tanto, los riesgos y consideraciones inherentes a depender de un TSO adquieren

mayor relevancia en esta estructura. Los proyectos de generación in situ no enfrentan riesgo de transmisión, salvo que posteriormente busquen conectarse a la red.

Tarifas de transmisión

En un mercado eléctrico desarrollado, las tarifas de transmisión deberían ser transparentes, aplicarse de manera uniforme a todos los usuarios de la red, estar reguladas y basarse en estudios de costo del servicio, de modo que permitan recuperar íntegramente los costos, sin excederlos. Varios países, entre ellos Namibia, se encuentran en proceso de implementar tarifas de transmisión desagregadas, transparentes y reguladas. Sin embargo, mientras no existan marcos de tarifas de transmisión de aplicación general, estas tarifas pueden negociarse bilateralmente entre un TSO y un usuario de la red, como un generador o un comercializador. Para evitar distorsiones a largo plazo en el mercado, una vez que el organismo regulador apruebe marcos tarifarios de aplicación general, estos podrán sustituir las tarifas acordadas bilateralmente.

Como se señaló en el recuadro **"¿Cómo mitigar el riesgo de transmisión en una red de terceros?"**, la forma en que fluye la electricidad a través de una red está determinada por las leyes de la física, no por los contratos. Por lo tanto, la idea de que existe una ruta específica de transporte de energía por redes de terceros entre un generador y un cliente es, en realidad, una ficción. Para garantizar condiciones equitativas y facilitar un mayor desarrollo del mercado, los cargos por uso del sistema deberían estructurarse sobre la base de cargos de entrada y salida, de modo que cada unidad de energía sea gravada una sola vez. Esto adquiere especial importancia cuando comienzan a negociarse derivados financieros de energía, ya que una misma unidad de energía puede ser objeto de múltiples transacciones antes de llegar al consumidor final. En Europa, un mismo electrón se negocia, en promedio, siete veces. Si los cargos por uso del sistema se aplicaran a cada transacción comercial, se produciría una duplicación de costos altamente ineficiente. Al aplicar los cargos por uso del sistema en el punto de inyección y en el punto de retiro, se evita este riesgo. Sin embargo, esto no elimina la necesidad de que el TSO garantice que la red cuente con capacidad de transmisión suficiente para que un generador pueda inyectar energía y un consumidor pueda retirarla, aspecto que debería evaluarse en los estudios de red realizados antes de celebrar un acuerdo de conexión.

4.4 Estructuras emergentes de compra de energía

El propósito de este manual es ofrecer al lector una visión amplia de las fuentes de capital disponibles actualmente en el mercado para financiar proyectos de energía, así como de las estrategias prácticas que pueden emplearse para gestionar los riesgos y atraer ese capital en apoyo de la generación eléctrica. Esta sección deja atrás el análisis práctico de modelos de negocio consolidados que han logrado atraer

financiamiento para examinar nuevas oportunidades de financiar la generación eléctrica mediante modelos de negocio emergentes.

Estos modelos comparten una misma motivación: aprovechar la eficiencia del mercado como mecanismo de mitigación de riesgos para impulsar una mayor innovación en el sector eléctrico africano. Se invita a los lectores a considerar las explicaciones y los ejemplos presentados en este capítulo como referencias indicativas de las prácticas actuales en contextos específicos. Su aplicabilidad dependerá de las características del marco regulatorio y del mercado de cada país.

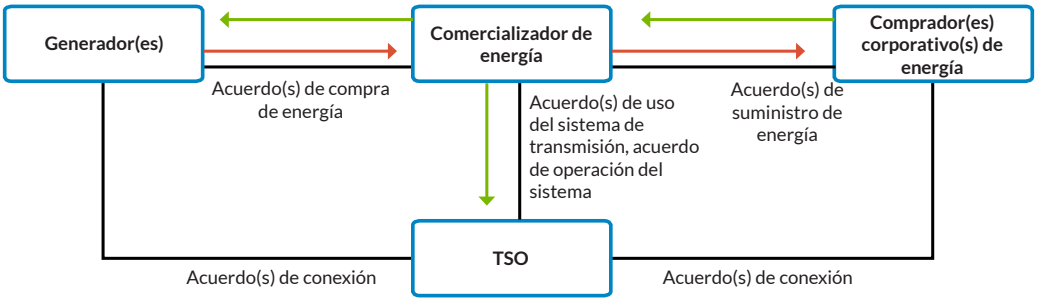
Comercializadores (*traders*) de energía

Los comercializadores de energía compran electricidad a los generadores y la revenden a compradores, principalmente corporativos. Pueden vender la energía de un solo generador a un único comprador, o agrupar el suministro de varios generadores para venderlo a múltiples compradores. Del mismo modo, pueden tener o no acceso a un mercado competitivo como fuente alternativa tanto de oferta como de demanda. Las figuras que aparecen a continuación ilustran estas diferencias.

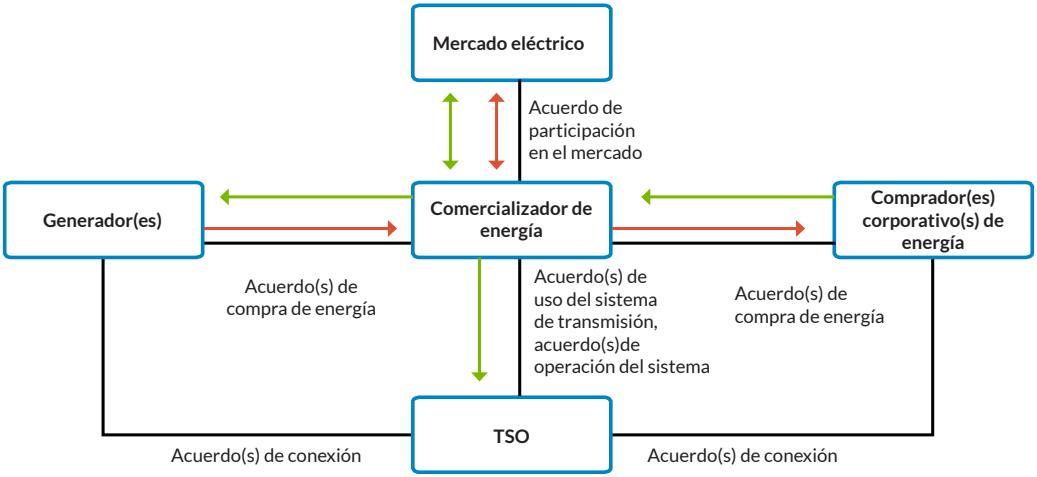
Los comercializadores que actúan como intermediarios en estructuras contractuales espejo (*back-to-back*) entre un generador y un comprador de energía pueden denominarse brókers, ya que asumen riesgos limitados dentro de la estructura. Los comercializadores que compran electricidad a varios generadores y la venden a varios compradores de energía también se denominan agregadores.

Es importante reconocer que el papel de los comercializadores en el sector eléctrico africano está cambiando rápidamente en algunos países, en particular en aquellos conectados al Southern African Power Pool (SAPP).

La posibilidad de que entidades privadas participen en la comercialización de energía en un país determinado dependerá de su marco regulatorio. En los últimos años, varios países, entre ellos Nigeria, Namibia, Zambia y Sudáfrica, han modificado su legislación para contemplar específicamente la comercialización de energía.



Un comercializador de energía sin acceso a un mercado



Un comercializador de energía con acceso a un mercado eléctrico competitivo

El papel de los comercializadores

Aunque pueda parecer contradictorio permitir que entidades que no generan electricidad participen en la venta de energía producida por generadores, el papel de los comercializadores de energía está ampliamente consolidado en mercados desarrollados como los de Estados Unidos y Europa. El papel de los comercializadores en esos mercados desarrollados es diverso. Para los generadores, vender a un comercializador puede ser una alternativa atractiva si no logran encontrar un comprador de energía a largo plazo o no pueden vender su electricidad directamente en un mercado competitivo. Para los compradores de energía, adquirir electricidad de un comercializador ofrece (i) la flexibilidad de comprar una cantidad de energía que puede ser demasiado pequeña o demasiado grande para un solo generador y (ii) la seguridad de abastecerse de una cartera de múltiples generadores, reduciendo así el riesgo de interrupción en caso de que alguno de ellos quede fuera de servicio.

También cabe señalar que, por tratarse de una entidad que no es una empresa eléctrica, la estructura contractual de un comercializador no difiere significativamente de la estructura de comprador corporativo de energía descrita anteriormente:

- El comercializador celebra contratos para comprar electricidad a los generadores y venderla a los compradores de energía; y
- El comercializador celebra acuerdos que le permiten acceder al sistema de transmisión, de manera similar a los generadores y a los compradores corporativos de energía.

Asignación de riesgos

El riesgo fundamental para los comercializadores de energía es que el precio que pagan por comprar electricidad a los generadores caiga por debajo del precio al que la venden, ya sea a compradores corporativos de energía o en mercados competitivos, lo que daría lugar a una pérdida neta en esa transacción. El grado de riesgo que asume un comercializador puede variar. Algunos comercializadores procurarán alinear por completo los acuerdos de compra y venta de energía, limitándose a obtener un

margen por la intermediación. Otros comercializadores pueden estar dispuestos a aceptar un descalce en el volumen y/o el plazo entre sus compromisos de compra y venta, utilizando su experiencia técnica y sus sistemas de negociación para adoptar un enfoque de cartera.

Los comercializadores buscarán mitigar o reducir su exposición al riesgo de incumplimiento de los generadores o de los clientes mediante la contratación con múltiples generadores y clientes, diversificando así sus fuentes de oferta y demanda de energía. El acceso a un mercado eléctrico competitivo también permite mitigar significativamente el riesgo, ya que la energía puede comprarse y venderse con poca antelación en caso de incumplimiento de un generador o de un cliente, mientras se establecen acuerdos alternativos de más largo plazo.

Al igual que en todas las estructuras de compra de energía, el generador y sus prestamistas se centrarán en la solvencia crediticia del comercializador como contraparte del PPA, y se aplicarán las mismas consideraciones y mecanismos de respaldo crediticio.

También es importante señalar que los comercializadores siguen expuestos a los mismos riesgos que cualquier comprador de energía, como una interrupción en la red de transmisión o el incumplimiento de un generador respecto del suministro de la energía comprometida, ya sea por razones técnicas o financieras.

Comercialización de energía en Nigeria

Nigeria está pasando de un modelo de comprador único a un modelo con múltiples compradores en el mercado eléctrico. En las primeras etapas de la reforma del sector eléctrico, el gobierno creó la Nigerian Bulk Electricity Trading Company Plc (NBET) para actuar como comprador central y agregador de carga en el mercado eléctrico. Esto se consideró fundamental para que el mercado pudiera despegar, dado el objetivo de atraer una mayor inversión en generación eléctrica.

Más recientemente, el mercado ha evolucionado hacia la comercialización bilateral de electricidad sin respaldo gubernamental. El organismo regulador ha comenzado a otorgar licencias de comercialización a comercializadores privados de electricidad, que pueden comprar electricidad a productores independientes de energía eléctrica (IPP) privados y venderla directamente a compradores, incluidas las empresas distribuidoras de electricidad y los clientes corporativos del mercado eléctrico. El gobierno también está explorando la posibilidad de que NBET se transforme en una plataforma de intercambio de electricidad que funcione como mercado para los IPP, los comercializadores de energía y los consumidores de energía.

Los comercializadores de energía pioneros en África

En los últimos años, varios comercializadores de energía han obtenido licencias de los organismos reguladores nacionales para actuar como compradores de energía alternativos y aumentar la liquidez del mercado energético. Algunos comercializadores de energía también se han incorporado al Southern African Power Pool (SAPP), junto con empresas eléctricas estatales, operadores del sistema de transmisión (TSO) y productores independientes de energía eléctrica (IPP).

Su objetivo común, en su calidad de comercializadores, es hacer coincidir la oferta de generación eléctrica con la demanda de los consumidores, obteniendo sus ingresos de los diferenciales de precios entre los distintos mercados y consumidores.

Los comercializadores también pueden ayudar a mitigar algunos de los riesgos asociados al modelo de comprador único al ofrecer una vía alternativa para comercializar la energía en caso de incumplimiento del comprador de energía. Esta medida de mitigación puede ser especialmente útil cuando el gobierno sea reacio a garantizar las obligaciones de compra de energía de su empresa eléctrica.

4.5 Mercados eléctricos competitivos

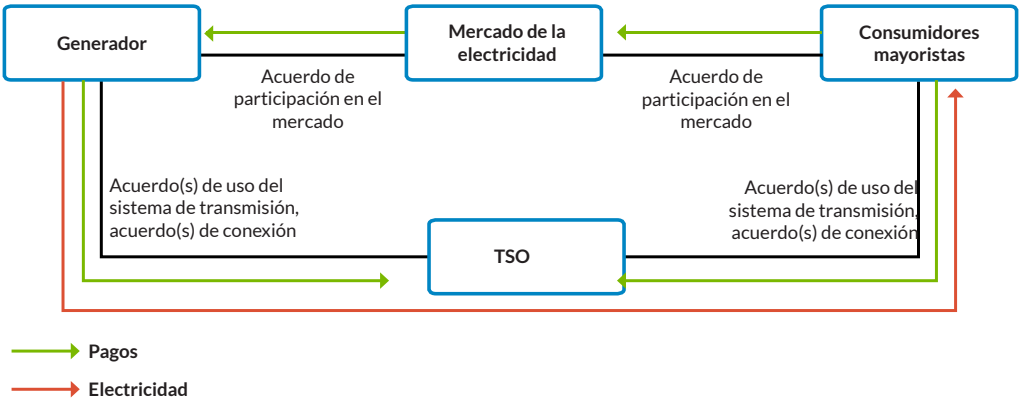
Estructura

A diferencia de las relaciones predominantemente bilaterales descritas en las estructuras de compra de energía anteriores, un mercado eléctrico competitivo permite la compraventa de electricidad entre múltiples generadores y compradores mediante la presentación de ofertas de compra y venta. La flexibilidad de los mercados eléctricos ofrece la posibilidad de aumentar significativamente el financiamiento de la generación eléctrica, al mitigar el riesgo de demanda gracias a la capacidad del generador de acceder a una base de clientes más amplia.

Una estructura de mercado también permite al comprador de energía abordar con mayor eficacia las preocupaciones relacionadas con la seguridad del suministro y con una formación eficiente de precios.

Los participantes no eligen a sus contrapartes; el operador del mercado hace coincidir las ofertas y se encarga de liquidar las operaciones. El precio al que se vende la electricidad también se establece mediante el proceso de casación de ofertas, que calcula, para cada período, el precio de casación del mercado (MCP). Como en cualquier mercado, una mayor competencia puede favorecer una formación de precios más eficiente y reducir las preocupaciones relacionadas con la transparencia y la gobernanza. Todos los participantes deben cumplir los requisitos para participar en el mercado, que pueden incluir contar con un determinado número de comercializadores con licencia.

La posibilidad de que los generadores vendan energía en un mercado eléctrico competitivo plantea riesgos particulares. La venta de energía a través de la plataforma del mercado está sujeta a una volatilidad constante de precios, lo que a su vez plantea dudas sobre la viabilidad comercial para los generadores, en proporción al porcentaje de su producción total que se venda fuera de contratos de largo plazo. A pesar de esta incertidumbre de precios, los generadores pueden optar por vender una proporción significativa de su energía en el mercado eléctrico competitivo si confían en su evaluación de la dinámica del mercado. No obstante, el apetito de riesgo de sus prestamistas puede limitar el volumen de energía que estén en condiciones de comercializar de esta manera. El acceso a un mercado competitivo también puede servir como respaldo para el cumplimiento de sus obligaciones de suministro firme. Los generadores también deberían considerar si vale la pena desarrollar internamente la capacidad técnica y el conocimiento especializado necesarios para participar directamente en el mercado. En particular para los generadores de menor tamaño, puede resultar conveniente subcontratar a un comercializador de energía para que se encargue de sus actividades de comercialización.



Venta de energía en un mercado eléctrico

Asignación de riesgos

Riesgo crediticio

En los mercados eléctricos competitivos, por lo general se exige a los compradores garantizar sus obligaciones de pago mediante el depósito de fondos en una cuenta de depósito en garantía (*escrow*) o la presentación de una carta de crédito standby (SBLC) al operador del mercado, de manera similar a las estrategias de mitigación descritas en las secciones anteriores.

Los generadores (y sus prestamistas) buscarán minimizar su exposición a la volatilidad de los precios de mercado analizada anteriormente. Un análisis del mercado eléctrico que utilice una simulación compleja para proyectar los volúmenes y precios futuros del mercado puede contribuir a reducir la incertidumbre. Este tipo de análisis depende de que se disponga de datos históricos validados. La simulación también debe tener en cuenta los cambios en la capacidad de generación y de la red, ya que estos pueden influir en la dinámica de la oferta y la demanda y, por tanto, en los precios del mercado (por ejemplo, si se incorpora nueva capacidad, qué proporción de ella se venderá en el mercado

eléctrico), así como el crecimiento físico del propio mercado mediante la construcción de nuevas interconexiones.

Riesgo jurídico y regulatorio
Dependiendo de las reglas del mercado, un mercado eléctrico altamente estructurado y transparente puede mitigar el riesgo regulatorio y político al reducir las oportunidades de actuar en beneficio propio. La confianza en la estructura del mercado también puede reducir las preocupaciones relacionadas con cambios imprevisibles en las metodologías de fijación de precios, ya que el MCP no está sujeto a la influencia política, como lo es un organismo regulador que fija tarifas minoristas.

Riesgo de transmisión
Para vender su energía en el mercado, un generador necesita tener acceso a la red de transmisión. Por lo tanto, los riesgos analizados anteriormente en relación con la confiabilidad de la red son igualmente aplicables.



Gestión de desequilibrios de energía

Cuando la energía se transporta a través de la red de un TSO tercero, normalmente es necesario programar con el TSO los volúmenes que se inyectarán y retirarán de la red, y compensar cualquier desviación respecto de esa programación. Si un generador inyecta menos energía de la programada, por lo general deberá pagar por la energía necesaria para corregir el desequilibrio, en reconocimiento del costo que asume el TSO para cubrir el déficit. Si, por el contrario, un generador inyecta más energía de la prevista, el tratamiento de ese excedente varía según la jurisdicción. En esos casos, el generador puede recibir un pago (o un crédito) por el excedente, dado que esa energía fue absorbida y utilizada por el sistema. No obstante, dicho pago suele calcularse aplicando un descuento respecto de un precio de referencia, a fin de desincentivar la programación de volúmenes inferiores a los previstos, ya que cualquier desviación afecta al TSO. En algunas jurisdicciones, en cambio, el excedente se considera energía vertida y no genera pago ni crédito alguno para el generador.

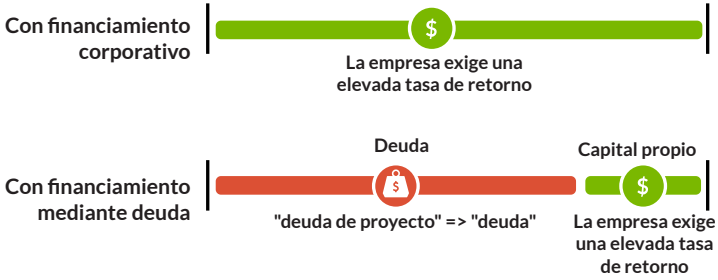
Capítulo 5: Fuentes de capital

5.1 Introducción

Las fuentes de capital para los proyectos de energía pueden clasificarse, en términos generales, en tres categorías: deuda, capital propio y subvenciones. A medida que el entorno empresarial sigue evolucionando, los aportadores de capital buscan activamente formas innovadoras de captar y colocar recursos. Este capítulo describe los tipos de capital que suelen utilizarse en los proyectos de energía y examina las distintas entidades que aportan dicho capital. El capítulo también presenta enfoques innovadores utilizados por algunos aportadores de capital para financiar proyectos.

5.2 Tipos de capital

En este manual, la estructura de capital se refiere a la combinación de productos de financiamiento, incluidos el capital propio y la deuda, utilizados para financiar el desarrollo, la construcción, la operación y el mantenimiento de un activo o proyecto determinado. La proporción de cada tipo de capital utilizado para financiar un proyecto puede variar considerablemente y dependerá de numerosos factores, entre ellos: (i) el apetito de riesgo de los aportadores de capital, (ii) los tipos de riesgos inherentes al proyecto y a su entorno operativo, y (iii) la viabilidad comercial del proyecto. A la inversa, la forma en que se financie un proyecto tendrá repercusiones directas en la evaluación de riesgos de los aportadores de capital y, por tanto, en sus expectativas de rentabilidad.



Capital propio

El capital propio representa una participación en la propiedad de un activo o proyecto, ya sea mediante recursos propios del promotor o inversiones de terceros, con la expectativa de recuperar la inversión y obtener rendimientos futuros. Este tipo de capital absorbe siempre las pérdidas financieras iniciales del proyecto, si las hubiera, y actúa así como un colchón antes de que cualquier otro tipo de capital se vea afectado por el evento adverso. Cuanto mayor sea el riesgo percibido de un proyecto, mayor será la proporción de capital propio que probablemente exigirán los prestamistas.

La etapa de desarrollo del proyecto suele financiarse de esta manera, ya que es cuando existen mayores incertidumbres respecto de su ejecución y una mayor probabilidad de pérdidas financieras. Como asumen el mayor nivel de riesgo, quienes aportan este capital suelen exigir una tasa de rentabilidad más alta. Suele provenir de promotores de proyectos, inversionistas estratégicos, algunos organismos públicos de financiamiento y fondos que buscan los mayores rendimientos asociados a este tipo de inversión.

Deuda

La mayor parte de los costos del proyecto suele financiarse mediante deuda. Dado que el costo de la deuda es inferior al del capital propio, cuanto mayor sea la proporción de deuda que pueda obtener un proyecto, menor será su costo promedio ponderado de capital. La mayoría de los proyectos de energía necesitarán deuda preferente de largo plazo para resultar atractivos para la inversión, con períodos de amortización, o plazos, que se ajusten lo más posible a la vida comercial del proyecto y que, con frecuencia, puedan superar los 10 años. Cuanto más largo sea el período de amortización, menores serán los pagos periódicos, lo que a su vez permite al proyecto vender electricidad a un menor costo y, al mismo tiempo, atender el servicio de la deuda y efectuar los pagos correspondientes al capital propio.

Deuda preferente: Esta constituye la mayor parte del financiamiento de un proyecto y, por lo general, es aportada por bancos comerciales,

bancos multilaterales de desarrollo (BMD), instituciones financieras de desarrollo (IFD) o agencias de crédito a la exportación (ACE). La deuda preferente está garantizada con los activos del proyecto y tiene la máxima prioridad de reembolso, lo que significa que los prestamistas preferentes son los primeros en recibir pagos con cargo a los ingresos del proyecto. Las garantías constituidas sobre los activos del proyecto y sus flujos de ingresos hacen que la deuda preferente represente una forma de financiamiento de menor riesgo que otras fuentes de capital para un mismo proyecto, independientemente del perfil general de riesgo del propio proyecto.

Deuda subordinada o intermedia: La deuda subordinada o intermedia ocupa una posición intermedia en la estructura de capital, entre el capital propio y la deuda preferente en cuanto a prioridad de reembolso. Aunque conlleva un mayor riesgo que la deuda preferente, ya que solo se reembolsa una vez atendidas las obligaciones de servicio de esta última, devenga una tasa de interés más alta para compensar ese riesgo adicional. La deuda intermedia se utiliza ocasionalmente para cubrir brechas de financiamiento en la estructura de capital de un proyecto; sin embargo, no es habitual en los proyectos de energía en África. La demanda de este tipo de deuda podría aumentar a medida que el mercado madure y los aportadores de deuda preferente y de capital propio se vuelvan más selectivos.

Cuasicapital: Por lo general, adopta la forma de deuda subordinada, préstamos convertibles o acciones preferentes, instrumentos que combinan características de la deuda y del capital propio y ofrecen una opción flexible para financiar proyectos de energía. Ofrece al aportador de capital un mayor potencial de rentabilidad que la deuda tradicional, pero con menor riesgo que una inversión exclusivamente de capital propio. Este instrumento permite a los promotores de proyectos acceder a capital sin diluir de inmediato su participación en la propiedad, mientras que los inversionistas obtienen rendimientos similares a los del capital propio. El cuasicapital suele utilizarse junto con otros mecanismos de financiamiento para fortalecer la estructura de capital de un proyecto y mejorar su financiabilidad.

Subvenciones

Las subvenciones suelen consistir en capital no reembolsable destinado a facilitar actividades de desarrollo en etapas iniciales, como mejorar el entorno propicio y apoyar la preparación de proyectos. La preparación del proyecto puede incluir estudios de viabilidad técnica, ambiental y financiera, evaluaciones jurídicas y procesos de debida diligencia por parte de los prestamistas. El objetivo principal es garantizar que el proyecto cuente con bases sólidas y aumentar la probabilidad de una ejecución exitosa. Estas subvenciones suelen ser otorgadas por gobiernos, bancos multilaterales de desarrollo (BMD), instituciones financieras de desarrollo (IFD), incluidos sus fondos fiduciarios asociados, organizaciones filantrópicas y fondos de financiamiento climático que pueden brindar asistencia técnica.

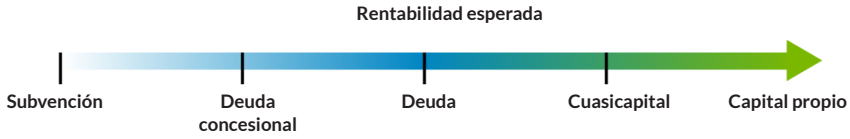
Los criterios de elegibilidad y los términos y condiciones de las subvenciones varían. Por ejemplo, algunas subvenciones son reembolsables, es decir, deben reembolsarse si el beneficiario alcanza un hito determinado, como el cierre financiero o el inicio de la construcción.

Las subvenciones también pueden utilizarse en estructuras de financiamiento mixto para: (i) reducir el monto de deuda preferente necesario en la estructura de capital; (ii) reducir el costo total de capital asociado al financiamiento mediante deuda preferente; o (iii) constituir un tramo de primera pérdida que contribuya a mejorar el perfil de riesgo del financiamiento. Para obtener más información sobre el financiamiento mixto, consulte el *Capítulo 9: Respaldo crediticio de terceros y mitigación de riesgos*.

5.3 Costo de capital

El costo de capital desempeña un papel fundamental en el financiamiento de proyectos de energía, ya que afecta directamente su viabilidad y competitividad. El principio básico es que, cuanto mayor sea el capital propio aportado al proyecto, mayores deberán ser los rendimientos para satisfacer las expectativas de rentabilidad de los aportadores de capital. Por el contrario, sustituir una parte del financiamiento mediante

aportes de capital por deuda, o incluso por subvenciones, puede ayudar a reducir el costo total de capital del proyecto y disminuir la tasa de rendimiento requerida.



En muchos países africanos, los riesgos percibidos en relación con el entorno propicio encarecen la captación de fondos para proyectos de energía. Como resultado, los promotores de proyectos suelen enfrentar dificultades para atraer inversiones, ya que los inversionistas y financiadores exigen mayores rendimientos para compensar los riesgos percibidos.

Los BMD y las IFD pueden desempeñar un papel clave en la reducción del costo de capital mediante, entre otras herramientas, el otorgamiento de préstamos en condiciones concesionales o soluciones de financiamiento mixto. También proporcionan instrumentos de mitigación de riesgos que abordan riesgos específicos, reducen el riesgo asumido por otros aportadores de capital y les permiten disminuir sus exigencias de rentabilidad. La capacidad de reducir el costo total de capital será fundamental para los proyectos que enfrentan restricciones en la fijación del precio de la electricidad y deben mantener la tarifa al consumidor por debajo de determinados niveles.

5.4 Aportadores de capital

Numerosos aportadores de capital pueden proporcionar los tipos de financiamiento analizados anteriormente. Cada aportador puede ofrecer más de un tipo de capital y tendrá expectativas de rentabilidad específicas y costos de capital asociados.

Gobiernos de los países anfitriones

Los gobiernos pueden aportar capital a los proyectos, ya sea mediante subvenciones o deuda en condiciones concesionales, especialmente cuando consideran que un proyecto constituye una prioridad nacional. Al recurrir al financiamiento público, un proyecto puede beneficiarse de un menor costo de capital, lo que suele traducirse en precios de la electricidad más bajos para los consumidores. Como alternativa, los gobiernos pueden invertir directamente en los proyectos, ya sea por sí solos o junto con socios privados, mediante un modelo de asociación público-privada (APP). Esto permite la colaboración entre los sectores público y privado para desarrollar infraestructura crítica, al tiempo que se comparten los riesgos, los recursos y los ingresos. Cualquier decisión del gobierno del país anfitrión de aportar capital a un proyecto debe evaluarse cuidadosamente, ya que tendrá un impacto directo en las finanzas públicas del país.



Proyecto hidroeléctrico de Nachtigal

El Proyecto hidroeléctrico de Nachtigal, en Camerún, es un ejemplo emblemático de una asociación público-privada (APP) exitosa en el sector energético. Con una capacidad instalada de 420 MW, el proyecto es fruto de la colaboración entre el Gobierno de Camerún, el sector privado e instituciones financieras de desarrollo (IFD). La estructura de asociación público-privada reúne a EDF (Électricité de France), el Gobierno de Camerún y la Corporación Financiera Internacional (IFC), cada uno de los cuales desempeña un papel fundamental en el financiamiento, la construcción y la operación a largo plazo. Esta colaboración permite compartir los riesgos entre las entidades públicas y privadas, al tiempo que aprovecha la eficiencia del sector privado y la supervisión del sector público para desarrollar infraestructura crítica. El proyecto no solo fortalece el suministro de energía de Camerún, sino que también pone de relieve el valor de las APP para movilizar capital destinado al desarrollo de infraestructura de gran escala en África.

Bonos del gobierno del país anfitrión o bonos soberanos
Los gobiernos recurren habitualmente a la emisión de bonos soberanos para obtener recursos de carácter general destinados a financiar el gasto público. Esto también puede facilitar el financiamiento de proyectos de energía cuando se destina de antemano el capital obtenido mediante la emisión de bonos se como capital propio, si el gobierno coinvierte con un socio privado, o como deuda, si concede un préstamo a un proyecto de energía. El gobierno debe evaluar cuidadosamente el nivel y el calendario de los rendimientos esperados de esta inversión o préstamo, ya que cualquier insuficiencia o desfase en los reembolsos del proyecto deberá presupuestarse y cubrirse con otras fuentes gubernamentales. Las recientes crisis de deuda soberana en África se han debido, al menos en parte, a la inversión de los recursos obtenidos en proyectos que no generaron una rentabilidad adecuada. Para obtener una explicación detallada de las mejores prácticas para la emisión de bonos soberanos, consulte el manual del Fondo Africano de Apoyo Jurídico (ALSF), *Orientación para comprender la deuda soberana: Opciones y oportunidades para África*.

Bonos de infraestructura
Un enfoque más estructurado para captar capital destinado a proyectos de energía mediante emisiones de bonos consiste en utilizar bonos de infraestructura. A diferencia de los bonos soberanos, los bonos de infraestructura suelen limitar el uso de los fondos obtenidos a una categoría específica de proyectos de infraestructura. Los recursos obtenidos mediante un bono de infraestructura suelen depositarse en una cuenta de garantía (*escrow*) y ser desembolsados por los promotores del proyecto (públicos o privados) según sea necesario. En el contexto africano, su adopción aún se encuentra en una etapa muy incipiente.

Los inversionistas pueden considerar que los bonos de infraestructura presentan un menor riesgo debido a las restricciones sobre el uso que el gobierno puede dar a los fondos. La naturaleza estructurada de los bonos de infraestructura también permite armonizar los objetivos de política pública con las necesidades de capital, por ejemplo, por ejemplo exigiendo que el gobierno utilice los fondos de manera que permita alcanzar un resultado específico de desarrollo.

Empresas estatales

Otra forma en que los gobiernos pueden aportar capital a los mercados eléctricos es mediante la creación de empresas estatales. Las empresas estatales están concebidas para operar de manera independiente y orientarse a objetivos comerciales, en lugar de objetivos de política pública. En el sector eléctrico, la empresa estatal más común es la empresa eléctrica nacional, aunque pueden crearse empresas independientes para determinados subsectores, como transmisión y generación; para tipos específicos de proyectos, como la electrificación rural; o para proyectos concretos, por ejemplo, cuando el gobierno invierte en un proyecto de energía a través de una entidad con fines específicos de propiedad estatal. Los gobiernos pueden brindar apoyo presupuestario directo a las empresas estatales, por ejemplo, mediante subsidios al presupuesto de capital de trabajo de una empresa eléctrica nacional. El apoyo directo también puede adoptar la forma de participación accionaria, mediante la cual el gobierno adquiere acciones de una empresa estatal, que posteriormente utiliza el capital obtenido de esa venta de acciones para financiar una cartera de proyectos o un proyecto individual.

Accionistas del proyecto

El capital propio aportado por los accionistas de la sociedad del proyecto es una de las fuentes de capital más importantes durante las primeras etapas de desarrollo del proyecto. Entre estos accionistas pueden figurar los patrocinadores del proyecto y los inversionistas de capital privado. Las inversiones de capital propio también se han convertido en una herramienta estratégica para los bancos de desarrollo que buscan catalizar el desarrollo de proyectos en sus etapas iniciales y beneficiarse de la posible valorización de su participación si el proyecto tiene éxito.

Patrocinadores

Se trata del capital propio aportado por los patrocinadores o promotores del proyecto, que representa su participación directa en la propiedad del proyecto. Por lo general, es el primer capital propio que se compromete, lo que demuestra la confianza del patrocinador y su compromiso con el éxito del proyecto. También puede incluir la capitalización del trabajo

aportado, es decir, tiempo dedicado al proyecto sin remuneración o a una tarifa inferior a la de mercado. El patrocinador puede formar parte o no de una empresa internacional de mayor tamaño con acceso a importantes recursos de capital. En los últimos años ha aumentado el número de patrocinadores de menor tamaño radicados en África, muchos de los cuales operan en un solo país y otros a escala regional. Su participación en un proyecto puede aportar un mayor conocimiento de las condiciones locales y fortalecer las relaciones con los gobiernos locales y otras partes interesadas. Muchos gobiernos africanos procuran fomentar una mayor participación de patrocinadores locales, junto con otros inversionistas locales, como los fondos de pensiones. En algunos casos, esta participación puede ser un requisito establecido en la legislación nacional o en las condiciones de una licitación para productores independientes de energía eléctrica (IPP). En otros casos, los inversionistas internacionales reconocen el valor de incorporar inversionistas locales, ya que esto permite combinar el conocimiento del entorno local con la experiencia internacional en transacciones, en beneficio del proyecto.

Inversionistas estratégicos

Los inversionistas estratégicos suelen apoyar proyectos de energía que se ajustan a sus objetivos comerciales a largo plazo en un sector o una región determinados. Esto puede incluir la formación de una cartera de inversiones en la que sus intereses vayan más allá de los rendimientos financieros y estén vinculados a la oportunidad de negocio subyacente a la inversión. Por ejemplo, una gran empresa industrial puede invertir en un proyecto de energía para mejorar el suministro eléctrico en su localidad, o un contratista de operación y mantenimiento (O&M) puede invertir para obtener el contrato de O&M.

Sus exigencias de rentabilidad pueden ser inferiores a las de los fondos de capital privado debido a que sus objetivos estratégicos son más amplios. El tamaño del balance y las mayores capacidades de los inversionistas estratégicos hacen que su participación en un proyecto resulte atractiva para los prestamistas, especialmente cuando sus intereses están alineados con la ejecución exitosa del proyecto. Esto es particularmente importante en el caso de proyectos de mayor envergadura o complejidad.

Fondos de capital privado

Los fondos de capital privado reúnen capital y lo destinan a una cartera diversificada de inversiones. El gestor del fondo administra las inversiones en nombre de los inversionistas. El mandato de inversión del fondo puede estar vinculado a un sector o una clase de activos específicos, a una jurisdicción determinada o a otros objetivos, como reducir las emisiones o buscar altos rendimientos. Los inversionistas pueden optar por invertir a través de fondos de capital privado para acceder a oportunidades de inversión cuya gestión directa excede su capacidad interna.

Los fondos de capital privado pueden invertir en distintas etapas del ciclo de desarrollo del proyecto, adaptando sus objetivos financieros y su apetito de riesgo a las circunstancias específicas. Este enfoque flexible les permite aprovechar oportunidades en las distintas etapas del ciclo de vida de un proyecto de energía.

La participación de las empresas de capital privado desde las primeras etapas de desarrollo y planificación del proyecto les permite influir en su diseño y alcance, así como detectar posibles oportunidades de ahorro de costos o mejoras de eficiencia.

Los mercados secundarios pueden aumentar la disponibilidad de capital

El mercado secundario se refiere a la adquisición, por parte de inversionistas, de participaciones en proyectos de energía que ya están generando electricidad e ingresos. Para los inversionistas adquirentes, estos activos en operación resultan atractivos porque ofrecen rendimientos estables. Para los aportadores de capital originales del proyecto, las operaciones en el mercado secundario representan una oportunidad de realizar las ganancias derivadas del desarrollo exitoso del proyecto en una etapa mucho más temprana de su ciclo de vida que si mantuvieran la inversión durante toda la vida del proyecto. Facilitar las operaciones en el mercado secundario beneficia a los mercados eléctricos, ya que los promotores que venden sus proyectos en una etapa temprana suelen reinvertir ese capital en nuevos proyectos de energía, lo que aumenta la disponibilidad de capital y acelera el crecimiento del mercado.

Prestamistas comerciales

Concepto de financiabilidad

En el contexto de los proyectos de energía, se suele denominar financiabilidad a la disposición y capacidad de los prestamistas para proporcionar financiamiento, es decir, a la capacidad de un banco u otra institución financiera para financiar un proyecto en función de su tolerancia al riesgo crediticio y de los requisitos regulatorios de capital. Este concepto abarca la evaluación que realiza el banco de la solvencia crediticia del prestatario y de cualquier proveedor de respaldo crediticio, así como de la viabilidad general del proyecto, incluida su capacidad para completarse y operar satisfactoriamente durante la vigencia del préstamo. Los bancos también deben considerar la solvencia del comprador de energía, cuyos pagos constituyen la principal, o incluso la única, fuente de ingresos para atender el servicio del préstamo. En última instancia, la decisión de un banco de financiar un proyecto depende de su confianza en la capacidad del prestatario para reembolsar el préstamo.

En general, los prestamistas comerciales suelen tener un apetito de riesgo más conservador que el de otros prestamistas, ya que deben proteger los intereses de sus depositantes. Sin embargo, existen diferencias significativas en el apetito de riesgo entre los distintos prestamistas comerciales.

Los prestamistas comerciales que operan en África se dividen en tres grupos principales:

Bancos locales: Se refiere a bancos que operan dentro de un país, por ejemplo, un banco constituido en Kenia que otorga financiamiento a un proyecto de energía en ese país. El banco local puede ser propiedad de accionistas nacionales o internacionales, o de ambos; sin embargo, en los últimos años ha disminuido la presencia de accionistas de fuera de África con control sobre este tipo de bancos. Los bancos locales suelen tener balances generales de menor tamaño, por lo que pueden

otorgar préstamos por montos menores y a plazos más cortos de los que suelen requerir los proyectos de energía, salvo, en particular, en el desarrollado mercado financiero sudafricano. Los bancos locales suelen otorgar préstamos en moneda local y, si los ingresos de los proyectos de energía están denominados en USD, el financiamiento también puede estar denominado en USD para evitar un riesgo cambiario adicional, lo que limita la participación de los bancos locales como prestamistas. Sin embargo, los bancos locales también pueden desempeñar una función útil al abrir y mantener cuentas bancarias para el financiamiento del proyecto, que constituyen una parte esencial del paquete de garantías (véase el *Capítulo 7: Documentos de la operación*), así como al actuar como agentes de garantías y proporcionar líneas de capital de trabajo a corto plazo, financiamiento del comercio y servicios cambiarios.

Bancos regionales: Se refiere a grupos bancarios que operan como bancos locales en varios países de la región, pero tienen su sede en un solo país, por lo general, en una economía de mayor tamaño, como Nigeria o Sudáfrica. Sin embargo, un pequeño número de bancos con sede fuera de África sigue teniendo presencia activa en la región. Además de contar con las capacidades propias de los bancos locales en cada país, pueden estar en mejores condiciones de proporcionar financiamiento y otros servicios de manera transfronteriza en varios países, como préstamos denominados en USD o servicios de cobertura, ya que el conocimiento de cada país derivado de su presencia local les permite tener una mayor disposición a asumir el riesgo país y respaldar los intereses de sus operaciones bancarias locales.

Bancos internacionales: Se refiere a bancos con sede fuera de África y con poca o ninguna presencia local. El papel de estos bancos en el sector eléctrico africano ha disminuido en los últimos años, en gran medida debido a restricciones regulatorias en sus países de origen.

Instituciones multilaterales de desarrollo

Las instituciones multilaterales son organizaciones internacionales integradas por gobiernos. En el contexto africano, estas incluyen al Grupo del Banco Mundial, que comprende la Corporación Financiera Internacional (IFC), el Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones

(MIGA), el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) y la Asociación Internacional de Fomento (AIF); el Banco Africano de Desarrollo (BAfD); el Banco Europeo de Inversiones (BEI); el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD); el Banco Islámico de Desarrollo (ICIEC); y el Private Infrastructure Development Group (PIDG), que comprende InfraCo, el Emerging Africa Infrastructure Fund, GuarantCo y PIDG TA, todas ellas con un importante mandato de desarrollo.

Los bancos multilaterales de desarrollo (BMD) pueden ofrecer una amplia gama de productos financieros, entre ellos capital propio, créditos, garantías y otras formas de mejora crediticia, y algunos BMD se especializan en productos específicos. Por ejemplo, Africa50, InfraCo y la IFC pueden invertir directamente en proyectos. Al mismo tiempo, el GBM, el BAfD, el IDB y otras instituciones pueden proporcionar garantías para los proyectos que cubran determinadas obligaciones de los gobiernos o de entidades subnacionales. Estas garantías pueden estructurarse de diversas maneras para proteger a los aportadores de capital frente al riesgo crediticio o político y, de ese modo, movilizar capital del sector privado.

Además, en el marco de sus programas de préstamos A/B, otros prestamistas pueden beneficiarse de la condición de acreedor preferente, ya que los préstamos sindicados por ellas reciben un tratamiento a prorrata y pari passu mediante mecanismos de incumplimiento cruzado.

Iniciativas especiales y áreas prioritarias de las instituciones multilaterales

Varios BMD han establecido iniciativas especiales o áreas prioritarias. Por ejemplo, el BAfD ha establecido la *Iniciativa Desert-to-Power (Del desierto a energía)* (DtP) para aprovechar el potencial solar de los países del Sahel mediante el desarrollo de 10 GW de capacidad de generación solar, con el objetivo de suministrar electricidad a hasta 250 millones de personas en 11 países del Sahel, a través de soluciones conectadas y no conectadas a la red. Otros programas del BAfD incluyen la *Alianza para la infraestructura verde en África*, dotada con USD 500 millones de capital para el desarrollo y la preparación de proyectos en etapas iniciales, cuyo objetivo es apoyar la transición de África hacia las cero emisiones netas mediante inversiones en infraestructura más ecológica, resiliente al clima y sostenible; la *Ventanilla de acción climática (CAW)*, destinada a movilizar entre USD 4.000 millones y USD 13.000 millones para ampliar la acción climática en África; y el *Mecanismo para la inclusión energética*, una plataforma de inversión destinada a mejorar el acceso a la energía en toda África mediante proyectos de energía renovable a pequeña escala y de minirredes.

Instituciones financieras bilaterales de desarrollo

Las instituciones financieras de desarrollo (IFD) cuentan con el respaldo del balance general del gobierno del país anfitrión, ya sea mediante financiamiento directo o mediante la emisión de bonos en los mercados de capitales, para apalancar depósitos o garantías de los gobiernos de los países anfitriones. La creación de estas instituciones suele responder a la necesidad de los gobiernos de abordar desafíos específicos y/o promover determinados objetivos de desarrollo u otros objetivos de política pública, como el desarrollo económico y el impacto ambiental y social. Estos factores influyen en su disposición y capacidad para apoyar proyectos. Algunas IFD cuentan con inversionistas del sector privado, además del gobierno como accionista principal.

Al aprovechar sus recursos financieros y su pericia, las IFD pueden ayudar a cerrar la brecha de financiamiento entre los promotores de proyectos y los aportadores de capital comerciales. Esto puede ser particularmente importante en los mercados emergentes, donde el acceso al capital, especialmente para proyectos de gran escala, es limitado. Estas instituciones suelen estar en condiciones de asumir mayores riesgos para destinar capital a mercados emergentes que pueden resultar demasiado riesgosos para otros aportadores de capital. Por esta razón, los financiamientos de proyectos de energía en mercados emergentes suelen contar con la participación de una o varias IFD como prestamistas directos y/o proveedores de respaldo o mejora crediticia.

Bancos de desarrollo regionales y nacionales

Los bancos de desarrollo regionales y nacionales se financian de manera similar a las IFD internacionales y pueden tener un mandato semejante, pero se concentran en apoyar las prioridades de la región o del país anfitrión, como los sectores de energía, infraestructura y transporte. Estos bancos reciben cada vez más el mandato de sus gobiernos de estructurar soluciones que permitan poner capital a disposición del sector privado que opera en estos sectores prioritarios. Estas instituciones deben ser ágiles y capaces de responder a las cambiantes condiciones del mercado, con un profundo conocimiento de las necesidades de las empresas y los emprendedores locales. Mediante el desarrollo de modelos de financiamiento innovadores, los bancos nacionales de desarrollo pueden ayudar a movilizar nuevas fuentes de financiamiento que, de otro modo, podrían seguir siendo inaccesibles. Esto les permite apoyar un mayor número de proyectos y contribuir de manera significativa a los objetivos nacionales de desarrollo.

Entre los ejemplos de bancos regionales de desarrollo se encuentran el Banco de Desarrollo de África Occidental (BOAD), el Banco de Desarrollo de África Oriental (EADB), el Banco de Comercio y Desarrollo (Banco de Desarrollo del COMESA, TDB) y el Banco de Desarrollo de África Meridional (DBSA).

Aunque los BMD, las IFD y otros bancos de desarrollo son tipos distintos de prestamistas, a menudo se les agrupa coloquialmente bajo la

denominación de IFD. Dado que sus mandatos y enfoques son similares y se superponen, suelen colaborar con especial facilidad entre sí.

Agencias de crédito a la exportación

Las agencias de crédito a la exportación (ACE) son creadas por los gobiernos de los países para promover la exportación de sus bienes y servicios. Las ACE brindan cobertura a una operación mediante un seguro o una garantía directa de pago. La cobertura mediante seguro o garantía puede abarcar una combinación de riesgos comerciales y políticos o limitarse únicamente al riesgo político. La cobertura suele proporcionarse a un banco comercial, lo que le permite asumir riesgos que de otro modo no estaría en condiciones de asumir, en particular el riesgo país. Las ACE de los países participantes en el Acuerdo de la OCDE sobre Créditos a la Exportación con Apoyo Oficial buscan promover condiciones equitativas de competencia y fomentar que los exportadores compitan en función del precio y la calidad del suministro, y no de quién obtiene las condiciones más favorables de la ACE. No obstante, las condiciones de financiamiento que las ACE de la OCDE ofrecen al sector eléctrico africano suelen ser competitivas frente a otras fuentes de financiamiento mediante deuda, al igual que su capacidad para asumir riesgos, aunque puede resultar difícil identificar exportaciones admisibles que puedan ser objeto de cobertura.

Financiamiento por contratistas

Los contratistas de ingeniería, contratación y construcción (EPC) y los principales fabricantes de equipos originales (OEM) suelen poder movilizar financiamiento a través de sus respectivas ACE. Algunos de los mayores contratistas multinacionales tienen la capacidad de adquirir y/o fabricar componentes o equipos y contratar servicios en más de un país, lo que les permite obtener financiamiento de más de una ACE. En algunos casos, los OEM de mayor tamaño tienen acceso a líneas de financiamiento no vinculadas y a términos y condiciones preferenciales con determinadas ACE, en función de los beneficios económicos que generan en esos países, lo que también puede aprovecharse para optimizar los términos y las condiciones de financiamiento.

Los contratistas EPC también pueden estructurar financiamiento para proyectos de energía, en forma de financiamiento de proveedores, con el fin de generar demanda para sus servicios, o participar en el capital propio del proyecto como inversionistas estratégicos (como se describió anteriormente). De manera similar, los principales OEM y otros contratistas (por ejemplo, proveedores de turbinas) pueden estructurar el financiamiento de proyectos de energía con el fin de concretar ventas de equipos.

Mercados de capital

Los mercados de capital nacionales e internacionales constituyen otra fuente de financiamiento para los proyectos de energía. El término *mercados de capital* se refiere, en términos generales, a mercados regulados en los que se pueden comprar y vender instrumentos de deuda y de capital propio.

La profundidad de ambos mercados y el nivel de interés de los inversionistas pueden variar considerablemente. Si bien los mercados de capital de las economías emergentes y de frontera aún están en evolución, el acceso al mercado de capital ha contribuido significativamente al éxito del financiamiento de proyectos de energía en otras partes del mundo. Es posible que su uso se generalice en el continente africano en los próximos años. Entre los productos del mercado de capital se incluyen los bonos de proyecto, las ofertas públicas y las sociedades de rendimiento (*yield companies*). Los siguientes instrumentos son los que tienen más probabilidades de adquirir relevancia en el contexto africano:

- **Bonos verdes**: tipo de título de deuda cuyos recursos se vinculan con proyectos subyacentes que generan un impacto ambiental positivo demostrado (por ejemplo, proyectos de energía renovable y eficiencia energética). Los bonos verdes suelen ofrecer un diferencial menor que los bonos convencionales debido a la denominada prima verde (*greenium*), de la que puede beneficiarse el prestatario si demuestra que los fondos están contribuyendo a reducir las emisiones.
- **Bonos vinculados a la sostenibilidad (SLB):** vinculan los costos de endeudamiento del emisor al cumplimiento de objetivos ambientales,

sociales y de gobernanza (ASG) específicos. Los objetivos de desempeño en materia de sostenibilidad se integran en la estructura del bono, con penalizaciones financieras, como tasas de cupón más altas, si no se cumplen dichos objetivos (por ejemplo, la reducción de emisiones y el aumento del uso de energías renovables). Los emisores de SLB presentan un marco de Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que demuestra cómo los fondos respaldarán proyectos ambientales y sociales.

Aspectos esenciales del financiamiento mediante deuda en los mercados de capital

- **Calificación crediticia:** La calificación crediticia incidirá en el costo final del financiamiento de una emisión en los mercados de capital. Otros factores, como el apetito del mercado, la sobresuscripción y el plazo, pueden influir en la fijación del precio.

- **Requisitos de cumplimiento:** Las emisiones en los mercados de capital están sujetas a requisitos jurídicos y regulatorios específicos, incluidos requisitos detallados de divulgación de información.



Bonos vinculados a la sostenibilidad

El Banco de Desarrollo de Ruanda sigue buscando formas de diversificar sus fuentes de financiamiento. En 2023, incursionó en los mercados de capital mediante la emisión de un bono vinculado a la sostenibilidad. Este enfoque vinculó la estrategia de sostenibilidad del banco con su estrategia de financiamiento y demostró su compromiso con el desarrollo económico sostenible de Ruanda.

Inversionistas minoristas

Los inversionistas individuales pueden destinar su capital personal a proyectos de energía mediante la compra de valores vinculados al proyecto. En el caso del financiamiento mediante bonos, los inversionistas individuales pueden adquirir bonos y mantenerlos en cartera. Algunos mercados emergentes también han comenzado a exigir que los proyectos privados de energía coticen una parte de sus acciones en las bolsas de

valores nacionales (para impulsar el desarrollo del mercado de capital nacional), lo que brinda a los inversionistas minoristas otra oportunidad de invertir directamente en proyectos de energía. Algunos promotores han buscado atraer a inversionistas minoristas mediante la creación de plataformas de financiamiento colectivo (*crowdfunding*) que agrupan inversiones individuales destinadas a proyectos específicos.

Fondos de financiamiento climático

Los fondos de financiamiento climático para proyectos de energía son mecanismos financieros especializados que facilitan la transición energética mundial hacia sistemas energéticos con bajas emisiones de carbono y resilientes al clima. Estos fondos desempeñan un papel fundamental en la movilización de recursos para combatir el cambio climático, al promover alternativas energéticas más limpias y mejorar la eficiencia energética. Se canalizan estratégicamente, ya sea directamente hacia proyectos específicos o a través de BMD, IFD y otras organizaciones internacionales.

Estos recursos se utilizan para actividades del upstream, como servicios de asesoría y fortalecimiento de capacidades, y para actividades de inversión del downstream orientadas a impulsar el desarrollo de proyectos de energía renovable, implementar mejoras de eficiencia energética y construir infraestructura energética sostenible. En la práctica, los fondos de financiamiento climático respaldan una amplia gama de iniciativas relacionadas con la energía, desde pequeños proyectos comunitarios hasta grandes proyectos de infraestructura. Apoyan tecnologías de energía renovable, tanto convencionales como nuevas, así como mejoras de eficiencia energética. Entre los diversos mecanismos de financiamiento climático se encuentran los Fondos de Inversión en el Clima (CIF), el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM), los programas de financiamiento climático de la Unión Europea (UE) y, más recientemente, el Fondo Verde para el Clima (GCF) y el Fondo de Energía Sostenible para África (SEFA). Estos fondos ofrecen soluciones financieras innovadoras, incluidos préstamos concesionales, capital propio subordinado, subvenciones y garantías, para apalancar inversión del sector privado y ampliar la acción climática en el sector energético, contribuyendo así a un futuro energético sostenible.

- ***Fondo Verde para el Clima (GCF):*** El GCF acelera la acción climática transformadora en los países en desarrollo mediante un enfoque de alianzas liderado por los propios países y el uso de soluciones flexibles de financiamiento y conocimientos especializados en inversiones climáticas. El GCF ofrece financiamiento mediante acceso directo, es decir, a través de instituciones nacionales, y por medio de organizaciones internacionales, como BMD y organismos de las Naciones Unidas. El sector privado puede acceder a estos fondos a través del Servicio para el Sector Privado (PSF). Ofrece diversos instrumentos de financiamiento, como subvenciones, préstamos, capital propio y garantías, para apoyar proyectos climáticos.

- ***Fondos de Inversión en el Clima (CIF):*** Los CIF aceleran la acción climática al impulsar transformaciones mediante programas centrados en tecnologías limpias, acceso a la energía, resiliencia climática y gestión sostenible de los bosques en países de ingresos bajos y medianos. Opera exclusivamente a través de seis bancos multilaterales de desarrollo (BMD) para movilizar inversiones destinadas a poner a prueba y ampliar soluciones climáticas de vanguardia que permitan hacer frente a los desafíos climáticos.

- ***Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM):*** El FMAM otorga subvenciones y financiamiento concesional para cubrir los costos necesarios para transformar proyectos que generan beneficios a nivel nacional en proyectos que también generan beneficios ambientales de alcance mundial. Los fondos se canalizan a través de *18 agencias del FMAM* hacia organismos gubernamentales, organizaciones de la sociedad civil, empresas del sector privado e instituciones de investigación, entre una amplia gama de posibles socios, para ejecutar proyectos y programas en los países receptores. El FMAM también puede considerar una inversión de capital propio si la agencia del FMAM correspondiente participa como coinversionista.

- ***Fondo de Energía Sostenible para África (SEFA):*** SEFA es el principal mecanismo de financiamiento combinado del BAfD, cuyo objetivo es catalizar la inversión privada en energía limpia en toda África, con el apoyo de donantes multilaterales que han aportado más de USD

500 millones. SEFA se centra en ámbitos clave como las tecnologías verdes de generación de carga base, la eficiencia energética y las mini-redes verdes, y ofrece instrumentos financieros flexibles. Ofrece: (i) asistencia técnica al sector público mediante subvenciones destinadas a la creación de entornos propicios; (ii) subvenciones para la preparación de proyectos, con el fin de respaldar actividades que conduzcan directamente a inversiones; y (iii) inversiones concesionales, incluido capital de riesgo y financiamiento para cubrir brechas de viabilidad mediante subvenciones de inversión, capital propio subordinado y deuda concesional. Estas inversiones suelen combinarse con otras fuentes de financiamiento, incluido el capital del BAfD, y se destinan principalmente a entidades del sector privado.

Fondos de pensiones

Los fondos de pensiones invierten principalmente en acciones y bonos. Con el tiempo, han incursionado en diversas clases de activos, entre ellas bienes raíces, infraestructura y capital privado. Los fondos de pensiones suelen invertir mediante compromisos con gestores de fondos del sector privado, ya se trate de fondos especializados en infraestructura o de fondos de deuda no cotizada. La Public Investment Corporation (PIC) de Sudáfrica es la mayor gestora de fondos de África, con más de USD 150.000 millones en activos bajo gestión. Es una entidad estatal que administra los recursos del Government Employees Pension Fund (GEPF) y de otros fondos del sector público. Los fondos de pensiones sudafricanos llevan varios años participando activamente en el financiamiento de proyectos de energía, y otros fondos están siguiendo esta tendencia. Por ejemplo, tras recientes cambios en las directrices de inversión de la Retirement Benefits Authority, los fondos de pensiones de Kenia pueden invertir hasta el 10 % de sus activos en proyectos de infraestructura, lo que en la práctica permite movilizar más de USD 1.000 millones hacia esta clase de activos.

Organizaciones filantrópicas

La filantropía suele referirse a organizaciones o fundaciones benéficas, En el sector energético, su mandato incluye contribuir a ampliar el

acceso a la energía, promover las energías renovables y apoyar la acción climática, a menudo con especial atención a comunidades o regiones desatendidas. Estas entidades filantrópicas no persiguen fines de lucro, sino que buscan abordar desafíos sistémicos, como reducir la pobreza energética, promover soluciones energéticas sostenibles, apoyar la innovación en tecnologías de energía limpia, mejorar la eficiencia energética y ampliar la electrificación en zonas remotas o de bajos ingresos. Las organizaciones filantrópicas suelen ofrecer subvenciones, financiamiento concesional o capital propio, lo que contribuye a reducir el riesgo de los proyectos en fase inicial y los hace más atractivos posteriormente para los inversionistas comerciales.

Capital aportado por los consumidores de energía

La dinámica tradicional de los mercados eléctricos se basaba en una cadena de valor lineal, con los generadores en un extremo y los consumidores de energía en el otro. La aparición de sistemas de energía renovable, en particular de energía solar fotovoltaica (FV), ha alterado esta dinámica al permitir que los consumidores desarrollen y utilicen sus propios sistemas de generación, lo que suele denominarse autogeneración. En los mercados desarrollados y emergentes, la inversión de capital en proyectos de autogeneración ha crecido de forma exponencial entre consumidores de todo tipo, desde hogares hasta grandes operaciones industriales e incluso instalaciones públicas, como escuelas y hospitales.

Facilitar la inversión en activos de autogeneración puede aumentar significativamente la disponibilidad de capital, ya que permite recurrir a fuentes de capital que, de otro modo, podrían no estar disponibles para los proyectos de energía. En el caso de la autogeneración residencial, estos sistemas pueden financiarse mediante créditos al consumo, otorgados en función de la solvencia del titular, o mediante hipotecas garantizadas por el propio inmueble. Los inversionistas corporativos e industriales en proyectos de autogeneración pueden utilizar su capital disponible y/o obtener financiamiento adicional respaldándose en sus balances. En el caso de las instalaciones públicas, los proyectos de autogeneración pueden financiarse mediante asignaciones del

presupuesto general, provenientes de ingresos tributarios, o mediante financiamiento municipal, como bonos y gravámenes. En todos los casos, se desarrolla nueva capacidad de generación sin ejercer una presión adicional sobre la capacidad crediticia de la empresa eléctrica local y sin requerir el respaldo crediticio soberano que suele ser necesario para los proyectos de generación a escala de empresa eléctrica.

Activos de autogeneración

La inversión en activos de autogeneración no se limita a los sistemas de generación eléctrica y también puede contribuir a acelerar el despliegue de nuevas tecnologías energéticas. Por ejemplo, en 2023, los sistemas de almacenamiento con baterías financiados por los propios consumidores representaron el 35 % del aumento mundial de la capacidad de almacenamiento con baterías, mientras que los sistemas a escala de empresa eléctrica representaron el 65 % restante. Esta proporción es aún mayor en los mercados emergentes, donde las empresas eléctricas suelen carecer del capital de trabajo necesario para invertir en nueva capacidad de almacenamiento con baterías. En estos casos, los propios consumidores pueden estar dispuestos a financiarla si necesitan un suministro eléctrico especialmente estable, como sucede en instalaciones manufactureras que utilizan equipos sensibles.

Capítulo 6: Estructuras de financiamiento

6.1 Introducción

Los proyectos de energía suelen recurrir a cuatro estructuras principales de financiamiento, que se distinguen según la fuente utilizada para cubrir los costos iniciales. Cada alternativa presenta sus propias ventajas y desventajas en cuanto a la determinación del tiempo, el costo y la complejidad de su estructuración e implementación. Las cuatro estructuras principales son: (i) financiamiento del gobierno del país anfitrión, (ii) financiamiento de infraestructura basado en recursos, (iii) financiamiento del promotor y (iv) financiamiento de proyectos. Estas cuatro estructuras pueden adoptar numerosas variantes según la operación, pero ciertos conceptos fundamentales se mantienen.

Este capítulo ofrece una visión detallada de la estructura de financiamiento de proyectos, debido a su uso generalizado y a que suele ser una de las modalidades de financiamiento menos comprendidas. Aunque la estructura de financiamiento de proyectos con productores independientes de energía (IPP) suele analizarse en el contexto de un modelo en el que el comprador de energía es una empresa eléctrica estatal, esta estructura también se utiliza para financiar proyectos de energía desarrollados bajo los demás modelos de compra de energía analizados en el *Capítulo 4: Estructuras de compra de energía*.

6.2 Financiamiento del gobierno del país anfitrión

En el financiamiento del gobierno del país anfitrión, el gobierno utiliza la solidez del balance del Estado para financiar un proyecto, ya sea otorgando préstamos al comprador de energía o aportando capital propio adicional, de modo que este pueda desarrollar el proyecto. Los fondos pueden provenir de las reservas de efectivo del Estado o de recursos que este obtenga en préstamo por cuenta propia de terceros, por ejemplo, de los mercados de capitales, bancos multilaterales de desarrollo o instituciones bilaterales. Cuando el Estado obtiene un préstamo por cuenta propia y luego presta a su vez los fondos a un

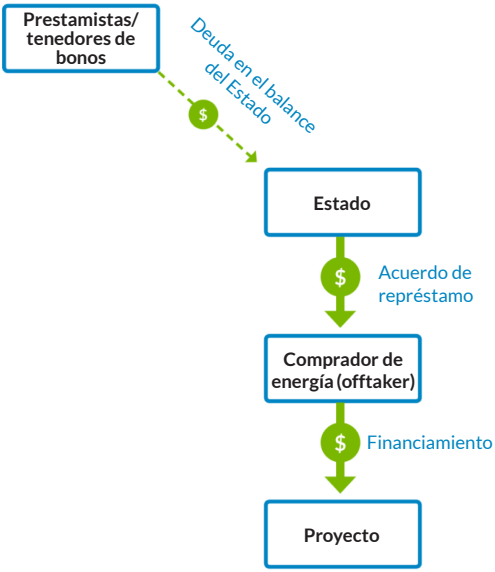
comprador de energía, este financiamiento se denomina en ocasiones mecanismo de représtamo.

El costo del financiamiento varía según la fuente de los fondos y la solvencia crediticia del Estado soberano. Las instituciones financieras de desarrollo (IFD) pueden ofrecer a los países de menores ingresos financiamiento a costos considerablemente más bajos y, posiblemente, a plazos más largos que los que ofrece el sector privado, como se explica más adelante en la sección sobre herramientas para optimizar la estructura financiera. Este tipo de financiamiento suele denominarse financiamiento concesional.

El financiamiento del gobierno del país anfitrión puede ser una alternativa atractiva cuando el país dispone de fondos suficientes o puede obtener recursos adicionales en condiciones favorables y no tiene necesidades más urgentes a las que deba destinarlos. Los proyectos financiados por el gobierno del país anfitrión suelen involucrar a menos partes. Este modelo ofrece la ventaja de no tener que coordinar a múltiples partes financiadoras ni las complejas estructuras que dicha coordinación puede implicar.

Los principales desafíos que plantea el financiamiento del gobierno del país anfitrión están relacionados con el costo de oportunidad. Dado el capital limitado del que disponen muchos gobiernos, deben sopesar la necesidad de financiar un proyecto con cargo a su balance frente a los recursos que requieren los numerosos servicios y programas intensivos en capital que el Estado debe sostener, como los programas sociales, la seguridad nacional y otros proyectos de infraestructura. En esencia, cada dólar que el Estado destina a financiar un proyecto es un dólar que no puede destinar a educación, salud pública, seguridad ciudadana o defensa de sus fronteras.

El diagrama que figura a continuación representa gráficamente una estructura de financiamiento del gobierno del país anfitrión.



Estructura de financiamiento del gobierno del país anfitrión

Fortalezas:

- Menores costos de financiamiento, especialmente si se dispone de financiamiento concesional o si el país anfitrión puede obtener recursos mediante la emisión de bonos en los mercados internacionales de capitales.
- Menos dificultades de coordinación

Debilidades:

- Costo de oportunidad del capital
- Se requiere un aporte considerable de capital por parte del gobierno.
- El gobierno debe contar con capacidad técnica suficiente para gestionar a los contratistas.

6.3 Financiamiento de infraestructura basado en recursos

El financiamiento de infraestructura basado en recursos implica que un contratista o promotor externo se comprometa a diseñar, construir y ejecutar un proyecto de energía a cambio de derechos sobre recursos naturales. En esta estructura, el contratista externo está obligado a financiar las actividades de diseño, construcción y ejecución del proyecto, previéndose que, en última instancia, recupere esos recursos mediante la venta o el aprovechamiento de los recursos naturales que pueda extraer.

Al igual que el financiamiento del promotor, que se analiza más adelante y es más común que el financiamiento de infraestructura basado en recursos, este modelo limita el número de partes financiadoras con las que debe tratar el país anfitrión y evita la complejidad que suele asociarse al financiamiento con múltiples partes. Este modelo reduce la complejidad de tratar con propietarios y operadores externos durante la vida del proyecto, lo que permite acelerar su desarrollo. También ofrece la ventaja adicional de no recurrir a las reservas de efectivo disponibles del Estado ni a su capacidad de obtener préstamos de terceros, lo que puede dar la impresión de evitar el costo de oportunidad que enfrentan muchos gobiernos al considerar el financiamiento soberano.

El principal desafío de este modelo consiste en determinar con precisión el valor de los derechos sobre los recursos naturales que se intercambian por la infraestructura. La volatilidad de los precios de las materias primas, el calendario previsto para la extracción y la capacidad financiera de los gobiernos para aprovechar esos recursos hacen casi imposible determinar adecuadamente su valor. Los derechos sobre los recursos naturales, a menudo no renovables, se utilizan para pagar al contratista. Es posible que los países anfitriones no puedan determinar el costo real de la operación hasta varios años después.

Esta estructura también genera costos de oportunidad que quizá no sean tan evidentes como los asociados al financiamiento soberano, pero

que no por ello dejan de ser reales. Aunque no afecta directamente el balance del país anfitrión, esta estructura de financiamiento sí exige que el Estado renuncie a posibles ingresos futuros derivados de los recursos naturales, que podrían destinarse a financiar otros bienes, servicios o iniciativas en beneficio de las generaciones futuras.

Además, dado que el Estado no está obligado a pagar al contratista en efectivo, existe el riesgo de que se preste menos atención a las condiciones establecidas en los documentos contractuales. En particular, dado que los pagos pueden no estar vinculados al cumplimiento de hitos, puede resultar difícil ofrecer al contratista incentivos adecuados para cumplir el cronograma o entregar un proyecto de calidad. Asimismo, esta estructura conlleva el riesgo de que se preste menos atención a las garantías de cumplimiento o a las obligaciones de garantía, lo que aumenta el riesgo de retrasos y de que la calidad del proyecto se vea afectada. Por último, dado que no es necesario efectuar pagos al contratista con cargo al balance del Estado y que no intervienen múltiples partes financiadoras cuyo reembolso dependa de los ingresos del proyecto a largo plazo, como los prestamistas preferentes, existe un mayor riesgo de que no se analicen con el mismo rigor la viabilidad económica y la sostenibilidad a largo plazo del proyecto, incluidos sus impactos sociales y económicos.

El número de proyectos financiados mediante este modelo ha dejado de ser significativo, ya que las empresas de recursos naturales han optado, en cambio, por el modelo de financiamiento del promotor. Como se explica a continuación, en estos casos, la empresa de recursos naturales, en calidad de promotor, financiaría el proyecto de energía correspondiente para garantizar el funcionamiento estable de su proyecto de recursos naturales.

El diagrama que figura a continuación muestra un ejemplo de cómo se estructura el financiamiento de proyectos de infraestructura basado en recursos.



Financiamiento de infraestructura basado en recursos

Fortalezas:

- Menos dificultades de coordinación
- Menor plazo desde la concepción hasta la entrada en operación
- No se requiere que el gobierno aporte efectivo.

Debilidades:

- Los costos reales para el país anfitrión no se conocen hasta varios años después.
- Hipoteca los recursos naturales de las generaciones futuras.
- Dificultad para supervisar al contratista y hacer cumplir sus obligaciones de desempeño y garantías.

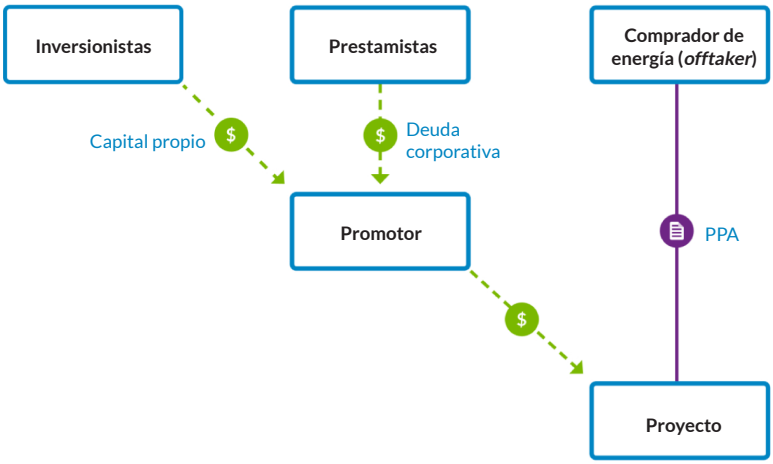
6.4 Financiamiento del promotor

Algunas grandes empresas multinacionales, incluidas las compañías internacionales de petróleo y gas, las empresas mineras y algunos promotores, pueden aprovechar la solidez de sus balances para financiar un proyecto, aportando la totalidad de los fondos que necesita la sociedad del proyecto o una empresa conjunta no constituida como sociedad

para desarrollar el proyecto. Estos fondos pueden provenir de utilidades retenidas, de préstamos obtenidos por el promotor o los promotores de entidades prestamistas, o de la emisión de bonos corporativos.

El financiamiento del promotor reduce el número de partes financiadoras que deben coordinarse y evita la complejidad que suele asociarse con el financiamiento de proyectos. Al igual que el financiamiento del gobierno del país anfitrión, el financiamiento del promotor obliga a este a renunciar a otros posibles usos de sus fondos o de su capacidad de endeudamiento para poder financiar el proyecto. En la mayoría de los casos, el promotor no tendrá la capacidad financiera suficiente para financiar por sí solo un proyecto de gran envergadura mediante este modelo. En la práctica, pocos proyectos a escala de empresa eléctrica se financian exclusivamente mediante financiamiento del promotor.

El diagrama que figura a continuación representa gráficamente una estructura de financiamiento del promotor:



Estructura de financiamiento del promotor

Si un promotor no está dispuesto a asumir todos los riesgos asociados a un proyecto determinado, ya sea por su envergadura, por el uso de tecnologías no probadas u otras consideraciones, puede asociarse con otros promotores para distribuir o mitigar dichos riesgos. Los promotores se asocian para desarrollar un proyecto mediante la celebración de un acuerdo de desarrollo conjunto, un acuerdo de empresa conjunta, un acuerdo de asociación o, si acuerdan constituir una entidad con fines específicos (SPV) para desarrollar el proyecto, un acuerdo de accionistas relativo a dicha entidad.

Fortalezas:

- No se requiere que el gobierno aporte efectivo, salvo que sea accionista o inversionista.
- Puede implicar menos dificultades de coordinación.
- La debida diligencia exhaustiva del proyecto reduce el riesgo de que este resulte insostenible.

Debilidades:

- Un número limitado de promotores cuenta con un balance lo suficientemente sólido y con la disposición necesaria para adoptar esta estructura.

6.5 Financiamiento de proyectos

Como se señaló anteriormente, el financiamiento de proyectos sigue siendo la estructura de financiamiento más utilizada para los proyectos de energía en África y en el resto del mundo. En las estructuras de financiamiento de proyectos, el Estado, o un comprador de energía estatal, otorga a una sociedad de propósito especial el derecho y la obligación de desarrollar, financiar, construir, poseer, operar y mantener un proyecto. La única actividad de dicha sociedad consiste precisamente en desarrollar, financiar, construir, poseer, operar y mantener ese proyecto. La sociedad del proyecto contrata a terceros para cumplir

algunas de estas obligaciones, como la ingeniería, contratación y construcción del proyecto, así como su operación y mantenimiento.

La sociedad del proyecto obtiene el financiamiento necesario para el proyecto mediante:

- fondos aportados por los promotores en forma de inversiones de capital o préstamos de accionistas (fondos tomados en préstamo de los accionistas y subordinados a la deuda de los prestamistas preferentes);
- deuda proporcionada por aportadores de capital, como bancos comerciales, tenedores de bonos, fondos de crédito privado, agencias de crédito a la exportación, instituciones financieras de desarrollo, bancos multilaterales de desarrollo y bancos de exportación e importación; y
- fondos que, en algunos casos, pone a disposición el Estado o aportan los donantes, ya sea en forma de préstamos concesionales o subvenciones.

El financiamiento de proyectos también se denomina financiamiento con recurso limitado o sin recurso. Como sugiere la terminología, en el financiamiento con recurso limitado, los accionistas tienen una responsabilidad limitada respecto de las deudas y obligaciones de la sociedad del proyecto, mientras que, en el financiamiento sin recurso, no asumen responsabilidad alguna por dichas deudas y obligaciones. El nivel de recurso exigido depende de los riesgos inherentes al proyecto, derivados de factores como la asignación de riesgos prevista en los acuerdos del proyecto, la tecnología utilizada, la complejidad de la construcción y la operación de los activos.

Dado el grado en que los financiadores de deuda dependen de la ejecución exitosa del proyecto, llevarán a cabo un exhaustivo proceso de debida diligencia y evaluación de riesgos para identificar los riesgos asociados al proyecto. Consulte el *Capítulo 3: Consideraciones sobre el financiamiento* para obtener una visión general de los principales riesgos. Estos riesgos deberán mitigarse de manera

satisfactoria para los financiadores de deuda a fin de que estos acepten otorgar el financiamiento.

Para garantizar que la electricidad generada por el proyecto sea asequible, la sociedad del proyecto procurará obtener deuda con el plazo más largo posible. Mientras más largo el plazo de reembolso del préstamo, menor será cada cuota de amortización programada. Si los plazos de la deuda que puede ofrecer un prestamista están limitados debido a un riesgo específico del país o del proyecto, los mecanismos de mejora crediticia, como los proporcionados por las agencias de crédito a la exportación (ACE), pueden permitirle ofrecer plazos más largos, como se explica más adelante.

Estructurar los negocios de energía como operaciones de financiamiento de proyectos facilita la asignación de los distintos riesgos a las partes que se encuentran en mejores condiciones, y que están dispuestas y son capaces de asumirlos. Por ejemplo, los inversionistas con mayor tolerancia al riesgo, como los accionistas del proyecto que se enfocan en mercados emergentes y/o tienen mandatos de desarrollo, pueden estar dispuestos a invertir durante la fase de desarrollo del proyecto, cuando se considera que el riesgo es mayor. Por el contrario, un inversionista con aversión al riesgo, como un fondo de pensiones, puede preferir invertir en un proyecto de energía en una etapa posterior, después de la fecha de operación comercial, o en un tramo de deuda de menor riesgo.

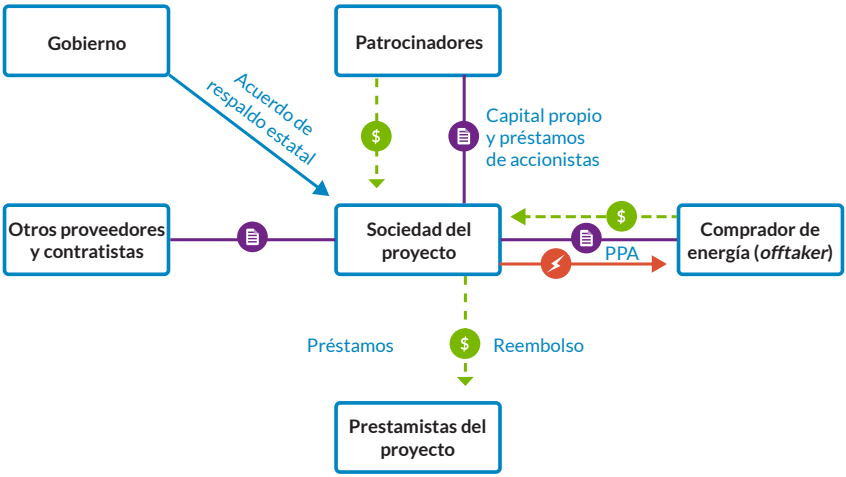
El financiamiento de proyectos puede resultar más económico o más costoso que financiar un proyecto con cargo al balance del país anfitrión. Esto depende de cuatro factores: (i) el costo de capital del gobierno, (ii) el plazo, (iii) la disponibilidad de financiamiento y (iv) el monto de capital aportado al proyecto. Por ejemplo, si un gobierno financia un proyecto con los recursos obtenidos mediante una emisión de bonos, es posible que la tasa de cupón de dicha emisión sea superior a la tasa a la que podría acceder una sociedad del proyecto en una operación de financiamiento de proyectos. Si un gobierno financia un proyecto mediante financiamiento concesional, es posible que la tasa sea más baja. También es posible que las fuentes de financiamiento a disposición

del gobierno tengan plazos más cortos o más largos, lo que afectaría el momento en que recaería la carga financiera sobre el gobierno.

Las operaciones de financiamiento de proyectos suelen generar costos iniciales más elevados debido a la participación de múltiples partes y sus asesores, la preparación de documentos de financiamiento y otros documentos jurídicos, así como a la exhaustiva debida diligencia requerida. Existen costos asociados a los distintos estructuradores que organizan la operación, honorarios jurídicos relacionados con los diversos acuerdos del proyecto y documentos de financiamiento, comisiones de los agentes por la coordinación de los pagos y de las partes y por la administración de las garantías, así como otros costos conexos.

El financiamiento de proyectos añade capas de complejidad a una operación en comparación con el financiamiento con cargo al balance, ya sea de una empresa o de un gobierno. Esta complejidad suele requerir un alto grado de coordinación entre las partes. Esta coordinación suele provocar retrasos y aumentar los costos. La inversión inicial de tiempo y recursos en una operación de financiamiento de proyectos puede ser mayor que en otras alternativas mencionadas anteriormente, pero permite distribuir y mitigar de manera eficiente muchos de los riesgos identificados en el *Capítulo 3: Consideraciones sobre el financiamiento*, entre las partes más dispuestas y mejor capacitadas para asumirlos.

El diagrama que figura a continuación ilustra una estructura típica de financiamiento de proyectos. Se centra en las modalidades de financiamiento más que en la estructura global del proyecto.



Estructura de financiamiento de proyectos

Fortalezas:

- No se requiere que el gobierno aporte efectivo, salvo que sea accionista o inversionista.
- Los riesgos del proyecto se asignan de forma eficiente y equitativa a las partes dispuestas y capacitadas para asumirlos.
- La debida diligencia exhaustiva del proyecto reduce el riesgo de que este resulte insostenible.
- Esto puede traducirse en plazos más largos y menores costos de financiamiento que otros mecanismos, lo que contribuye a reducir las tarifas.

Debilidades:

- Coordinación compleja
- Los proyectos pueden requerir más tiempo para su desarrollo.

Partes que intervienen en el financiamiento de proyectos

Sociedad del proyecto
La sociedad del proyecto es una entidad de nueva creación, jurídicamente independiente y con patrimonio separado, constituida específicamente para ser propietaria del proyecto, construirlo y operarlo. Esta entidad suele denominarse sociedad de propósito especial, entidad con fines específicos o entidad de propósito especial, ya que se constituyó para un fin específico. La creación de una sociedad del proyecto independiente garantiza que la capacidad del prestatario para cumplir sus obligaciones de deuda no se vea afectada por líneas de negocio ajenas al proyecto, sino únicamente por el desempeño del propio proyecto.

Aportadores de capital
Consulte el *Capítulo 5: Fuentes de capital* para obtener una visión general de las posibles fuentes de capital propio del proyecto, entre las que se incluyen los promotores del proyecto.

Financiadores de deuda
El grupo de prestamistas en una operación de financiamiento de proyectos puede estar integrado por una combinación de bancos comerciales, locales e internacionales, BMD/IFD, ACE, fondos de pensiones y otras entidades. Los distintos tramos de deuda pueden presentar diferentes perfiles de amortización, plazos, condiciones de precio y niveles de prelación en cuanto al reembolso y las garantías. Consulte el *Capítulo 5: Fuentes de capital* para obtener una visión general de los posibles prestamistas.

Agente de garantías y agente de financiamiento
Los prestamistas exigirán que determinadas garantías estén constituidas antes de que se desembolsen los fondos. Cuando participan varios prestamistas, las garantías se comparten entre ellos y, según la jurisdicción, quedan en poder de una entidad jurídica independiente (sociedad de garantías del proyecto) o de un fideicomiso de garantías. Suele designarse uno o varios agentes de garantías para administrar las garantías otorgadas por la sociedad del proyecto, tanto en el país como en el extranjero, y coordinar las solicitudes entre los prestamistas

y la sociedad del proyecto cuando alguno de los prestamistas pretenda hacer valer sus derechos en virtud de los documentos de financiamiento.

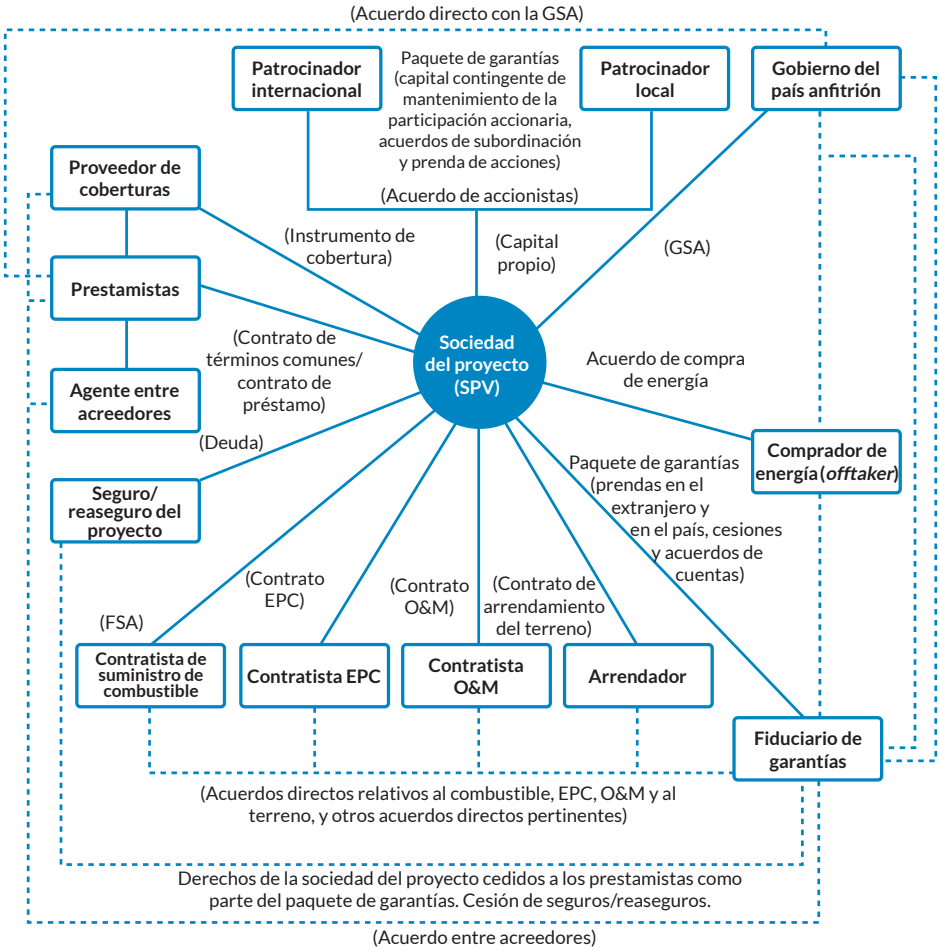
En una operación con varios prestamistas, el agente de financiamiento se encarga de coordinar las actividades en nombre de estos, incluidas las solicitudes de desembolso, los reembolsos, el cumplimiento de las cláusulas financieras y demás compromisos, así como la comunicación general entre los prestamistas y la sociedad del proyecto.

Asesores y estructuradores de la operación

Determinar la combinación óptima de financiamiento mediante capital y deuda que requiere un proyecto puede resultar bastante complejo. Los asesores financieros ayudan a los patrocinadores a optimizar la estructura de capital y a desarrollar modelos financieros que reflejen la estructura de financiamiento más adecuada. Los asesores financieros y los estructuradores de deuda pueden ayudar a obtener y negociar las fuentes de financiamiento más adecuadas, así como a coordinar la debida diligencia.

Los prestamistas contratan a un asesor técnico/ingeniero independiente, un asesor ambiental y social, un asesor de seguros, un auditor del modelo financiero y, cuando corresponda, un asesor de mercado para que los apoyen en el proceso de debida diligencia del financiamiento propuesto para el proyecto.

Los asesores jurídicos suelen ser contratados por los patrocinadores, los promotores del proyecto, los prestamistas y las contrapartes de los acuerdos del proyecto, y desempeñan un papel importante en la debida diligencia, la estructuración, la negociación, la documentación y el cierre del financiamiento.



Todas las partes, incluido el gobierno del país anfitrión, deberán aportar dictámenes jurídicos sobre la capacidad, las facultades y la exigibilidad.

Conjunto habitual de documentos del proyecto y de financiamiento

Requisitos de los prestamistas en el financiamiento de proyectos

Protección de los derechos de los prestamistas
Para reflejar el carácter de recurso limitado del financiamiento de proyectos, los financiadores de deuda cuentan con garantías sobre todos los activos de la sociedad del proyecto, incluidos sus derechos contractuales en virtud de los acuerdos del proyecto, así como con una prenda sobre las acciones de la sociedad del proyecto. Esto permite a los financiadores de deuda ejecutar sus garantías y asumir el control del proyecto si la sociedad del proyecto incumple sus obligaciones de pago de la deuda. Para obtener más información sobre los acuerdos de garantía, consulte el *Capítulo 7: Documentos de la operación*.

Los prestamistas también exigirán acuerdos directos respecto de los principales acuerdos del proyecto, a fin de tener derecho a asumir la posición de la sociedad del proyecto y subsanar cualquier incumplimiento. Esto es necesario porque los prestamistas, que no son parte en los acuerdos del proyecto, dependen del conjunto de dichos acuerdos y del cumplimiento de las obligaciones de las partes en virtud de ellos para realizar su evaluación crediticia y definir su estrategia de mitigación de riesgos del proyecto, por lo que necesitan garantizar que dichos acuerdos se mantengan vigentes. El gobierno y todas las empresas estatales pertinentes deberán celebrar acuerdos directos respecto de todos los acuerdos del proyecto de los que sean parte. Para obtener más información sobre los acuerdos directos, consulte el *Capítulo 7: Documentos de la operación*.

Cobertura
El promotor del proyecto o la sociedad del proyecto recurren a coberturas para protegerse frente a las variaciones de los tipos de cambio y las tasas de interés y, con frecuencia, frente a las fluctuaciones de los precios de las materias primas en el financiamiento de proyectos de energía no renovable. Aunque los instrumentos de cobertura pueden ser muy complejos, en el contexto de una estructura de financiamiento de proyectos o de financiamiento del promotor por terceros suelen ser relativamente sencillos. Por lo general, las instituciones financieras que

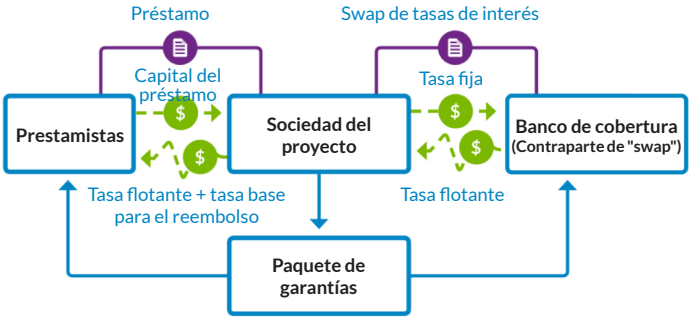
proporcionan los instrumentos de cobertura son, a su vez, prestamistas preferentes del promotor del proyecto o de la sociedad del proyecto, según corresponda.

- **Cobertura cambiaria:** Un acuerdo típico de cobertura cambiaria consiste en que el promotor del proyecto o la sociedad del proyecto acuerda comprar, en una fecha futura, una cantidad fija de una moneda a cambio de otra, a un tipo de cambio previamente acordado. Esto mitiga, durante un determinado período del proyecto, el riesgo derivado de las fluctuaciones cambiarias, según la moneda de que se trate, lo cual es fundamental cuando existen costos y/o ingresos en distintas monedas.

- **Cobertura de precios de materias primas:** En un proyecto de energía en el que la sociedad del proyecto o el promotor del proyecto vaya a adquirir una materia prima, como fueloil pesado o gas, y cuyo precio no se haya fijado de antemano en un acuerdo de suministro de combustible, la sociedad del proyecto o el promotor podrá celebrar un contrato a plazo en virtud del cual se compromete a comprar una cantidad fija del combustible en una fecha futura determinada, a un precio previamente acordado. En el financiamiento de proyectos, esto brinda tanto a la sociedad del proyecto como a los prestamistas certeza respecto de los gastos de la sociedad del proyecto en combustible u otra materia prima similar.

- **Cobertura de tasas de interés:** Los prestamistas pueden ofrecer préstamos a la sociedad del proyecto o al promotor del proyecto con tasas de interés fijas o variables. Cuando las tasas son variables, los prestamistas pueden cobrar un margen fijo por encima de una tasa base variable, como la tasa de financiamiento a un día garantizada (SOFR), para una moneda determinada. Esta tasa base es, en esencia, la tasa a la que los bancos se prestan entre sí. Dado que una tasa de referencia como la SOFR puede variar con el tiempo y generar incertidumbre respecto de los costos de financiamiento de la sociedad del proyecto o del promotor durante la vigencia del préstamo, tanto los prestamistas como la sociedad del proyecto o el promotor pueden preferir fijar estas tasas variables mediante la

celebración de swaps de tasas de interés a largo plazo. Si las tasas variables aumentan, la sociedad del proyecto o el promotor del proyecto sabe que siempre dispondrá de fondos para efectuar los pagos a tasa variable a los prestamistas, ya que recibe esos fondos de los bancos que proporcionan la cobertura, y que nunca tendrá que pagar a estos últimos una tasa superior a la tasa fija. Por lo tanto, la sociedad del proyecto limita su exposición a los aumentos de las tasas de interés.



Swap de tasas de interés

Cuentas y cascada de pagos

Dado el carácter de recurso limitado del financiamiento de proyectos, los prestamistas dependen por completo de los flujos de caja del proyecto para el reembolso de la deuda. Por lo tanto, procurarán ejercer un estrecho control sobre el flujo de caja de la sociedad del proyecto, estableciendo el orden en que pueden efectuarse los pagos con cargo a los desembolsos de los préstamos y a los ingresos del proyecto. Esto se conoce comúnmente como "cascada de pagos". Los prestamistas también establecerán la estructura de cuentas a través de la cual deberá fluir esta cascada de pagos, lo que probablemente implicará un gran número de cuentas tanto nacionales como en el extranjero. Cada cuenta cumple una función distinta, y la separación de los distintos fondos entre cuentas diferentes es necesaria para mitigar determinados riesgos del proyecto. Por lo tanto, es esencial que la sociedad del proyecto obtenga la aprobación para abrir todas las cuentas exigidas por los prestamistas.

Se constituirán garantías sobre todas estas cuentas a favor de los prestamistas para garantizar el préstamo. El movimiento de fondos entre estas cuentas se regula en los acuerdos de cuentas en el país (*onshore*) y en el extranjero (*offshore*), según corresponda.

Según el proyecto, una estructura de cuentas típica incluirá las siguientes cuentas para los fines indicados:

Propósito	Cuenta(s) designada(s)
Fondos provenientes de desembolsos de préstamos	Cuenta de fondos en el extranjero Cuenta de fondos en el país
Ingresos del proyecto	Cuenta de ingresos en el país Cuenta de ingresos en el extranjero
Costos de construcción y de O&M del proyecto	Cuenta operativa en el extranjero Cuenta operativa en el país
Devengo y pago del servicio de la deuda	Cuenta de pago del servicio de la deuda en el extranjero
Acumulación de reservas para el servicio de la deuda	Cuenta de reserva para el servicio de la deuda en el extranjero
Reservas para mantenimiento mayor*	Cuenta de reserva para mantenimiento en el extranjero Cuenta de reserva para mantenimiento en el país
Reservas de capital de trabajo*	Reservas de capital de trabajo en el extranjero Reservas de capital de trabajo en el país*
Indemnizaciones de seguros, indemnizaciones por daños y perjuicios previamente pactadas, indemnizaciones y pagos por rescisión	Cuenta de fondos especiales en el extranjero Cuenta de fondos especiales en el país
Distribución de dividendos a los accionistas	Cuenta de distribuciones en el extranjero Cuenta de distribuciones en el país

*La cuenta podrá estar ubicada únicamente en el extranjero o en el país, según los requisitos de los prestamistas.

Estructuras de refinanciamiento

A medida que un proyecto madura y se vuelve menos riesgoso, la sociedad del proyecto puede refinanciar su deuda. Por lo general, el refinanciamiento implica sustituir la deuda original por nueva deuda con condiciones más favorables. Una proporción relativamente mayor del riesgo del proyecto corresponde al período de construcción previo a la puesta en servicio satisfactoria de la planta. Una vez construido el proyecto y en operación satisfactoria, este componente del riesgo queda prácticamente eliminado. En esta etapa, las sociedades del proyecto pueden procurar aprovechar esta reducción del riesgo refinanciando el saldo pendiente de la deuda a tasas y/o condiciones potencialmente más favorables.

Los prestamistas son conscientes de ello y pueden incluir en los contratos de préstamo penalizaciones por pago adelantado para desalentar el refinanciamiento. Por otra parte, es posible que algunos prestamistas se den por satisfechos al haber obtenido una rentabilidad adecuada durante la fase de mayor riesgo de un proyecto y se alegren de que se haya liberado capital para invertir en otros proyectos. Esto es particularmente cierto en el caso de los bancos comerciales, que prestan especial atención a la reasignación de capital.

Los contratos de préstamo pueden incorporar incentivos para el refinanciamiento, por ejemplo, mediante aumentos escalonados de las tasas de interés después de los primeros años de operación, con el fin de alentar a la sociedad del proyecto a refinanciar el proyecto y reembolsar a los prestamistas. Asimismo, la sociedad del proyecto puede negociar reducciones escalonadas de los márgenes en un momento predeterminado del período de operación, de modo que las tasas de interés disminuyan a medida que el proyecto continúe operando. Los prestamistas querrán asegurarse de que, si aceptan esta estructura, la recuperación total que obtengan durante la vigencia del préstamo se mantenga en un nivel acorde con el perfil de riesgo del período correspondiente, lo que puede implicar condiciones de precio más elevadas durante los primeros años de operación.

Extensiones del plazo

Algunos prestamistas, en particular los bancos comerciales, pueden tener límites respecto de los plazos de los préstamos que pueden otorgar. Estas limitaciones pueden obedecer a restricciones por riesgo crediticio o regulatorio que impiden conceder préstamos a un determinado país o contraparte por más de cierto número de años, algo habitual en el caso de prestamistas transfronterizos que otorgan préstamos en USD, o a restricciones de liquidez cuando se presta localmente en moneda nacional.

Las limitaciones para otorgar préstamos pueden abordarse, en algunos casos, mediante cobertura de una ACE o un seguro contra riesgos políticos (PRI) (véase el*Capítulo 9: Respaldo crediticio de terceros y mitigación de riesgos*). En el caso de los préstamos nacionales, los proyectos pueden estructurarse de modo que otras partes financiadoras, como BMD, IFD o proveedores especializados de garantías, "compren" la deuda existente o garanticen su reembolso en un momento determinado, por ejemplo, en una fecha cercana al plazo máximo durante el cual el banco puede otorgar préstamos por razones de liquidez, a un precio predeterminado. Esto acorta efectivamente el plazo contractual del préstamo para el banco comercial, al tiempo que conserva cierta flexibilidad para prorrogar nuevamente dicho plazo al momento del refinanciamiento. Este refinanciamiento puede realizarse, en muchos casos, a solicitud de la sociedad del proyecto, lo que le permite sondear el mercado en ese momento para determinar si existen otras alternativas.

Sin embargo, cuando se recurre a bancos locales como prestamistas, las condiciones que activan el refinanciamiento suelen tener que establecerse como obligatorias dentro de la estructura de financiamiento, de modo que, a efectos de las limitaciones de balance y de las restricciones regulatorias aplicables a los préstamos a plazo, el período contractual del préstamo sea más corto.

6.6 Créditos de carbono

El propósito de este manual es ofrecer al lector una visión amplia de las fuentes y los instrumentos disponibles actualmente en el mercado para financiar proyectos energéticos, así como de las estrategias prácticas que pueden emplearse para atraer ese capital hacia un mercado determinado. Esta subsección se aparta de nuestro análisis práctico de las fuentes y estructuras de financiamiento consolidadas para explorar opciones emergentes en este ámbito.

Financiamiento vinculado al carbono

Es importante comenzar este análisis reconociendo que el financiamiento vinculado al carbono es un ámbito en rápida evolución, debido a los cambios en las consideraciones de política pública y al surgimiento de nuevas soluciones tecnológicas. Se recomienda a los lectores interpretar las explicaciones y los ejemplos presentados en este capítulo como una muestra de las prácticas actuales, y no como mejores prácticas destinadas a adoptarse de manera permanente. Es aconsejable que tanto los funcionarios públicos que buscan facilitar la introducción del financiamiento de carbono en sus mercados como los promotores privados que procuran que un proyecto reúna los requisitos para acceder a capital vinculado al carbono recurran al asesoramiento de especialistas con experiencia en estructuración financiera vinculada al clima.

Descripción general

Desde la COP26, celebrada en Glasgow en 2021, el panorama del financiamiento de carbono ha avanzado considerablemente, a medida que los países, las instituciones y el sector privado trabajan para cumplir ambiciosos objetivos climáticos. La demanda de créditos de carbono, la creación de nuevos fondos de financiamiento climático y los persistentes desafíos en materia de financiamiento para la adaptación han contribuido a configurar este panorama en evolución. La pertinencia de este tema para el financiamiento de proyectos energéticos es considerable, dado que el rápido despliegue de energías renovables para acelerar la actual transición energética representa una de las principales oportunidades para vincular la reducción de emisiones de carbono con la movilización

de capital. En síntesis, la convergencia de intereses económicos, ambientales y estratégicos en torno al financiamiento climático ha aumentado la importancia de esta fuente de capital para el desarrollo de los mercados eléctricos.

¿Qué es un crédito de carbono?
Para mayor claridad, es importante reconocer que los "créditos de carbono" constituyen una clase de activo emergente, más que un producto financiero estandarizado y comercializado como una materia prima. Resulta útil desglosar el término en sus distintos componentes:

- **Carbono:** Se ha identificado y cuantificado una reducción de emisiones de carbono mediante metodologías aprobadas y de conformidad con un conjunto de criterios.

- **Crédito:** A la reducción de emisiones de carbono se le asigna un certificado, normalmente expresado en toneladas métricas de CO_2 equivalente, y dicho certificado puede transferirse entre partes, por lo general dentro de un registro acordado. Una parte también puede optar por retirar ese crédito y, al hacerlo, compensar una cantidad equivalente de emisiones de carbono.

Esto lleva naturalmente a entender que la creación de un crédito de carbono requiere un sistema para registrar las emisiones de carbono, es decir, monitorearlas, y algún mecanismo de formación de precios que permita asignarles un valor, es decir, un mercado. Existen numerosas variantes de esta fórmula, tales como:

- Un cálculo de emisiones exigido por la normativa, generalmente expresado en forma de derechos de emisión, se combina con una plataforma de negociación nacional o regional que determina el valor de dichos derechos mediante un proceso de subasta. Un ejemplo es el Sistema de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea.

- Los créditos emitidos en el mercado voluntario de carbono, verificados mediante un proceso de auditoría gestionado de forma privada bajo la gobernanza de un estándar de carbono y vinculados a un acuerdo entre partes privadas para transferir, a un precio negociado,

el derecho a contabilizar esa mitigación, suelen registrarse en el registro del estándar correspondiente.

- Se determina y contabiliza un resultado de mitigación de carbono de conformidad con las orientaciones vigentes de las Naciones Unidas y en consonancia con las reglas, modalidades y procedimientos de un acuerdo rector entre partes soberanas para transferir el reconocimiento de ese crédito de una jurisdicción a otra. También se conoce como transferencia de resultados de mitigación en virtud del artículo 6.2 del Acuerdo de París.

Para los fines de este Manual, limitaremos nuestro análisis de los créditos de carbono al último de estos ejemplos, ya que actualmente representa la forma más estandarizada de crédito de carbono que se transfiere entre Estados soberanos mediante acuerdos de cooperación.

Seguimiento de las emisiones mediante las contribuciones determinadas a nivel nacional

Las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN) son compromisos que los países asumen ante las Naciones Unidas para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. El marco de las CDN se estableció en virtud de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en cuyo marco se adoptaron el Protocolo de Kioto de 1997 y el Acuerdo de París de 2016. Cada país presenta su propia CDN, en la que especifica las medidas concretas que adoptará para alcanzar sus objetivos de reducción de emisiones. Estos objetivos se basan en los niveles actuales y proyectados de emisiones del país, así como en su etapa de desarrollo económico. En sus CDN, los países presentan sus compromisos de reducción de emisiones con respecto a un escenario tendencial (*business-as-usual*), es decir, a los niveles de emisiones que se registrarían sin las reducciones previstas en las CDN, bajo dos modalidades:

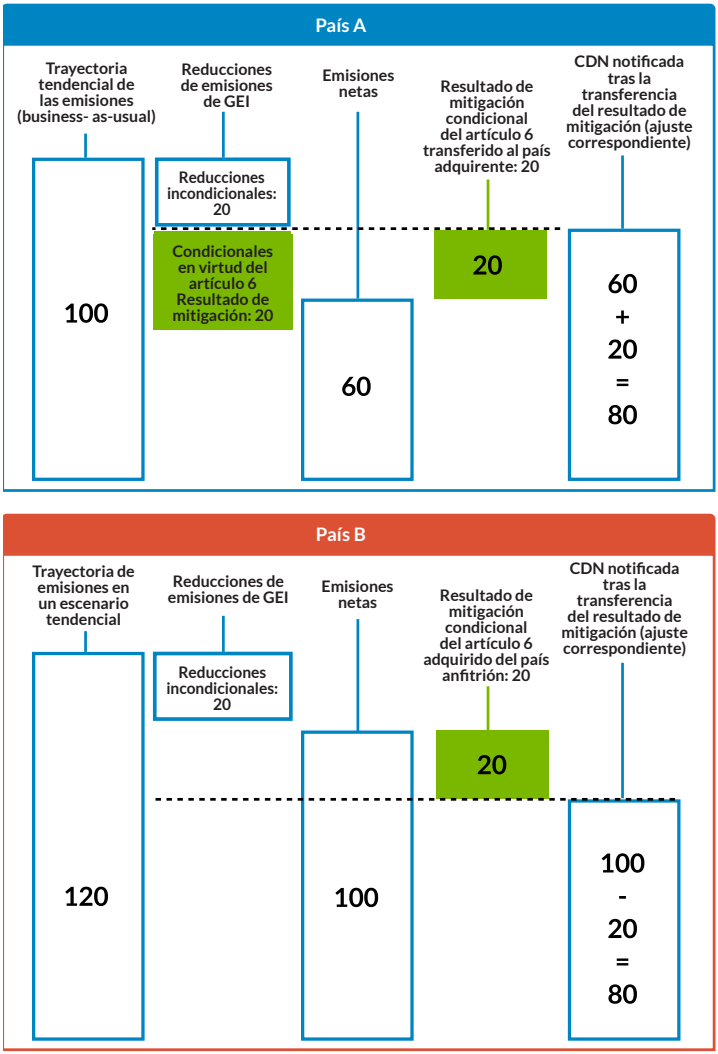
- **Incondicional:** para proyectos que financiará el propio país sin apoyo de créditos de carbono en forma de resultados de mitigación.

➔ **Condicional:** para proyectos que requieren la monetización de créditos de carbono en forma de resultados de mitigación para ser financieramente viables.

Comercialización de créditos de carbono

Actualmente, la vía más común para la comercialización de créditos de carbono es el marco establecido en el artículo 6 del Acuerdo de París, en particular el párrafo 6.2, que crea los resultados de mitigación de transferencia internacional (RMTI). Un RMTI representa la reducción de una tonelada métrica de emisiones de CO_2 equivalente en la atmósfera, lograda mediante la ejecución de un proyecto o una actividad específicos. A continuación, los países pueden intercambiar RMTI en el marco de un acuerdo de cooperación a un precio negociado.

Para cumplir con los requisitos más recientes de alta integridad que se desprenden del párrafo 6.2, los créditos de carbono deberían destinarse a sectores de difícil descarbonización o a proyectos con umbrales de financiamiento difíciles de alcanzar, cuya viabilidad económica dependa de la venta del RMTI. En virtud del acuerdo de cooperación, el efecto de reducción de emisiones de carbono de un proyecto de generación de energía renovable en el país anfitrión se transfiere al país adquirente mediante su notificación a la secretaría de la CMNUCC. Posteriormente, este efecto se refleja en las CDN de ambos países, como se muestra en la siguiente ilustración.



El país A logró reducir sus emisiones de GEI y transferir una parte al país B, lo que permitió que ambos países cumplieran sus respectivas CDN

Al momento de la publicación de este manual, se habían firmado 51 acuerdos de cooperación entre países menos desarrollados y países desarrollados, que abarcaban 141 proyectos o actividades en diversos sectores, incluido el energético, en el marco de dichos acuerdos

bilaterales. Los países compradores pueden celebrar estos acuerdos por diversos motivos, entre ellos cumplir sus propios objetivos establecidos en las CDN, apoyar otras políticas nacionales y contribuir a la reducción global de las emisiones de carbono. Dada la vinculación entre la mitigación de las emisiones de carbono y las energías renovables, la comercialización de RMTI ofrece la oportunidad de incrementar un flujo futuro de ingresos asociado al desarrollo del proyecto y, al mismo tiempo, acelerar la mitigación del cambio climático.

Sistemas fotovoltaicos, Vanuatu

En 2023, la Oficina Federal de Medio Ambiente de Suiza y el Gobierno de Vanuatu aprobaron una de las iniciativas pioneras en el marco del enfoque cooperativo del párrafo 6.2, utilizando resultados de mitigación de transferencia internacional (RMTI). Este proyecto busca reducir las emisiones de carbono y, al mismo tiempo, promover el desarrollo sostenible mediante el suministro de electrificación solar a las comunidades rurales de Vanuatu, donde actualmente el 80 % de la población carece de acceso a la electricidad. El programa tiene como objetivo reducir directamente las emisiones totales de gases de efecto invernadero en 97.217 tCO_2e a lo largo de 8,7 años mediante la implantación de sistemas solares fiables y de bajo costo, que proporcionen energía sostenible a las zonas rurales desatendidas de Vanuatu.

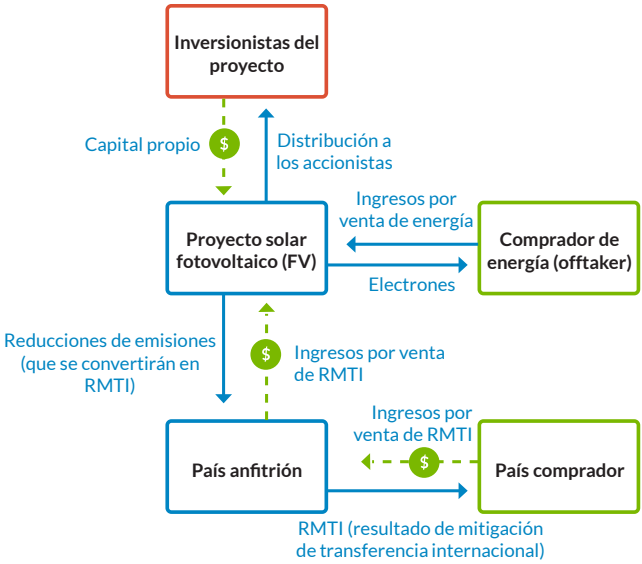
La importancia de la alta integridad

El valor del carbono está directamente vinculado a la unidad de mitigación de carbono que representa. La confianza en el sistema de contabilización conforme al cual se creó el crédito determina la integridad que este ofrece al posible comprador. Los factores que determinan la percepción del comprador sobre la alta integridad de un crédito de carbono son muy diversos y exceden el alcance de esta breve reseña sobre los créditos de carbono incluida en este manual. Entre esas consideraciones clave se incluyen, entre otras, *la adicionalidad, la permanencia y la necesidad de evitar el doble cómputo*. Para profundizar en la integridad de los créditos

de carbono, remitimos al lector a las fuentes adicionales incluidas al final de este manual.

Financiamiento de proyectos energéticos mediante créditos de carbono

Las estructuras que permiten monetizar las reducciones de emisiones (ER) mediante la cooperación prevista en el párrafo 6.2 pueden mejorar la viabilidad económica de un proyecto energético. El diagrama a continuación ilustra cómo la mitigación de carbono vinculada a la construcción de un proyecto solar fotovoltaico puede monetizarse como un RMTI, cuya venta genera capital adicional que retorna al proyecto.



Canjes de deuda por acción climática

Otra fuente emergente de capital vinculado al carbono son los canjes de deuda por acción climática. Estos canjes se basan en el compromiso de un país de reestructurar las deudas que se le adeudan a cambio de compromisos para financiar proyectos de desarrollo beneficiosos para el clima, como los proyectos de energías renovables. En la práctica, el país beneficiario inyecta capital en su mercado eléctrico nacional y compensa el costo de esa inyección mediante una reducción de sus obligaciones de deuda soberana.

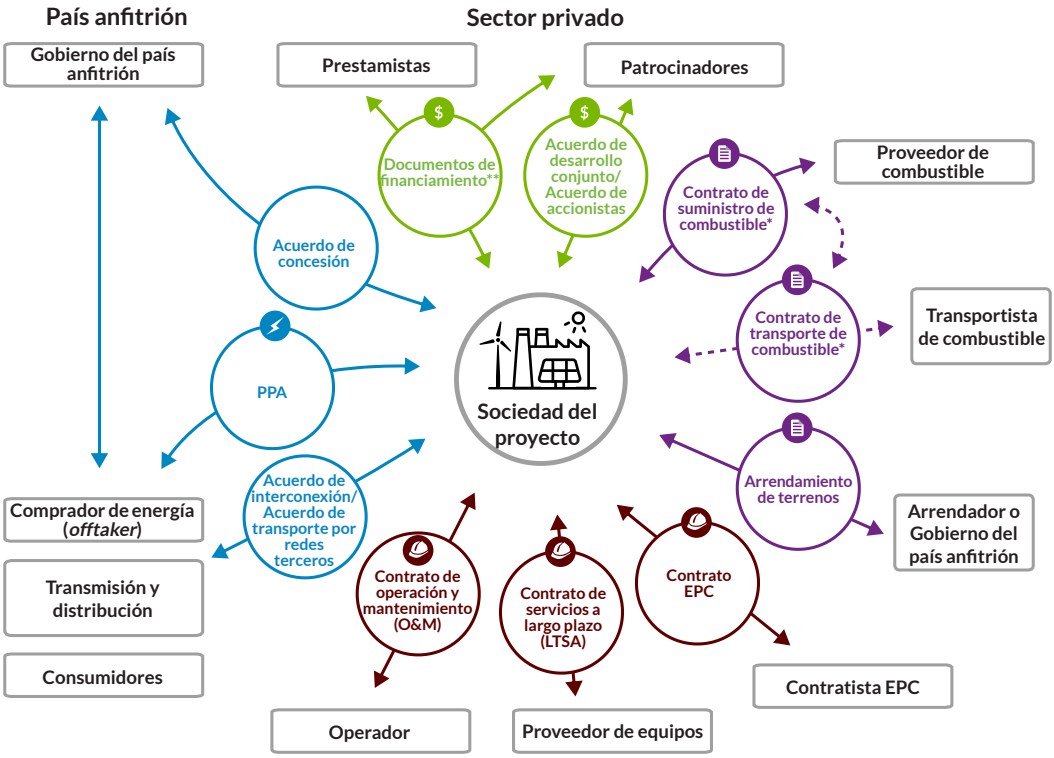
Un ejemplo es el canje de deuda por acción climática entre Alemania y Kenia. El Gobierno de Kenia está invirtiendo directamente el equivalente a EUR 60 millones a lo largo de varios años en proyectos de energía renovable identificados en un acuerdo bilateral con el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania. Una vez que los proyectos se hayan ejecutado satisfactoriamente, se cancelará un monto equivalente de la deuda que Kenia mantiene con Alemania. Un ejemplo de proyecto energético financiado mediante este mecanismo es el campo geotérmico del Bloque Bogoria-Silali y las mejoras asociadas a la red eléctrica, cuyos beneficios incluyen tanto la generación de energía renovable como un acceso más estable a la electricidad para hogares rurales.

Capítulo 7: Documentos de la operación

7.1 Introducción

Este capítulo ofrece una visión general de los principales documentos de la operación que formalizarán los términos y condiciones acordados entre las numerosas partes que intervienen en la construcción, operación y financiamiento de un proyecto energético. Solo se destacarán los aspectos más relevantes para el financiamiento de un proyecto, por lo que esta sección no debe considerarse un análisis exhaustivo de dichos documentos. Para una explicación más detallada de la estructuración jurídica de los proyectos energéticos, consulte la segunda edición de *Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía*.

Este gráfico muestra un ejemplo de los distintos documentos de la operación, pero los lectores deben tener presente que su número, forma y contenido variarán considerablemente de un proyecto a otro.



* No aplica a proyectos de energías renovables
** En el caso del financiamiento de proyectos, los prestamistas exigirán acuerdos directos con todas las contrapartes de la sociedad del proyecto (salvo los patrocinadores).

7.2 Documentos de financiamiento

Los acuerdos de financiamiento regulan el flujo de capital hacia el proyecto, como préstamos y capital, y desde el proyecto, como pagos de intereses y dividendos, así como los derechos y responsabilidades asociados. Algunos de estos acuerdos se abordan en el manual de *Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía* y se retoman a continuación desde la perspectiva de los prestamistas.

Acuerdos comunes

Los siguientes documentos serán necesarios en la mayoría de las estructuras de financiamiento.

Contrato de préstamo/línea de crédito

Los términos y condiciones específicos aplicables a una línea de crédito, como el precio, el plazo, el perfil de amortización y los requisitos específicos de política, se establecen en el contrato de préstamo/línea de crédito celebrado entre la sociedad del proyecto/prestatario y cada prestamista. Este contrato también suele contener disposiciones relativas a las condiciones para el financiamiento, las cláusulas financieras, los eventos de incumplimiento, las declaraciones y garantías y otros compromisos.

Contrato de términos comunes

Si existe más de una línea de crédito, los prestamistas deberán celebrar un contrato de términos comunes (CTA). Este acuerdo contendrá todas las condiciones de financiamiento comunes a las distintas líneas de crédito del proyecto. Es probable que el contrato de términos comunes sea un documento extenso, con varios apéndices y anexos. Es el principal documento de financiamiento entre la sociedad del proyecto y las partes financiadoras.

Respaldo crediticio

Los prestamistas pueden exigir apoyo crediticio en función de la solvencia crediticia del prestatario. En una estructura de financiamiento del promotor por terceros o de financiamiento de proyectos, el respaldo crediticio puede incluir, entre otros mecanismos, una garantía de la sociedad matriz.

Documentos de garantía

Los prestamistas pueden exigir garantías reales como condición para otorgar el financiamiento. Los paquetes de garantías dependen de la naturaleza del tipo de financiamiento, ya sea financiamiento del promotor por terceros o financiamiento de proyectos, y de las jurisdicciones involucradas, tanto en el país como en el extranjero. En el financiamiento de proyectos, el paquete de garantías suele

incluir garantías sobre las acciones de la sociedad del proyecto, todos sus bienes muebles e inmuebles, incluidas sus cuentas, así como los contratos y los derechos derivados de estos, las pólizas de seguro y reaseguro y los contratos de préstamo de accionistas. Los documentos de garantía incluyen hipotecas, prendas, instrumentos de deuda garantizados (*debentures*), cesiones, gravámenes y gravámenes. Según las jurisdicciones involucradas, puede ser necesario notificar a terceros, como entidades gubernamentales, contrapartes contractuales del proyecto y aseguradoras y reaseguradoras, sobre la constitución de garantías por parte de la sociedad del proyecto y, en algunos casos, obtener su reconocimiento o consentimiento.

Documentos de cobertura

Los prestamistas suelen exigir a los prestatarios que cubran los riesgos cambiarios y de tasas de interés y, especialmente en el financiamiento de proyectos de generación eléctrica con fuentes no renovables, los riesgos derivados de las fluctuaciones de los precios de las materias primas. Esto puede documentarse de diversas formas, por ejemplo, mediante *swaps* u otros tipos de instrumentos de cobertura. Estos instrumentos suelen ser proporcionados por las mismas instituciones financieras que otorgan la deuda preferente.

Dictámenes jurídicos

En el financiamiento del promotor con recursos de terceros y en el financiamiento de proyectos, los prestamistas exigirán dictámenes jurídicos que confirmen que (i) las contrapartes de los contratos de financiamiento cuentan con la capacidad y las facultades necesarias para celebrarlos y cumplir las obligaciones que les corresponden en virtud de estos, y (ii) dichos contratos constituyen obligaciones legales, válidas y vinculantes para esas contrapartes y son exigibles frente a ellas. Dado que, en el financiamiento de proyectos, los prestamistas dependen del proyecto para el reembolso del préstamo, y no del balance general de la empresa promotora, recibirán dictámenes jurídicos que aborden estas cuestiones en relación con los contratos del proyecto. En el caso de un contrato del proyecto en el que el gobierno sea contraparte, ya sea actuando a través de uno o varios ministerios o de otra forma, los prestamistas del financiamiento de proyectos exigirán un dictamen

jurídico del procurador general o de una autoridad equivalente, según la jurisdicción.

Documentos específicos del financiamiento de proyectos

Los siguientes documentos son específicos de las estructuras de financiamiento de proyectos.

Acuerdos sobre cuentas
Los prestamistas procurarán controlar el flujo de caja de la sociedad del proyecto estableciendo el orden en que pueden efectuarse los pagos con cargo a los desembolsos de los préstamos y a los ingresos del proyecto. Esto se conoce comúnmente como "cascada de pagos". Los prestamistas también exigen la apertura de determinadas cuentas bancarias y la transferencia de fondos entre ellas conforme a esta cascada de pagos. Este movimiento de fondos se regula en los acuerdos sobre cuentas en el país y en el extranjero, según corresponda.

Los prestamistas exigirán una estructura de cuentas que contemple varias cuentas del proyecto en el país y en el extranjero, las cuales servirán como garantía del préstamo. Las cuentas segregadas son necesarias para mitigar determinados riesgos del proyecto. Cada una cumple una función distinta dentro de esta estructura y está sujeta a diferentes controles por parte de los prestamistas, de conformidad con la cascada de pagos establecida en los acuerdos sobre cuentas en el país y en el extranjero.

La cascada de pagos se establecerá en los acuerdos sobre cuentas en el país y en el extranjero, y fijará desde el inicio un orden de prelación de pagos para garantizar que: (i) se cubran los gastos de construcción y operación del proyecto, como salarios e impuestos, a fin de asegurar su continuidad operativa; (ii) se pague la deuda a los prestamistas; (iii) existan reservas suficientes para el mantenimiento del proyecto, el capital de trabajo y el servicio de la deuda; y (iv) se controle la distribución de fondos a los patrocinadores del proyecto en forma de dividendos o reembolsos de préstamos de accionistas. Las cascadas de pagos pueden

tener diez o más niveles antes de que se permita distribuir dividendos u otros pagos restringidos a los accionistas del proyecto.

Acuerdos entre acreedores

El acuerdo entre acreedores es un acuerdo celebrado entre los prestamistas y los agentes que rige la relación entre los prestamistas y regula sus derechos de voto y la toma de decisiones, así como las instrucciones impartidas a los agentes de financiamiento y de garantías y las actuaciones de estos. También regulará cómo se distribuirán los fondos provenientes de la ejecución de las garantías entre las distintas partes del financiamiento.

Las instituciones financieras suelen perseguir objetivos distintos. Las IFD, por ejemplo, pueden dar mayor importancia a los objetivos ambientales y sociales, así como a otros objetivos de políticas. Las ACE, por su parte, pueden prestar especial atención a cuestiones que afecten el gasto en equipos u otros bienes y servicios procedentes de sus respectivos países. Los prestamistas comerciales pueden adoptar una postura más conservadora ante los incumplimientos de la sociedad del proyecto. Los prestamistas que aportan deuda intermedia o subordinada pueden tener derechos limitados de toma de decisiones y/o de garantías. Los bancos que proporcionan instrumentos de cobertura procurarán asegurarse de que, en caso de rescisión anticipada del proyecto, reciban, con cargo a las sumas disponibles para los acreedores, los montos que les adeude la sociedad del proyecto.

En los financiamientos en los que participan distintas categorías de prestamistas, cada una con sus respectivos objetivos comerciales y de políticas, el enfoque de toma de decisiones previsto en el acuerdo entre acreedores debe tener en cuenta estas consideraciones específicas. Por esta razón, el acuerdo entre acreedores suele ser un documento elaborado específicamente para cada operación de financiamiento de proyectos.

Acuerdos directos

Dado que los prestamistas no son parte de los principales contratos del proyecto celebrados por la sociedad del proyecto, no mantienen relaciones contractuales con las contrapartes de dichos contratos,

pero dependen del cumplimiento de las obligaciones de las partes en virtud de estos para realizar su evaluación crediticia del proyecto. A fin de reconocer los derechos e intereses de los prestamistas en el proyecto, antes de otorgar financiamiento estos exigen la celebración de acuerdos directos entre ellos y las partes de los principales contratos del proyecto, como los contratos de concesión gubernamental, el acuerdo de compra de energía (PPA), el acuerdo de respaldo estatal, el contrato de suministro de combustible, el contrato EPC y el contrato de O&M.

Los acuerdos directos refuerzan la garantía del prestamista sobre un proyecto al preservar los derechos de las partes en los acuerdos del proyecto. Las partes de un acuerdo directo son (i) la sociedad del proyecto; (ii) la contraparte del contrato del proyecto objeto del acuerdo directo (por ejemplo, el comprador de energía en el caso de un PPA, el gobierno del país anfitrión en el caso de un GSA, el contratista EPC en el caso de un contrato EPC, el proveedor de combustible en el caso de un contrato de suministro de combustible, etc.); y (iii) los prestamistas o un agente de garantías designado por estos. En general, los prestamistas exigen un acuerdo directo para cada uno de los principales contratos del proyecto.

Estos acuerdos suelen incluir:

- la confirmación por las partes de que no se ha producido ningún incumplimiento ni existe ninguno que continúe vigente en virtud del contrato del proyecto;

- un reconocimiento por parte de la contraparte de la garantía que los prestamistas han constituido sobre los derechos de la sociedad del proyecto en relación con el contrato en cuestión;

- el compromiso de la contraparte de no rescindir ni suspender el cumplimiento del contrato del proyecto correspondiente sin notificar previamente a los prestamistas y darles la oportunidad de subsanar el incumplimiento de la sociedad del proyecto durante un período acordado, conocido como período de suspensión (*standstill period*);

- un acuerdo para novar el contrato del proyecto a favor de una entidad sustituta (una nueva sociedad del proyecto) si los prestamistas no

logran subsanar el incumplimiento de la sociedad del proyecto en virtud de dicho contrato;

- cuando los contratos del proyecto se hayan suscrito antes de que los prestamistas hayan tenido la oportunidad de formular comentarios o revisarlos, las aclaraciones o modificaciones al contrato correspondiente que estos exijan;

- el compromiso de las partes de no modificar el contrato del proyecto; y

- un mecanismo de resolución de controversias aceptable para los prestamistas (por lo general, arbitraje vinculante conforme a normas internacionales de arbitraje, con una sede y un lugar de celebración aceptables para los prestamistas).

Cada acuerdo directo ofrece beneficios tanto para los prestamistas como para las contrapartes. Desde la perspectiva del prestamista, un acuerdo directo establece un mecanismo claro para intervenir y asumir la posición de la sociedad del proyecto si esta incumple un contrato del proyecto, de modo que el prestamista pueda preservar, o intentar preservar, el proyecto y permitir así que la sociedad continúe o reanude el servicio de su deuda. Desde la perspectiva de la contraparte, un acuerdo directo establece un plazo dentro del cual el prestamista que haya ejercido sus derechos de intervención deberá (i) subsanar cualquier incumplimiento de la sociedad del proyecto o (ii) permitir que la contraparte ejerza los derechos que le correspondan en virtud del contrato del proyecto con respecto a dicho incumplimiento.

Acuerdos de retención de acciones, capital contingente y subordinación
Como condición del préstamo, los prestamistas pueden exigir que los accionistas y la sociedad del proyecto celebren uno o más acuerdos que contemplen sus requisitos en materia de cambios en la propiedad o el control de la sociedad del proyecto, aportes contingentes de capital por parte de los accionistas y otras obligaciones de apoyo crediticio del proyecto (por ejemplo, para cubrir sobrecostos), así como la subordinación de cualquier préstamo de los accionistas a los préstamos otorgados por los prestamistas. Dependiendo de la solvencia crediticia de los accionistas del proyecto, los prestamistas pueden exigir que algunas

de estas obligaciones estén respaldadas por mecanismos de respaldo crediticio (por ejemplo, cartas de crédito o una garantía corporativa otorgada por un patrocinador solvente).

7.3 Contratos del proyecto

Acuerdo(s) de respaldo estatal

Dado el papel fundamental que desempeña el gobierno en la ejecución satisfactoria de un proyecto, especialmente cuando el comprador de energía es una empresa estatal, a menudo es necesario que el gobierno asuma determinados compromisos en relación con el proyecto. Los documentos en los que se recogen dichos compromisos pueden denominarse acuerdo de respaldo estatal, contrato de concesión o acuerdo de ejecución. En esta sección, el término acuerdo de respaldo estatal (GSA) engloba cualquier combinación de estos acuerdos.

El GSA es fundamental para la viabilidad comercial del proyecto, ya que aborda una serie de riesgos que están bajo el control directo del gobierno y que resultan muy difíciles de mitigar para las demás partes. La vigencia del GSA debe coincidir con la del PPA para garantizar la protección durante toda la vida del proyecto.

El GSA debe abordar cuestiones tales como:

- el derecho de la sociedad del proyecto a desarrollar, financiar, construir y operar la central eléctrica;
- el marco regulatorio y los aspectos relacionados con los permisos del proyecto, que pueden contribuir a mitigar cualquier deficiencia del entorno propicio;
- la disponibilidad, convertibilidad y transferibilidad de divisas;
- expropiación;
- cambio en la legislación (incluidos los cambios tributarios);

- el incumplimiento de pago por parte del comprador de energía y la mejora crediticia a corto plazo (si corresponde);
- el incumplimiento por parte de cualquier contraparte estatal de un contrato del proyecto que aumente los costos del proyecto o dé lugar a la rescisión de cualquier contrato del proyecto (que no sea el acuerdo de concesión);
- el reconocimiento de que los prestamistas terceros pueden exigir la cesión de los derechos de la sociedad del proyecto en virtud del acuerdo de concesión;
- el reconocimiento de que los prestamistas terceros pueden exigir un acuerdo directo y el compromiso de celebrar dicho acuerdo;
- la renuncia a la inmunidad soberana, en la medida necesaria para permitir el ejercicio efectivo de los recursos correspondientes en caso de incumplimiento, y disposiciones que establezcan que cualquier obligación contraída antes de la finalización del acuerdo de concesión permanecerá vigente hasta su cumplimiento; y
- disposiciones sobre garantía soberana o respaldo, si no se celebra por separado un acuerdo de garantía o de respaldo estatal (para más información, véase el *Capítulo 8: Apoyo soberano*).

Cabe señalar que, además del propio GSA, los prestamistas exigirán que cualquier controversia que dé lugar a un laudo arbitral internacional sea reconocida y ejecutada en el país anfitrión.

Acuerdo de compra de energía (PPA)

En un financiamiento típico de proyectos energéticos, el único rendimiento financiero que obtienen los prestamistas consiste en el reembolso de la deuda del proyecto y el pago de intereses (junto con determinados cobros acordados). Sin embargo, dado que los prestamistas tienen importantes desembolsos de capital en riesgo y dependen exclusivamente de los ingresos del proyecto para recuperar sus préstamos, exigirán que los patrocinadores y los documentos del proyecto sean suficientemente sólidos para que este alcance la operación

comercial. Entre todas las partes, los prestamistas son quienes más procuran evitar que el proyecto fracase, especialmente durante la fase de construcción. Incluso una vez iniciada la operación, persiste la preocupación fundamental de que los ingresos sean suficientes para atender el servicio de la deuda.

Las siguientes consideraciones, si no se abordan adecuadamente, pueden afectar la capacidad de un proyecto para obtener capital:

- **Plazo:** La vigencia del PPA debe ser lo suficientemente larga como para permitir el pago total de la deuda y, si esta no está totalmente amortizada (es decir, si queda un saldo de capital pendiente al vencimiento), deberá ser suficientemente extensa para permitir el refinanciamiento de la deuda restante.

- **Tarifa:** Los prestamistas exigirán suficiente certeza respecto de la tarifa que deberá pagarse en virtud del PPA.

- **Cambios legislativos y tributarios:** Los prestamistas suelen tener una tolerancia limitada a los riesgos asociados con cambios legislativos y tributarios durante la vida del proyecto.

- **Solvencia crediticia del comprador de energía:** Si el comprador de energía no cuenta con suficiente solvencia crediticia, los prestamistas exigirán otras formas de respaldo crediticio de mayor alcance, lo que puede requerir una estructuración financiera adicional.

- **Solidez del patrocinador:** Los prestamistas y el comprador de energía tendrán en cuenta la experiencia, la reputación y la solidez financiera de los propietarios últimos de la sociedad del proyecto.

- **Facturación y pago:** El período de facturación debe ser lo suficientemente frecuente (mensual o incluso quincenal) como para minimizar el volumen de electricidad suministrada y aún no pagada y garantizar el cumplimiento del calendario de pagos del servicio de la deuda. Además, esto permite advertir oportunamente a los prestamistas de posibles problemas de pago o liquidez.

- **Moneda y cálculo:** Los pagos y cálculos previstos en el PPA suelen realizarse en la misma moneda en la que debe atenderse el servicio de la deuda. De no ser así, será necesario contar con un mecanismo de cobertura cambiaria o de indexación al tipo de cambio, así como con un mecanismo de ajuste hacia arriba. Además, si existen problemas de convertibilidad de la moneda de pago, los prestamistas pueden exigir que el pago se efectúe en una moneda distinta, o bien que el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión garanticen la convertibilidad de la moneda a un tipo de cambio aceptable.

- **Rescisión:** Los prestamistas no querrán que el comprador de energía pueda eludir la obligación de compra a largo plazo establecida en el PPA, ya que esto dejaría al proyecto sin los ingresos necesarios para atender el servicio de la deuda. Los prestamistas prestarán especial atención a que los eventos de incumplimiento del vendedor y los eventos de fuerza mayor no permitan al comprador de energía rescindir anticipadamente el PPA. Si, una vez transcurridos los plazos de subsanación aplicables, incluidos los que se hayan ampliado conforme a un acuerdo directo con los prestamistas, efectivamente se produce la rescisión, estos exigirán garantías de que la deuda del proyecto será pagada.

- **Recursos contractuales en caso de eventos de incumplimiento del comprador:** En particular, los prestamistas exigirán que el vendedor pueda ejercer determinados derechos y recursos contractuales, incluida, en última instancia, la rescisión del PPA, si el comprador de energía incumple sus obligaciones de pago o no proporciona las garantías de pago exigidas.

- **Derechos de los prestamistas:** Los prestamistas normalmente solicitarán que se incluya una disposición que reconozca sus derechos de garantía y la exigencia de celebrar un acuerdo directo.

Los PPA brindan una importante seguridad tanto a los generadores como a los prestamistas, al establecer ingresos previsibles y garantizar un suministro confiable a los compradores de energía. Cabe señalar que puede no ser necesario contar con un PPA cuando el proyecto pueda desarrollarse sobre la base de estudios de mercado independientes

que demuestren que la demanda del mercado de corto plazo (*spot*) y las proyecciones de precios a largo plazo permitirán generar ingresos suficientes. En ese escenario, una vez finalizado el proyecto, la central venderá su producción en el mercado de corto plazo (*spot*) existente. Sin embargo, aún no existe ningún ejemplo de este modelo en los mercados africanos, y un PPA que cumpla los criterios convencionales de financiabilidad sigue siendo una herramienta esencial en los mercados energéticos de los países en desarrollo.

Acuerdo de conexión a la red eléctrica

Se trata de un acuerdo entre la sociedad del proyecto y el operador de la red de transmisión (TSO) de la red a la que se conecta el proyecto, que regula los requisitos técnicos de la conexión física. Si el punto de interconexión del proyecto no se encuentra en el límite del sitio del proyecto, es posible que la sociedad del proyecto deba financiar y construir las obras de interconexión correspondientes. Los financiadores se centrarán en la forma en que el acuerdo aborda los riesgos relacionados con el acceso a la red y su disponibilidad, así como los riesgos de desempeño técnico. El alcance de las obras de interconexión deberá quedar incorporado en el contrato EPC.

Contrato de ingeniería, contratación y construcción (EPC):

El contrato EPC regula los términos y condiciones para el diseño, la contratación y la construcción de una central eléctrica. Muchos proyectos utilizan un esquema "llave en mano", mediante el cual el riesgo de terminación de las obras se transfiere al contratista EPC. Los patrocinadores que opten por una solución EPC llave en mano deberán asegurarse de que el alcance de los trabajos cumpla con los estándares de desempeño del comprador de energía y de los propios patrocinadores. El contrato EPC y el PPA deben estar alineados, ya que el incumplimiento de las especificaciones técnicas o del cronograma de terminación acordados en el PPA puede dar lugar a indemnizaciones preestablecidas que se trasladen al contratista EPC.

Contrato de ingeniería, contratación y gestión de la construcción (EPCM)

Si las obligaciones de construcción se dividen entre varios contratistas, estos riesgos pueden gestionarse mediante un contrato de ingeniería, contratación y gestión de la construcción (EPCM), en el que el contratista EPCM actúa como agente de la sociedad del proyecto. El contratista EPCM es responsable del diseño del proyecto, así como de la gestión de su construcción, y se encargará de contratar y gestionar a los subcontratistas correspondientes. Sin embargo, esos contratistas serán contratados por la sociedad del proyecto, no por el contratista EPCM.

La estructura EPCM ofrece varias ventajas, entre ellas la posibilidad de iniciar la construcción en una fecha más temprana. Dado que ningún subcontratista está obligado a asumir la totalidad del riesgo de construcción, el paquete EPCM generalmente tiene un costo menor que un contrato EPC. Este enfoque también reduce el riesgo de insolvencia de los contratistas, lo que lo convierte en una opción atractiva para los proyectos energéticos. Sin embargo, este enfoque introduce un riesgo de interfaz considerable y exige una documentación más compleja. Los prestamistas examinarán detenidamente el nivel de riesgo que retiene la sociedad del proyecto y cualquier limitación de los derechos frente al contratista EPCM.

Contrato de operación y mantenimiento (O&M):

Los términos y condiciones establecidos en un contrato de operación y mantenimiento (O&M) determinarán la forma en que una entidad específica, a menudo denominada operador, gestionará, operará y dará mantenimiento al proyecto energético.

El contrato establece las responsabilidades del operador en cuanto a las operaciones diarias, el mantenimiento periódico y preventivo y las inspecciones necesarias para garantizar la confiabilidad y la longevidad de la instalación. Asimismo, se establecerán indicadores de desempeño para medir la eficacia del operador en la prestación de estos servicios. El contrato también puede incluir disposiciones relativas a las garantías, que el operador deberá gestionar de conformidad con el contrato EPC.

La estructura de remuneración del operador puede adoptar diversas formas, entre ellas un modelo de precio fijo que podrá ajustarse para reflejar variaciones en los costos de los repuestos o consumibles. Los prestamistas suelen preferir una estructura de precio fijo, ya que brinda a la sociedad del proyecto mayor certeza respecto de sus costos fijos. Sin embargo, los operadores pueden incorporar un margen adicional para contar con cierto colchón, dado el carácter en gran medida fijo de esta estructura. Como alternativa, los patrocinadores y los prestamistas pueden optar por un modelo de costos reembolsables más una tarifa fija, en el que se reembolsan al operador los costos incurridos y se le paga una tarifa fija, y que puede resultar menos costoso que una estructura de precio fijo. Con un modelo de costos reembolsables más una tarifa fija, los prestamistas pueden plantear inquietudes respecto del riesgo de sobrecostos.

Por último, el contrato de O&M suele establecer su duración, que puede no coincidir con el plazo de la deuda. Sin embargo, un plazo más corto puede generar eficiencias al aprovechar los avances tecnológicos, especialmente en los proyectos de energías renovables. Las disposiciones sobre rescisión también son esenciales para definir las condiciones en las que cualquiera de las partes puede poner fin a la relación contractual.

Contrato de servicios a largo plazo (LTSA)

Si el proyecto incluye equipos que requieren mantenimiento por parte del fabricante o de empresas especializadas, el LTSA contemplará la prestación periódica de servicios de mantenimiento para dichos equipos durante la operación del proyecto. Los financiadores se centrarán en la forma en que el LTSA aborda el riesgo asociado al prestador de servicios, el riesgo de aumento de costos y el riesgo tecnológico, así como en su interacción con el contrato de O&M.

Acuerdo de desarrollo conjunto/ Acuerdo de accionistas

Un acuerdo de desarrollo conjunto (JDA) regula la relación entre varios patrocinadores del proyecto durante la etapa de desarrollo. En un JDA, los patrocinadores suelen establecer la forma en que:

- ➔ colaborarán en el desarrollo del proyecto subyacente, por ejemplo, mediante la gestión de la construcción y de las negociaciones con los actores pertinentes; y
- ➔ compartirán las responsabilidades, los beneficios, los gastos y las obligaciones que surjan en el contexto del proyecto subyacente.

En esencia, el JDA establece cómo los patrocinadores gestionarán, financiarán y estructurarán el proyecto, o cómo prevén hacerlo. En cuanto al financiamiento, el JDA documentará los aportes de capital de los patrocinadores durante la etapa de desarrollo y la forma en que dichos aportes podrán financiarse, por ejemplo, al alcanzarse determinados hitos o fechas y mediante suscripciones de acciones o préstamos de accionistas. Estos aportes también podrán realizarse mediante la prestación de servicios, como servicios técnicos o el suministro de equipos.

Una vez que el proyecto haya avanzado lo suficiente y los patrocinadores constituyan la sociedad del proyecto, celebrarán un acuerdo de accionistas para regular su relación en adelante, incluida la forma en que se adoptarán las decisiones.

Acuerdos específicos para estructuras de compra no soberanas

Acuerdo de suministro de energía (PSA)
A diferencia de un PPA, que es un acuerdo entre un generador y un comprador de energía (un consumidor o un comercializador), un PSA es un acuerdo entre un vendedor que no es generador, generalmente un comercializador, y un consumidor. En operaciones espejo (*back-to-back*) bilaterales simples, el PSA puede estar vinculado a un PPA específico en

cuanto al volumen de energía que se entregará, las interrupciones del suministro y otros factores, de modo que el consumidor queda expuesto indirectamente al riesgo de un generador específico. En cambio, en un modelo de agregación/comercialización, no se atribuye directamente una fuente específica de suministro a un consumidor determinado, por lo que el PSA constituye un documento independiente y el comercializador asume el riesgo de poder atender el perfil de demanda de energía acordado con el consumidor. Los PSA suelen permitir que el vendedor venda la energía a un comprador alternativo si el consumidor original no puede recibirla o incumple sus obligaciones de pago.

Acuerdo de uso del sistema/Acuerdo de transmisión en redes de terceros
Este acuerdo regula el uso de una red de transmisión de terceros para transportar energía de un vendedor a un comprador y se celebra entre el TSO y la parte que desea utilizar dicha red. La naturaleza del compromiso del TSO de prestar el servicio de transmisión puede variar: puede ser firme o no firme. El servicio de transmisión firme implica un compromiso vinculante del TSO de poner a disposición capacidad de transmisión. En el servicio de transmisión no firme, la obligación del TSO de prestar dicho servicio depende de que haya capacidad de transmisión disponible. Por lo tanto, el servicio de transmisión firme es más costoso que el servicio de transmisión no firme. En el servicio de transmisión no firme, el usuario de la red asume el riesgo de que no haya capacidad disponible cuando la necesite.

A la hora de asignar la capacidad de transporte disponible, los contratos firmes tienen prioridad sobre los no firmes; los contratos más antiguos suelen tener prioridad sobre los más recientes, y también se puede dar prioridad a los contratos a más largo plazo. Por ejemplo, conforme a la normativa de acceso abierto promulgada recientemente en Zambia, los acuerdos de uso del sistema a largo plazo (cinco años o más) tienen prioridad sobre los acuerdos de menor plazo.

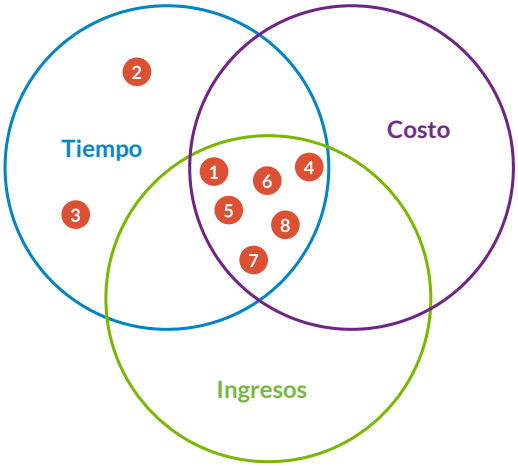
Otros contratos del proyecto
Contrato de arrendamiento de terrenos o contrato de concesión de terrenos: Regula el arrendamiento o la concesión del terreno en el que se encuentra la central eléctrica. Los financiadores se centrarán

en la forma en que el acuerdo aborda los riesgos relacionados con la titularidad del terreno y la rescisión del arrendamiento o la concesión.

Contrato de suministro de combustible (FSA) o contrato de suministro en bloque: Cuando corresponda, el FSA deberá, en la medida de lo posible, garantizar al proyecto un suministro continuo e ininterrumpido de todo el combustible que requiera, a precios fijos o previsibles durante toda la vida del proyecto. No siempre es posible alcanzar todos estos objetivos. Cuando exista incertidumbre en la cadena de suministro de combustible (por ejemplo, en algunas estructuras de biomasa), la viabilidad comercial puede determinarse en función de una cartera de suministro de combustible que combine contratos a largo y corto plazo y compras en el mercado *spot*. Cuando corresponda, el suministro constituye uno de los principales riesgos del proyecto y debe equipararse en relación con el riesgo de compra de energía.

Contrato de transporte de combustible: Dispone lo relativo al transporte del combustible desde el proveedor hasta la central eléctrica. Los financiadores se centrarán en la forma en que el acuerdo aborda los riesgos relacionados con el precio, la logística y la rescisión. Por lo general, el contrato de transporte de combustible se celebra únicamente entre el proveedor de combustible y el transportista. Por lo tanto, la sociedad del proyecto deberá procurar ser beneficiaria de dichos contratos, tener derecho a recibir notificaciones en caso de que se produzca un evento de incumplimiento y contar con el derecho de subsanarlo.

El diagrama que aparece a continuación ofrece un resumen general de la asignación de riesgos y de las medidas de alivio previstas en los documentos del proyecto, desde la perspectiva de la sociedad del proyecto.



1. Evento de fuerza mayor política que afecta a la sociedad del proyecto
2. Evento de fuerza mayor que afecta al comprador de energía
3. Evento de fuerza mayor que afecta a la sociedad del proyecto
4. Retraso o incumplimiento del comprador de energía durante la construcción
5. Retraso o incumplimiento del comprador de energía durante las pruebas o la puesta en servicio
6. Indisponibilidad o restricción de las instalaciones de conexión a la red
7. Cambios legislativos
8. Falta de suministro de combustible causada por un evento de fuerza mayor política

Capítulo 8: Apoyo soberano

8.1 Introducción

El apoyo soberano puede adoptar diversas formas, entre ellas el apoyo legislativo, la regulación, el otorgamiento de licencias, la supervisión y funciones auxiliares del mercado, como la transmisión y/o el suministro de combustible. Se espera que los gobiernos creen un entorno propicio, faciliten las estructuras de financiamiento de proyectos y asignen y valoren los riesgos de conformidad con los principios generalmente aceptados del financiamiento de proyectos, todo ello con el fin de estimular y apoyar los proyectos energéticos privados. Si bien este tipo de iniciativas requiere mucho tiempo y esfuerzo, al adoptar estos enfoques un gobierno puede aumentar la probabilidad de aprovechar los beneficios del financiamiento de proyectos aplicado a un proyecto IPP, en particular, que el costo inicial del proyecto se cubra mediante financiamiento liderado por el sector privado, en lugar de recurrir al balance del Estado.

Los beneficios percibidos inherentes a estas estructuras, prácticas y métodos requieren tiempo para desarrollarse y materializarse en mercados eléctricos maduros. Los acontecimientos macroeconómicos, tanto externos como internos al país anfitrión, pueden reducir los efectos positivos de estos enfoques. Por lo tanto, incluso en situaciones en las que un gobierno haya (i) adoptado plenamente el financiamiento de proyectos, (ii) implementado las diversas prácticas recomendadas por la comunidad financiera internacional y (iii) acordado una asignación clásica de riesgos entre los distintos actores de un proyecto IPP. La percepción de los inversionistas privados sobre los riesgos del país anfitrión puede hacer que el proyecto no resulte suficientemente atractivo al precio acordado.

Una forma de remediar esta situación es mediante una fijación del precio de la operación que refleje mejor el riesgo percibido. Sin embargo, esta opción puede no ser viable debido a su impacto en el comprador de energía o a la capacidad de este para trasladar ese mayor costo a los usuarios finales. En estos casos, los prestamistas e inversionistas del sector privado pueden recurrir al Estado y a su balance para obtener

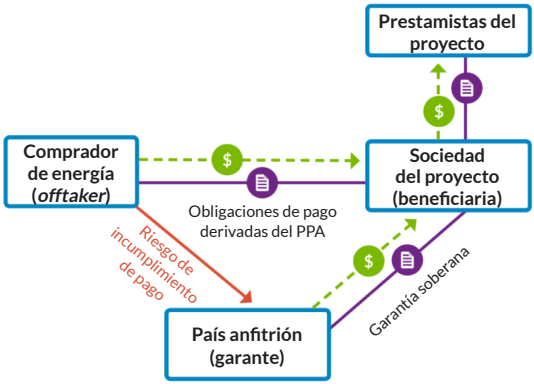
apoyo adicional al proyecto y hacer frente, mediante mecanismos de mejora crediticia, a riesgos importantes que no hayan sido mitigados.

Un país anfitrión podría acordar proporcionar a un IPP mecanismos de mejora crediticia, para lo cual existen diversos instrumentos mediante los cuales puede brindar este apoyo. Este capítulo tiene por objeto identificar y describir estas razones y los instrumentos disponibles, así como la forma en que un país anfitrión puede contabilizar la mejora crediticia otorgada y los desafíos que puede enfrentar al brindar este tipo de apoyo.

Garantías soberanas para las obligaciones de pago de un comprador de energía estatal

El respaldo crediticio del Estado puede ser necesario para hacer frente tanto a los riesgos continuos de pago como a la capacidad de cumplir con los pagos por rescisión. Si ambos riesgos están presentes en un proyecto, los inversionistas y prestamistas pueden exigir una garantía más amplia del país anfitrión, normalmente una garantía soberana, que cubra los pagos ordinarios, los pagos por rescisión y otras obligaciones del comprador de energía en virtud del PPA.

Como se indica en la ilustración siguiente, la garantía soberana es una obligación directa del gobierno del país anfitrión frente a la sociedad del proyecto y, por extensión, frente a los prestamistas. Cabe señalar que la garantía soberana no constituye una garantía de las obligaciones de deuda que la sociedad del proyecto mantiene frente a los prestamistas. En cambio, garantiza las obligaciones del comprador de energía en virtud del PPA.



Estructura de la garantía soberana

Idoneidad de una garantía soberana

Al determinar si debe otorgarse la garantía, las partes del proyecto deberían considerar la secuencia de opciones disponibles. Si se determina que se necesita respaldo crediticio del Estado, el gobierno del país anfitrión debería modelar los factores de riesgo para evaluar el grado de exposición a dicho riesgo y realizar un análisis cuantitativo del costo de asumirlo frente a los beneficios de estímulo económico derivados de la energía que suministraría el proyecto. Ahí radica la complejidad de determinar si debe o puede otorgarse una garantía soberana de pago para un proyecto determinado.

Estructura y valor de una garantía soberana

Una garantía soberana generará un pasivo contingente en el balance del Estado del país anfitrión y debería requerir una evaluación detallada de:

- cualquier obstáculo regulatorio que el Estado deba superar para otorgar dicha garantía;
- el impacto de la garantía en la sostenibilidad de los niveles generales de deuda pública y en los diversos compromisos financieros que

el gobierno se haya obligado a cumplir en virtud de sus distintas obligaciones de deuda nacionales e internacionales; y

- ➔ el marco de políticas aplicable a los proyectos para los cuales se otorgarán dichas garantías, a fin de asegurar un trato justo y equitativo a todos los productores independientes de energía eléctrica que inviertan en generación eléctrica en el país anfitrión.

Para los prestamistas del proyecto y la sociedad del proyecto que solicitan la garantía, el valor de esta debe evaluarse de manera pragmática. La calidad crediticia del gobierno del país anfitrión puede influir en el valor de la garantía. El valor también puede verse limitado por un techo de deuda soberana. En todos los casos, los prestamistas y las sociedades del proyecto que actúen con prudencia deberían evaluar la necesidad y la conveniencia práctica de obtener garantías, especialmente a la luz de los productos alternativos de mitigación de riesgos disponibles en el mercado, que se analizarán más adelante en este manual.

Plazo de la garantía soberana

En ocasiones, una garantía soberana deja de estar vigente cuando la deuda pendiente con los prestamistas del proyecto se reduce a cero o cuando la solvencia crediticia del comprador de energía alcanza un umbral definido. La lógica es que, durante este período, la sociedad del proyecto y los prestamistas ya habrían evaluado y valorado dichos riesgos en el modelo financiero, por lo que el riesgo remanente debería ser uno que la sociedad del proyecto pueda mitigar sin recurrir a ninguna garantía soberana de pago ni a respaldo adicional.

Otras entidades cuyas obligaciones pueden estar cubiertas por garantías soberanas

Dependiendo de la tecnología de la central eléctrica y de la fuente de combustible, una central que suministre electricidad a la red nacional estará intrínsecamente vinculada a la red de transmisión y/o a la infraestructura de transporte de combustible. Cuando una entidad estatal, una autoridad gubernamental local o una empresa eléctrica estatal sea propietaria de dicha infraestructura y responsable de conectarla, ya sea desde la red o desde el sistema de transporte de combustible,

a la central eléctrica, la garantía soberana podría tener que cubrir el riesgo de retrasos en su terminación y entrega. Esto suele estar previsto contractualmente en el PPA, de modo que dicho retraso constituiría un evento de compensación que daría derecho a la sociedad del proyecto a reclamar pagos por disponibilidad considerada y/o pagos por energía considerada. También podría ser necesario adoptar un enfoque similar con respecto a fallas de la red o restricciones en el suministro de combustible. En cada caso, el impago de los importes correspondientes a la capacidad considerada disponible y a la energía considerada, una vez agotadas todas las disposiciones sobre incumplimiento y subsanación previstas en el PPA, dará lugar a la ejecución de la garantía.

8.2 Cartas de garantía y cartas de apoyo

¿Qué grado de respaldo ofrece una carta de garantía? Qué grado de apoyo ofrece una carta de apoyo? Son estas cartas jurídicamente exigibles? ¿Qué valor aportan estos instrumentos al comprador de energía como mecanismos de mejora crediticia?

Una *carta de garantía* es una carta emitida por el país anfitrión mediante la cual este se compromete a facilitar el proyecto ofreciendo ciertas manifestaciones de respaldo al promotor del proyecto. A diferencia de una garantía soberana, que establece obligaciones jurídicamente vinculantes para el Estado, una carta de garantía puede ser simplemente una expresión de la voluntad y la intención del Estado de apoyar el desarrollo del proyecto. Dado que el objetivo de una carta de garantía no es necesariamente crear obligaciones jurídicamente vinculantes, puede buscar más bien demostrar el compromiso del país anfitrión con el proyecto y ofrecer un respaldo no vinculante en el sentido de que apoyará al proyecto, a la sociedad del proyecto y a sus patrocinadores.

Este apoyo puede incluir facilitar las aprobaciones necesarias para la ejecución del proyecto, brindar apoyo general al comprador de energía y otorgar incentivos fiscales. En comparación con una garantía soberana,

las cartas de garantía, particularmente cuando están redactadas de manera que no resulten jurídicamente vinculantes, no ofrecen el mismo nivel de mejora crediticia desde la perspectiva de los inversionistas o los prestamistas. Esto se debe principalmente a que, si el gobierno del país anfitrión no cumple los compromisos establecidos en una carta de garantía, en el peor de los casos ello podría ocasionar un daño reputacional al país anfitrión, pero sin que los inversionistas dispongan de recursos jurídicos o financieros adicionales contra este.

La principal crítica a las cartas de garantía es que colocan al gobierno en una situación en la que se espera que respalde en última instancia las obligaciones del comprador de energía, sin lograr una reducción plena del riesgo crediticio de este y, por extensión, sin obtener todo el ahorro de costos derivado de un menor costo de capital ni el aumento en la probabilidad de ejecución del proyecto que, de otro modo, ofrecería una garantía soberana. Sin embargo, en Botsuana, que cuenta con la calificación crediticia más alta de África, el gobierno ha decidido, por política, no emitir garantías para respaldar los PPA y, en su lugar, ha emitido cartas de apoyo. Estas cartas han resultado aceptables para los prestamistas, en parte debido al historial del gobierno de apoyo a las empresas estatales aun en ausencia de garantías y también a la calificación crediticia relativamente sólida de la propia Botswana Power Corporation (BPC), en la que ya se ha tenido en cuenta el apoyo implícito del gobierno.

Cartas de garantía/cartas de apoyo reforzadas

En ocasiones, las cartas de garantía se refuerzan al incluir compromisos firmes, en lugar de limitarse a una simple manifestación de apoyo al proyecto. Una carta de garantía reforzada puede emplear el mismo lenguaje que una garantía soberana, incluso estableciendo que el gobierno asumirá determinadas obligaciones y llegando a definir disposiciones sobre notificaciones y arbitraje. Este tipo de compromisos, ya sea que consten en una carta o en un acuerdo, normalmente serán jurídicamente vinculantes para el Estado, aun cuando el documento se denomine carta de garantía. La clave consiste siempre en analizar la exigibilidad de las obligaciones contenidas en la carta de garantía,

incluido el asesoramiento de los abogados de la procuraduría o fiscalía general del gobierno y de los asesores jurídicos locales o internacionales de los patrocinadores y sus prestamistas. Sin embargo, en última instancia, aun cuando las obligaciones sean exigibles, y todas las partes cuenten con asesoramiento o dictámenes jurídicos que así lo confirmen, para que el inversionista o sus prestamistas puedan beneficiarse de la carta de garantía reforzada quizá deban hacer valer sus derechos frente al gobierno ante los tribunales o mediante arbitraje. En cambio, en virtud de una garantía gubernamental, la vía para exigir el pago puede ser más directa, especialmente si dicha obligación está respaldada por una institución financiera externa.

En ciertas jurisdicciones, estas cartas de garantía reforzadas se denominan *cartas de apoyo*. En esas jurisdicciones, las cartas de apoyo contienen obligaciones exigibles que, sin llegar a constituir obligaciones de garantía financiera, brindan no obstante a los inversionistas y prestamistas un respaldo adicional y vinculante frente a una serie de riesgos. Estos pueden incluir riesgos políticos y otros tipos de fuerza mayor, como cambios tributarios, cambios legislativos y compensaciones por rescisión o transferencia. Las cartas de apoyo son similares a los acuerdos de implementación o de apoyo gubernamental, pero no llegan a constituir garantías gubernamentales.

En muchos casos, las cartas de garantía o las cartas de apoyo se otorgan porque las garantías requieren (i) aprobación parlamentaria o constitucional y (ii), como se señala en la sección 8.7 más adelante, su otorgamiento puede afectar la sostenibilidad de la deuda soberana, lo que a su vez podría limitar la capacidad de obtener financiamiento adicional de instituciones externas.

8.3 Acuerdo de opción de compra y venta

A diferencia de una garantía soberana, que garantiza el pago de determinadas obligaciones financieras, o de todas ellas, frente al

proyecto energético, un acuerdo de opción de compra y venta (PCOA) establece obligaciones contractuales directas entre el país anfitrión y los accionistas del proyecto. En concreto, un PCOA establece dos obligaciones contractuales:

- la primera es una opción de venta a favor de los accionistas del proyecto, que les permite exigir al gobierno la compra de los activos de la sociedad del proyecto; y

- la segunda es una opción de compra a favor del país anfitrión, que le permite exigir al accionista del proyecto la venta de los activos del proyecto energético.

El PCOA también establece las condiciones en las que pueden ejercerse las opciones y la fórmula para calcular los pagos correspondientes.

La opción de venta
En virtud de un PCOA, la opción de venta es un derecho contractual, pero no una obligación, de los accionistas del proyecto, que les permite exigir al país anfitrión que elija entre (i) comprar la central eléctrica y los activos de la sociedad del proyecto o (ii) comprar la totalidad de las acciones de la sociedad del proyecto en poder de los accionistas privados, en ambos casos a cambio de un precio de compra previamente acordado, que varía según el evento que dé lugar al ejercicio de la opción.

La opción de venta de los accionistas del proyecto está sujeta a determinadas condiciones establecidas en el PCOA, que normalmente incluirían la rescisión del PPA tras la ocurrencia de ciertos eventos desencadenantes definidos o la expropiación de algunos o todos los activos del proyecto.

La opción de compra
Al igual que la opción de venta, la opción de compra en virtud de un PCOA es un derecho contractual y no una obligación. En el caso de la opción de compra, el derecho corresponde al gobierno y le permite exigir a los accionistas del proyecto que (i) vendan al país anfitrión la central eléctrica y los activos de la sociedad del proyecto o (ii) vendan la totalidad de las acciones de la sociedad del proyecto. La opción de

compra también está sujeta a determinadas condiciones suspensivas, como la rescisión del PPA u otras condiciones definidas.

Eventos desencadenantes

Como se indicó anteriormente, las opciones de venta y de compra previstas en un PCOA están sujetas a condiciones o eventos desencadenantes estrictamente definidos que deben cumplirse antes de que pueda ejercerse la opción. Este carácter limitado del PCOA es importante, ya que este tipo de respaldo crediticio soberano constituye, en esencia, una opción de último recurso, en lugar de una garantía de actuaciones o pagos en el curso ordinario de las operaciones de un proyecto energético. Por ejemplo, en caso de incumplimiento por falta de pago del comprador de energía, podría exigirse a los accionistas del proyecto que primero hagan uso de una carta de crédito standby, que puede o no formar parte de un mecanismo de garantía parcial de riesgo, o de una cuenta de garantía, antes de ejercer su opción de venta en virtud del PCOA. Del mismo modo, en caso de incumplimiento debido a que el vendedor no mantenga adecuadamente la central eléctrica, podría exigirse al gobierno que conceda a los accionistas del proyecto un plazo para subsanar el problema operativo, o a un prestamista la oportunidad de ejercer sus derechos de intervención y designar a un nuevo operador del proyecto, antes de que el gobierno ejerza la opción de compra prevista en el PCOA. Incluso llegado el momento de ejercer la opción de venta o de compra prevista en el PCOA, dada la gravedad de la situación, es decir, el cese definitivo de la actividad de generación eléctrica del IPP, el acuerdo puede prever un período final de consulta entre las partes que les permita subsanar la situación y aumentar las posibilidades de recuperar valor para todas ellas, por ejemplo, mediante una reestructuración del financiamiento acordada de común acuerdo, antes de que pueda ejercerse cualquiera de estas opciones.

Para obtener más información sobre los eventos desencadenantes de incumplimiento y su aplicación en el marco de un PCOA, consulte el capítulo titulado "Incumplimiento y rescisión" de *Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía, Segunda edición.*

Precios de compra definidos

Como ocurre con la lista de eventos desencadenantes de un PCOA, también debe definirse cuidadosamente el precio de compra que se pagará por los activos del proyecto o por las acciones de la sociedad del proyecto como resultado del ejercicio de una de las opciones previstas en el PCOA. La fórmula del precio de compra, también denominada pago por rescisión, estará directamente vinculada al evento desencadenante que haya dado lugar a la rescisión del PPA. Por ejemplo, si el PPA se rescinde por incumplimiento del comprador de energía, es probable que el precio de compra incluya no solo el valor de los activos del proyecto y la deuda pendiente del proyecto, sino también el rendimiento esperado de los accionistas del proyecto durante un período previamente acordado. En caso de rescisión por incumplimiento del vendedor, el precio de compra puede limitarse únicamente a la deuda pendiente del proyecto. En caso de rescisión por fuerza mayor, es probable que el precio de compra se sitúe entre estos dos extremos y puede depender de quién se vea directamente afectado por la fuerza mayor, es decir, el comprador de energía o el gobierno, por una parte, o la sociedad del proyecto, por otra. En la tabla de la sección 5.4 anterior se presentan ejemplos del precio de rescisión.

Para obtener más información sobre la definición de los precios de compra en el marco de un PCOA, consulte el capítulo correspondiente, titulado "Incumplimiento y rescisión", de la segunda edición de *Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía*.

Vencimiento de las opciones

Si una de las partes del PCOA no ejerce la opción de venta o la opción de compra dentro del plazo acordado una vez que la rescisión del PPA surta efecto, la opción correspondiente expirará. El plazo para ejercer la opción se establecerá en el PCOA y podrá prorrogarse de común acuerdo entre las partes para permitir nuevas negociaciones o intentos de subsanar el incumplimiento que dio lugar a la rescisción.

Opción de venta vinculada al nivel de endeudamiento de las empresas eléctricas

En Namibia, donde no se otorga ningún acuerdo de apoyo gubernamental para respaldar los PPA ni el endeudamiento de la empresa eléctrica estatal NamPower, esta ha incluido en el prospecto de emisión de sus bonos una cláusula según la cual, si su calificación crediticia se rebaja hasta determinado nivel y la participación accionaria del gobierno cae por debajo del 50 % más una acción, los tenedores tendrán derecho a exigir a NamPower, y no al gobierno, la recompra de los bonos. Aunque este mecanismo es menos sólido que una obligación directa del gobierno, sigue proporcionando a los acreedores una mitigación indirecta del riesgo frente a una eventual pérdida del apoyo gubernamental. Cabe señalar que NamPower cuenta con una calificación crediticia relativamente sólida, al mismo nivel que la del gobierno.

8.4 Carta de crédito de liquidez

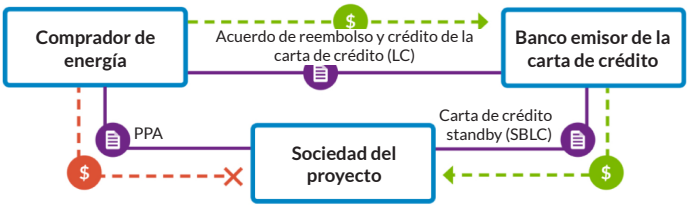
Como se señaló en la sección anterior, un PCOA es una forma del respaldo estatal concebido para permitir que los inversionistas y prestamistas se retiren de un proyecto y recuperen su inversión una vez que se haya terminado el PPA, lo cual solo debería ocurrir tras producirse un evento desencadenante de rescisión.

Los PCOA no están concebidos para cubrir el riesgo de que un comprador de energía enfrente problemas de liquidez a corto plazo. En este sentido, los PCOA se diferencian de las garantías soberanas, ya que estas últimas suelen garantizar tanto la obligación del comprador de energía de efectuar los pagos ordinarios, como los pagos por capacidad y por energía, como el pago del precio de compra de la central tras la rescisión de un PPA. Como resultado, los PCOA suelen combinarse con mecanismos de mejora crediticia diseñados específicamente para hacer frente a problemas de liquidez a corto plazo. Una carta de crédito de liquidez es uno de esos mecanismos.

En términos sencillos, una carta de crédito de liquidez es una carta de crédito que el comprador de energía constituye y mantiene a disposición

de la sociedad del proyecto, para que esta pueda hacer uso de ella si el comprador no efectúa, dentro de un plazo relativamente breve después de su vencimiento, un pago por capacidad, por energía, por energía considerada u otro pago periódico similar. El monto disponible en virtud de dicha carta de crédito suele equivaler a varios meses de los pagos proyectados conforme al PPA.

Si el comprador de energía no efectúa un pago cuando corresponde conforme al PPA, la sociedad del proyecto puede exigir directamente el pago con cargo a esta carta de crédito. Esto proporciona un colchón de liquidez que permite a la sociedad del proyecto mantener su solvencia y continuar operando, al tiempo que cubre sus gastos generales y atiende el servicio de la deuda, incluso si el comprador de energía no efectúa el pago. Por lo general, el comprador de energía está obligado a reponer la carta de crédito mediante el pago al banco emisor, conforme a un documento denominado acuerdo de reembolso y crédito, en un plazo relativamente breve después de que se haya hecho uso de ella.



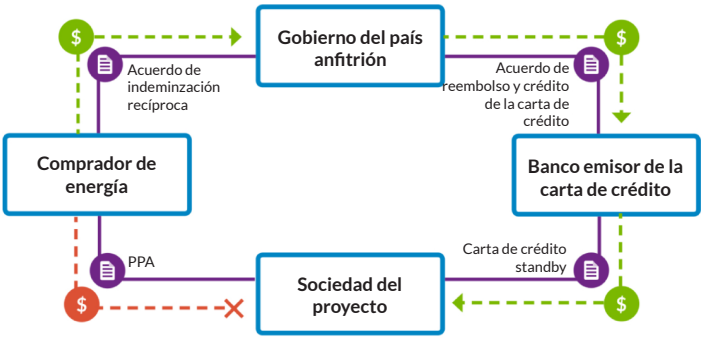
Carta de crédito de liquidez con obligación de reposición por parte del comprador de energía

Como contrapartida por constituir y mantener una carta de crédito de liquidez, el incumplimiento inicial del comprador de energía de efectuar un pago por capacidad, por energía u otro pago similar respaldado por dicha carta de crédito normalmente no constituirá un evento de incumplimiento del comprador de energía. En cambio, se producirá un evento de incumplimiento del comprador de energía si este posteriormente no repone la carta de crédito dentro del plazo

establecido o si, una vez agotada la carta de crédito, no efectúa un pago exigible conforme al PPA.

Esta misma estructura puede implementarse mediante una garantía a primer requerimiento regida por las Reglas Uniformes de la CCI relativas a las Garantías a Primer Requerimiento, en lugar de una carta de crédito regida por las UCP 600 o las ISP 98. En algunos casos, los bancos comerciales están dispuestos a emitir garantías a primer requerimiento a un costo para los compradores de energía inferior al de una carta de crédito por un monto similar.

Una carta de crédito de liquidez puede resultar menos costosa, o implicar un menor costo de oportunidad, que el uso de una cuenta de garantía en efectivo para cubrir el riesgo de pago a corto plazo. En algunos casos, si la obligación de reembolso no está cubierta por una garantía parcial de riesgo, una garantía de pago o un producto similar de una IFD, como se analiza más adelante, la carta de crédito de liquidez resultará menos costosa, menos compleja y requerirá menos documentación que esas alternativas.



Carta de crédito de liquidez con obligación de reposición a cargo del gobierno del país anfitrión

Sin embargo, en otras circunstancias, una carta de crédito independiente puede no estar disponible o resultar prohibitiva por su costo. Por ejemplo,

los bancos comerciales que emiten cartas de crédito pueden no estar dispuestos a asumir el riesgo crediticio del comprador de energía como parte obligada al reembolso, o quizá solo estén dispuestos a hacerlo para los primeros uno o dos proyectos IPP de un país. También pueden aceptar dicho riesgo únicamente a cambio de comisiones prohibitivamente elevadas.

En esos casos, el gobierno del país anfitrión puede acordar asumir la obligación de reponer la carta de crédito, como se muestra en el diagrama anterior. En otras circunstancias, los bancos emisores de cartas de crédito pueden estar dispuestos únicamente a asumir el riesgo crediticio del gobierno del país anfitrión, mientras que este puede no estar dispuesto a asumir directamente la obligación de reembolso, en cuyo caso probablemente las partes tendrán que recurrir a una de las opciones que se analizan en el *Capítulo 9: Respaldo crediticio de terceros y mitigación de riesgos*.

Un último aspecto a tener en cuenta es que, en ocasiones, el comprador de energía y la sociedad del proyecto pueden negociar la calificación crediticia del banco emisor de la carta de crédito. Para minimizar el riesgo de que el banco emisor no atienda la solicitud de pago conforme a una carta de crédito, la sociedad del proyecto puede optar por un banco con una calificación crediticia alta o por un banco con una calificación inferior cuya carta de crédito haya sido confirmada por un banco con una calificación superior. Las partes deberán acordar la solución que resulte adecuada para cada operación.

8.5 Cuentas de garantía de liquidez (*escrow*)

Como otra alternativa, el riesgo de liquidez a corto plazo puede abordarse simplemente depositando efectivo en una cuenta, denominada según el caso cuenta de liquidez, cuenta de reserva o cuenta de garantía (*escrow*), mantenida en un banco de depósitos conforme a los términos de un acuerdo de cuenta de garantía (*escrow*).

El comprador de energía deberá dotar la cuenta con fondos por un monto equivalente a determinado número de pagos mensuales proyectados conforme al PPA, por ejemplo, sobre la base de los cargos totales previstos para un número determinado de meses o únicamente del cargo por capacidad correspondiente a ese período. Dado que estas cuentas de garantía solo cubren el riesgo de pago a corto plazo, su uso suele ser limitado y complementarse o combinarse con otras opciones de mejora crediticia.

Si el comprador de energía no efectúa un pago cuando corresponde conforme al PPA, la sociedad del proyecto puede disponer de los fondos de esta cuenta de garantía. Esto proporciona un colchón que permite a la sociedad del proyecto continuar operando y atender el servicio de la deuda, incluso si el comprador de energía no efectúa el pago. Después de cada disposición de fondos de la cuenta de garantía, el comprador de energía deberá reponerla inmediatamente o dentro de un número determinado de días.

Las cuentas de garantía en efectivo tienen la ventaja de ser claras, simples y fáciles de implementar. El único tercero que debe intervenir es un banco depositario, por lo que la documentación normalmente implica costos de transacción mínimos en comparación con otras opciones de mejora crediticia.

Sin embargo, existen varias razones por las que las partes pueden preferir no utilizar cuentas de garantía. Las cuentas de garantía en efectivo suelen ser únicamente una solución a corto plazo para el riesgo de liquidez o de pago. El efectivo es una opción de mejora crediticia costosa, ya que debe depositarse en una cuenta de depósitos que normalmente genera poco o ningún interés y, en cualquier caso, el monto depositado en garantía generará menos intereses que el costo de obtener el capital. Por lo tanto, los montos depositados generan un diferencial financiero negativo. Independientemente de que este costo sea asumido directamente por la sociedad del proyecto o por el comprador de energía, normalmente formará parte de los costos totales que se trasladan al cliente a través de la tarifa.

Además, los prestamistas del proyecto pueden estar preocupados por la capacidad del comprador de energía para reponer los fondos de la cuenta de garantía en el futuro si se hace uso de ella. Esta preocupación puede abordarse mediante el respaldo de la obligación del comprador de energía, ya sea por parte del gobierno del país anfitrión, si está dispuesto y en condiciones de asumir la obligación de reposición, o por determinados BMD. Por ejemplo, los BMD pueden otorgar una garantía de pago que respalde un mecanismo de cuenta de garantía, el cual funciona de manera similar a la garantía de pago respaldada por una carta de crédito analizada anteriormente, pero utilizando una cuenta de garantía en lugar de la estructura de carta de crédito garantizada. Cuando la sociedad del proyecto disponga de fondos de la cuenta de garantía, el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión, según corresponda, tendrá la obligación de reponerlos. Si la cuenta de garantía no se repone, el BMD que otorga la garantía de pago respalda la obligación del comprador de energía o del gobierno del país anfitrión, según corresponda, y repone los fondos de la cuenta; a su vez, el gobierno del país anfitrión asume una obligación de indemnizar al BMD en su calidad de garante.

Un mecanismo de cuenta de garantía también podría estructurarse como un fondo decreciente, de modo que los montos mantenidos en garantía se devuelvan progresivamente al comprador de energía si este logra mantener un historial de pagos puntuales e ininterrumpidos durante un período previamente acordado.

8.6 Sostenibilidad de la deuda

¿Cómo debe contabilizar un gobierno una garantía u otra forma de respaldo crediticio soberano?

Las normas contables internacionales abordan la forma en que deben reflejarse en el balance del Estado las garantías gubernamentales, las cuasigarantías y otras formas de respaldo crediticio soberano. En términos contables, estas obligaciones de respaldo estatal se denominan pasivos contingentes.

Los pasivos contingentes son posibles obligaciones financieras futuras cuya materialización depende de que ocurra, o no ocurra, uno o más acontecimientos futuros que pueden estar fuera del control del gobierno. En este capítulo se describen los tipos de respaldo crediticio soberano que, a efectos contables, se tratan como pasivos contingentes.

Tanto las Normas Internacionales de Contabilidad como las Normas Internacionales de Contabilidad del Sector Público abordan este tipo de pasivos en la NIC 37 y la NICSP 19, respectivamente, ambas tituladas *Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes*. Ambas normas exigen que las entidades, que para nuestros fines son las tesorerías gubernamentales o los Ministerios de Finanzas, reconozcan y revelen los pasivos contingentes en las notas a los informes financieros del Estado, salvo que la posibilidad de que se hagan exigibles sea remota. Ambas normas establecen que, si es probable que deba efectuarse un pago, se reconoce una provisión en el balance; en cambio, si el pago es improbable, se trata como un pasivo contingente y se revela, por ejemplo, mediante una nota, pero no se reconoce en el balance como un pasivo efectivo.

Los gobiernos suelen llevar sus cuentas sobre base de caja o de devengo, con una tendencia creciente hacia esta última. La transición hacia la contabilidad en base de devengos se debe a que la contabilidad en base de caja puede no reflejar adecuadamente todos los activos y pasivos del sector público. Por ejemplo, con una contabilidad en base de caja, los gobiernos pueden no revelar el respaldo crediticio soberano otorgado a proyectos energéticos como un pasivo contingente o no financiado, aun cuando dicho respaldo se materializará en un pasivo que deberá financiarse si se hacen efectivas las garantías o cuasigarantías. Conforme a las directrices de contabilidad en base de caja, las garantías solo se registran en las cuentas fiscales únicamente cuando el pasivo se materializa y se reconoce una obligación financiera. En la contabilidad en base de devengos, los costos esperados se reconocen en las cuentas fiscales en el momento en que se otorga una garantía u otra forma de respaldo crediticio soberano.

El problema de presentar la información en base de caja es que puede dar la impresión de resultados financieros favorables a corto plazo, posiblemente a costa de la solidez financiera y la estabilidad fiscal a más largo plazo. La contabilidad en base de devengos permite a los gobiernos demostrar un mayor compromiso con la transparencia y la rendición de cuentas. Permite contar con mejor información para la toma de decisiones en todas las áreas del gobierno. La transición hacia la contabilidad en base de devengos puede formar parte de un programa más amplio de reforma del sector financiero orientado a mejorar el funcionamiento del gobierno en su conjunto y contribuir a la sostenibilidad a largo plazo de las finanzas públicas, al permitir que los gobiernos anticipen y respondan con mayor rapidez a riesgos o amenazas para la solidez financiera del país.

Dicho esto, la contabilidad en base de devengos no es el único método para aumentar la transparencia. En materia de garantías y respaldo crediticio, la transparencia también puede reforzarse mediante la divulgación de información complementaria en los documentos presupuestarios, los informes fiscales y los estados financieros.

El desafío de adoptar una contabilidad más transparente es que un país podría quedar en desventaja frente a otro que no refleje sus pasivos contingentes de la misma manera y que, como resultado, pueda atraer con mayor facilidad financiamiento internacional.

¿Por qué es importante el tratamiento contable?

Partimos de la premisa de que las garantías y otras formas de apoyo crediticio constituyen una forma legítima de respaldo gubernamental para las inversiones en proyectos energéticos y de infraestructura, cuando se considera que el gobierno es quien está en mejores condiciones de anticipar, controlar y minimizar determinados riesgos clave, lo cual, a su vez, depende en parte de la estructura de compra de energía.

Es probable que los prestamistas externos del Estado, ya sean BMD o bancos comerciales, examinen tanto la magnitud como la naturaleza de los pasivos contingentes del mismo modo que las obligaciones efectivas,

a fin de evaluar el riesgo crediticio soberano y las propias condiciones del endeudamiento.

El tratamiento contable de las garantías es importante para la sostenibilidad a largo plazo de los programas gubernamentales. Una contabilidad deficiente puede generar problemas para el gasto público futuro y, como se observó más recientemente en algunos países europeos tras la crisis financiera, puede tener importantes consecuencias fiscales. Tanto la reciente crisis financiera mundial como la crisis de deuda soberana europea han generado una mayor preocupación por la magnitud de los posibles pasivos contingentes y la sostenibilidad de la deuda pública asociada. Esto significa que las instituciones internacionales, en particular el Fondo Monetario Internacional (FMI), examinan cada vez más de cerca la definición y el tratamiento contable de los pasivos contingentes.

Este mayor énfasis parece responder a tres factores principales. El primero es un posible aumento de los efectos adversos de los riesgos macroeconómicos. Cuando esos riesgos no son transparentes, porque no se han registrado contablemente de forma adecuada, los inversionistas siempre enfrentarán incertidumbre respecto de la verdadera magnitud de las obligaciones financieras del gobierno. En segundo lugar, los riesgos fiscales inherentes a estas obligaciones pueden estar relacionados de forma sistémica. Por ejemplo, las garantías de las obligaciones financieras de un comprador de energía en virtud de varios PPA podrían hacerse efectivas al mismo tiempo si, por ejemplo, dicho comprador atraviesa graves dificultades crediticias. En tercer lugar y, quizá, lo más importante, como se señaló anteriormente, los pasivos contingentes no están sujetos a una restricción presupuestaria explícita, a diferencia del gasto tradicional, lo que puede dificultar el control macroeconómico.

Según el FMI, las garantías exponen a los gobiernos a mayores riesgos fiscales debido a: (i) el creciente volumen y la volatilidad de los flujos de capital privado; (ii) la transformación del papel del gobierno, que pasa de financiador a garante de servicios, sin el correspondiente registro contable; y (iii) los proyectos, así como el riesgo moral que

puede derivarse de garantizar resultados cuya ejecución corresponde al sector privado.

En esencia, la preocupación radica en que esto puede distorsionar la toma de decisiones en las entidades del sector privado, ya que quienes las adoptan no prevén tener que asumir el costo de un resultado adverso, como el incumplimiento de un comprador de energía. La implicación es que las garantías gubernamentales u otras formas de respaldo crediticio pueden resultar atractivas a corto plazo debido a su carácter oculto, ya que su costo fiscal no se hace visible hasta que se vuelven exigibles. Sin embargo, a largo plazo pueden resultar más costosas, especialmente si los gobiernos garantizan la totalidad de los activos subyacentes en lugar de solo una parte de ellos.

Por consiguiente, las agencias de calificación crediticia y los bancos de inversión prestan cada vez más atención a estas obligaciones al evaluar la solvencia crediticia soberana.

¿De qué otra manera podrían contabilizarse estos pasivos?

El principal desafío contable y de presentación de información radica en que el carácter contingente de las garantías dificulta su valoración. Sin embargo, existen diversas técnicas analíticas que permiten valorar las garantías y las distintas formas de respaldo crediticio. Estas abarcan desde análisis relativamente sencillos hasta otros más complejos, incluida la cuantificación del riesgo crediticio.

Sin duda, los pasivos contingentes cuya materialización sea probable deberían contemplarse en los presupuestos anuales mediante las correspondientes asignaciones presupuestarias.

Se ha sugerido que los gobiernos deberían tener en cuenta la volatilidad del financiamiento público y el posible impacto de los grandes proyectos en su exposición global al riesgo. En algunos casos, puede ser preferible que un gobierno proporcione apoyo presupuestario directo en lugar de una garantía, debido a la ventaja que supone poder prever las necesidades de financiamiento público.

Un fondo de reserva también puede contribuir a reducir, al menos en parte, los riesgos fiscales que pueden surgir cuando estos pasivos se hacen exigibles.

¿Cómo trata el FMI las garantías gubernamentales u otras formas de respaldo crediticio soberano?

Las instituciones de Bretton Woods, es decir, el FMI y el Grupo del Banco Mundial (GBM), analizan la deuda del sector público (DSP) de un país con diversos fines, entre ellos supervisar su evolución económica y financiera para brindarle asesoramiento en materia de políticas o proporcionarle financiamiento y otras formas de apoyo.

La DSP se utiliza en el análisis de sostenibilidad de la deuda (ASD) de un país, mediante el cual se evalúa cómo su nivel de endeudamiento y el nuevo endeudamiento previsto afectan su capacidad para atender el servicio de la deuda en el futuro. Para los países de ingresos bajos se utiliza un marco de ASD diferente, con el fin de ayudar a los responsables de formular políticas a lograr un equilibrio entre el cumplimiento de los objetivos de desarrollo y el mantenimiento de la sostenibilidad de la deuda.

En colaboración con el GBM, el FMI determina el escenario base utilizado para evaluar la sostenibilidad de la deuda, así como la clasificación de riesgo correspondiente a cada país. La evaluación abarca diversos aspectos, tales como:

- ➔ el cálculo de los indicadores actuales y futuros de la carga de la deuda;
- ➔ la identificación de los factores específicos del país que deben incluirse en el ASD;
- ➔ la comparación de los indicadores de la carga de la deuda externa con los umbrales indicativos de deuda correspondientes; y
- ➔ el análisis, especialmente importante para el sector eléctrico, de cómo la deuda interna o los pasivos contingentes afectan la capacidad de un país para atender el servicio de su deuda futura.

El principal aspecto que debe tenerse en cuenta es que las directrices, políticas y análisis del FMI y el GBM varían de un país a otro y a lo largo del tiempo.

El análisis de sostenibilidad de la deuda del FMI y el GBM clasifica a los países según su riesgo de sobreendeudamiento. Hay cuatro categorías: riesgo bajo, riesgo moderado, riesgo alto y situación de sobreendeudamiento. La sostenibilidad de la deuda puede evaluarse a partir de distintos indicadores de deuda y del servicio de la deuda, en relación con medidas de la capacidad de pago de un país. Por ejemplo, las distintas clasificaciones de riesgo también tienen en cuenta otros factores, como los antecedentes de un país en el cumplimiento oportuno de sus obligaciones de servicio de la deuda. La medida más pertinente de la capacidad de pago depende de las restricciones que sean más determinantes en cada país. Además, dado que la deuda oficial externa constituye la principal fuente de financiamiento en muchos países de ingresos bajos, la evaluación presta especial atención a la capacidad del país para atender el servicio de la deuda pública externa.

La clasificación del riesgo de sobreendeudamiento constituye la base para determinar la asignación futura de subvenciones, préstamos y garantías por parte de la Asociación Internacional de Fomento y de otros BMD, como el Fondo Africano de Desarrollo. La clasificación afecta tanto al monto como a las condiciones financieras de dichos préstamos.

¿Cómo influyen las garantías gubernamentales u otras formas de respaldo crediticio en el análisis de riesgos del FMI?

El FMI suele considerar la deuda externa del sector privado garantizada por el gobierno como un pasivo contingente explícito, ya que constituye una obligación legal del gobierno de efectuar pagos a un acreedor externo. Por ejemplo, si un proyecto energético de gran escala garantizado por el gobierno atraviesa dificultades de pago, es probable que el gobierno proporcione financiamiento público para cubrir esas contingencias, lo que puede dar lugar a aumentos significativos de la deuda pública.

Un elemento clave del análisis del FMI será siempre identificar la entidad frente a la cual el gobierno ha asumido las obligaciones, es decir, quién puede hacer efectiva la garantía. En algunos casos, la garantía se otorgará a favor de un inversionista o prestamista externo (extranjero). Sin embargo, en la mayoría de los casos, las sumas pagaderas en virtud de un acuerdo de respaldo o una garantía pueden adeudarse técnicamente a una sociedad del proyecto constituida en el país. Por tanto, un gobierno puede considerar razonablemente que no se trata de deuda externa, sino de deuda contraída dentro del país.

No obstante, es prudente considerar que el FMI interpretaría las garantías a favor de una empresa local encargada del proyecto como un pasivo legal contingente para el gobierno, que le obligaría a efectuar pagos a un acreedor externo, y que, por lo tanto, las clasificaría como deuda externa a efectos de su ASD. La razón es que es probable que las actividades y las cuentas de la sociedad del proyecto constituida en el país estén bajo el control de los prestamistas externos que financian el proyecto, como parte del paquete de garantías constituido a su favor en la operación. Por tanto, cabe suponer que el FMI considerará el respaldo crediticio soberano otorgado en el financiamiento de un proyecto energético como deuda externa y, en consecuencia, como un pasivo contingente explícito.

En el marco de un ASD integral, los equipos pertinentes evalúan cómo otros factores, como los pasivos contingentes, pueden afectar la capacidad de un país para atender futuros pagos del servicio de la deuda. En términos más generales, esto se considera un riesgo fiscal, que puede definirse como cualquier posible diferencia entre los resultados fiscales efectivos y los esperados, por ejemplo, los saldos fiscales y la deuda del sector público.

Queda claro que, en general, los pasivos contingentes se tienen en cuenta cuando el FMI evalúa la sostenibilidad de la deuda de un país. Sin embargo, como se señaló anteriormente, los gobiernos no están obligados específicamente a divulgar información sobre su exposición a todos los tipos de posibles pasivos fiscales futuros. Por tanto, no es posible determinar con precisión en qué medida la deuda externa del

sector privado garantizada por el gobierno se incorpora al análisis de riesgos del FMI. Es posible que la deuda del sector privado garantizada por el gobierno que aún no se haya hecho exigible no se tenga plenamente en cuenta en el análisis de riesgos, ya que no todos los pasivos contingentes del gobierno se divulgan a los equipos pertinentes. Cuando los pasivos contingentes se hacen exigibles y pasan a ser responsabilidad del garante, quedan claramente identificados y se tienen en cuenta, ya que el gobierno debe entonces pagar los montos adeudados.

Hasta entonces, aunque estos pasivos contingentes no aparezcan en el balance ni afecten directamente los límites de endeudamiento que los prestamistas externos imponen al gobierno, ello no debe ocultar el hecho de que un compromiso financiero asumido por el gobierno sigue constituyendo una obligación jurídica válida y exigible, con consecuencias financieras potencialmente significativas en el futuro. Por tanto, resulta prudente que las dependencias gubernamentales supervisen y revisen de forma continua el nivel total de endeudamiento del gobierno.

8.7 Consideraciones para el gobierno del país anfitrión

Otorgar una mejora crediticia a favor de un IPP puede generar diversos beneficios potenciales para el gobierno del país anfitrión, pero también plantea desafíos importantes. Los gobiernos de los países anfitriones a menudo no tienen claro por qué se necesita su apoyo ni qué se requiere de ellos. Al tomar decisiones sobre el apoyo que debe brindar el gobierno, todas las partes interesadas deben comprender los diversos factores que este debe equilibrar al evaluar los beneficios y desafíos de otorgar una mejora crediticia.

A menudo, la principal razón que se aduce para justificar la necesidad de una mejora crediticia por parte del gobierno del país anfitrión es simplemente: "si no se brinda ese apoyo, el proyecto no será financiable porque los prestamistas no otorgarán financiamiento". Aunque esta

afirmación puede tener algo de cierto, no refleja adecuadamente los diversos factores que el gobierno del país anfitrión debe ponderar al tomar su decisión.

En cambio, quizá sea más útil destacar algunos de los beneficios sustanciales que puede obtener el gobierno del país anfitrión al otorgar una mejora crediticia, reconociendo al mismo tiempo que no existe un enfoque único aplicable a todos los casos y que este tipo de apoyo también plantea diversos desafíos para el gobierno.

Limitación activa del alcance de la mejora crediticia

Una de las ventajas de la estructura de financiamiento de proyectos es su potencial para reducir el impacto que tiene el financiamiento de un proyecto de un IPP en el balance del Estado del país anfitrión. Sin embargo, por diversas razones, los inversionistas privados que financiarían los costos iniciales de un IPP pueden decidir no aportar fondos a la sociedad del proyecto a menos que el gobierno del país anfitrión otorgue una mejora crediticia. Dicha mejora crediticia puede afectar el balance del gobierno del país anfitrión, pero ese impacto puede minimizarse mediante una negociación activa con los inversionistas. Como se señala en esta sección, según el tratamiento contable que el gobierno del país anfitrión dé a la mejora crediticia otorgada, quizá solo sea necesario registrarla como un pasivo contingente en su balance, en lugar de comprometerlo plenamente. Esto dependerá del método contable utilizado y del tipo de instrumento seleccionado.

Además, según los riesgos que los inversionistas del IPP busquen cubrir, podría negociarse una mejora crediticia que responda específicamente a sus inquietudes sin constituir una garantía por el costo total del IPP. Sin embargo, el alcance de esa solución estará determinado en gran medida por las inquietudes de los inversionistas y, en algunas situaciones, estos podrían no considerar suficiente ninguna alternativa a una garantía plena del gobierno del país anfitrión.

Posicionamiento del país mediante la mejora crediticia

El gobierno del país anfitrión con un mercado eléctrico incipiente puede valerse de la mejora crediticia no solo para atraer inversionistas internacionales que financien un IPP, sino también para posicionar al país como un lugar atractivo para hacer negocios. Esto cobra especial relevancia cuando varios IPP se financian de esta manera y tanto el gobierno del país anfitrión como el comprador de energía logran demostrar un historial confiable de pagos a los IPP. Una vez consolidados ese posicionamiento y ese historial, debería resultar más fácil reducir o eliminar la mejora crediticia para futuros IPP.

Los costos de las mejoras crediticias disminuyen con el tiempo

El impacto de cualquier mejora crediticia otorgada por el gobierno del país anfitrión para respaldar el financiamiento de un IPP debería reducirse con el tiempo, a medida que el IPP paga dividendos a sus accionistas y amortiza su deuda. Por lo tanto, incluso si se exigiera al gobierno del país anfitrión contabilizar el 100 % de una mejora crediticia como un pasivo real en su balance, dicho pasivo se reduciría con el tiempo.

Control del gobierno

La mejora crediticia suele estar destinada a cubrir riesgos percibidos que el Estado está en mejores condiciones de mitigar, como determinados eventos de fuerza mayor política. Por ello, el gobierno del país anfitrión es quien se encuentra en mejor posición para controlar y, potencialmente, reducir esos riesgos percibidos. El riesgo de pago del comprador de energía estatal probablemente disminuirá a medida que madure el mercado eléctrico y este consolide un historial sólido de pagos.

Diversidad de intereses dentro del gobierno

En la negociación de un proyecto energético intervienen, directa o indirectamente, múltiples partes interesadas del gobierno. Entre ellas podrían encontrarse el comprador de energía (si es una empresa eléctrica estatal), el Ministerio de Energía, el Ministerio de Finanzas, el

Ministerio de Justicia, el organismo regulador del sector, los organismos de promoción de inversiones y el Parlamento, entre otros.

Por lo general, el PPA es suscrito por el comprador de energía y la sociedad del proyecto. Las demás partes interesadas gubernamentales a menudo no participan directamente en el proceso de toma de decisiones, pero pueden influir considerablemente en él. Los ministerios de Energía establecen las políticas del sector y, con frecuencia, promueven la inversión privada para ayudar a cumplir sus objetivos de proporcionar electricidad asequible a los ciudadanos del país anfitrión. Los organismos de promoción de inversiones se establecen para fomentar la inversión privada y facilitar la interacción entre los inversionistas y las entidades gubernamentales. El organismo regulador procura principalmente equilibrar los intereses contrapuestos de los ciudadanos (electricidad asequible) y de la sociedad del proyecto (un rendimiento razonable de la inversión).

Al abordar cuestiones relacionadas con la mejora crediticia, los ministerios de Finanzas procuran equilibrar las necesidades financieras del Estado, los ministerios de Justicia buscan proteger los derechos jurídicos y garantizar que los contratos cumplan con la legislación nacional, mientras que el Parlamento procura representar las opiniones de la ciudadanía en general y, con frecuencia, debe aprobar por ley determinados tipos de contratos u obligaciones gubernamentales.

La participación de cada una de estas partes interesadas gubernamentales en el proceso exige una coordinación considerable y un equilibrio entre los intereses de los distintos sectores representados, con implicaciones políticas que todas las partes interesadas deben comprender.

Preocupación por sentar un precedente

Los gobiernos anfitriones pueden preocuparse por sentar un precedente al otorgar determinados tipos de mejoras crediticias. Pueden temer que, si otorgan una mejora crediticia a un IPP, esta se perciba como una práctica de mercado y que todos los futuros IPP exijan lo mismo. Aunque puede resultar difícil cambiar la percepción del mercado respecto de la disponibilidad de mejoras crediticias, un historial sólido de pagos de los IPP existentes y el posicionamiento consolidado del país como

un buen lugar para hacer negocios facilitarán considerablemente esas discusiones.

Sostenibilidad de la deuda

Al otorgar mejoras crediticias, los gobiernos anfitriones deberían considerar el impacto que estas tendrán en el marco general de sostenibilidad de la deuda. Este tema se analiza con mayor detalle en apartados anteriores. Estos marcos implican que los gobiernos disponen de un margen limitado para absorber pasivos adicionales, ya sean contingentes o de otro tipo. Todas las partes interesadas deberían considerar el costo de oportunidad de asumir un pasivo adicional.

Además, muchos marcos jurídicos exigen la aprobación parlamentaria de todo contrato que genere un pasivo o un pasivo contingente para el país anfitrión. Este proceso de aprobación puede ser complejo y prolongado, ya que la mayoría de los parlamentos cuentan con un sistema de comisiones complejo y se reúnen con poca frecuencia. Los parlamentos deben ponderar el valor de cada mejora crediticia frente a las necesidades contrapuestas de la ciudadanía.

Varios promotores llaman a la puerta

El gobierno del país anfitrión puede recibir propuestas de varios promotores al mismo tiempo. Si uno de estos promotores indica que no requerirá ninguna mejora crediticia, el gobierno del país anfitrión puede inclinarse por seleccionarlo en lugar de a los demás. Por atractiva que pueda parecer la posibilidad de contar con una mejora crediticia limitada o de no requerirla, en todos los casos el gobierno del país anfitrión debería realizar una debida diligencia exhaustiva sobre estos promotores para asegurarse de que tengan la capacidad de cumplir lo prometido. Un aspecto clave de esa debida diligencia es verificar la trayectoria de los patrocinadores de dichos proyectos y confirmar si han ejecutado con éxito proyectos de magnitud similar en otras jurisdicciones. La debida diligencia reputacional también es importante para evitar la exposición a "fondos buitre" que se aprovechan de los países bajo la apariencia de inversiones, especialmente cuando el Estado tiene una exposición considerable en virtud de una garantía soberana.

El fracaso financiero de un proyecto puede provocar la interrupción o el cese total de sus operaciones, lo que afectará negativamente al mercado eléctrico. Además, cualquier interrupción de este tipo podría resultar costosa para el comprador de energía, que quizá deba completar el proyecto o cubrir el déficit de generación eléctrica mediante costosas medidas de emergencia, como importaciones o generación de reserva, o, peor aún, mediante cortes de suministro, lo que se traduciría en una pérdida de actividad económica. Es posible que el gobierno también haya incurrido en gastos considerables en asesores antes de que los proyectos terminaran prematuramente. Una forma de limitar este posible riesgo es exigir a los IPP potenciales que proporcionen garantías de desarrollo y de cumplimiento que respalden su compromiso de llevar los proyectos hasta la finalización de la construcción de la planta y el inicio de las operaciones comerciales.

Preocupaciones relacionadas con el régimen cambiario
Aunque el financiamiento de proyectos suele generar un aumento de la inversión y el financiamiento provenientes del extranjero, sigue siendo fundamental tener en cuenta que las tarifas eléctricas suelen estar denominadas en la moneda local del país anfitrión. Esto se aborda con mayor detalle en el *Capítulo 3: Consideraciones sobre el financiamiento*. Por lo tanto, al formular su política económica, el gobierno del país anfitrión debe considerar siempre cómo los PPA a largo plazo que exigen pagos continuos indexados a una moneda extranjera pueden afectar a la economía en su conjunto.

8.8 Resumen de los puntos clave

Los gobiernos deben crear un entorno propicio para facilitar el desarrollo del sector eléctrico del país anfitrión. El entorno propicio puede no ser suficiente por sí solo y, por lo tanto, para catalizar el desarrollo de los IPP, el gobierno del país anfitrión puede necesitar otorgar mejoras crediticias. A los inversionistas les preocupa cómo se asignan los riesgos relacionados con las obligaciones de pago continuas y los pagos por rescisión.

Las garantías soberanas son una de las formas más amplias de mejora crediticia que el Estado puede ofrecer a los inversionistas.

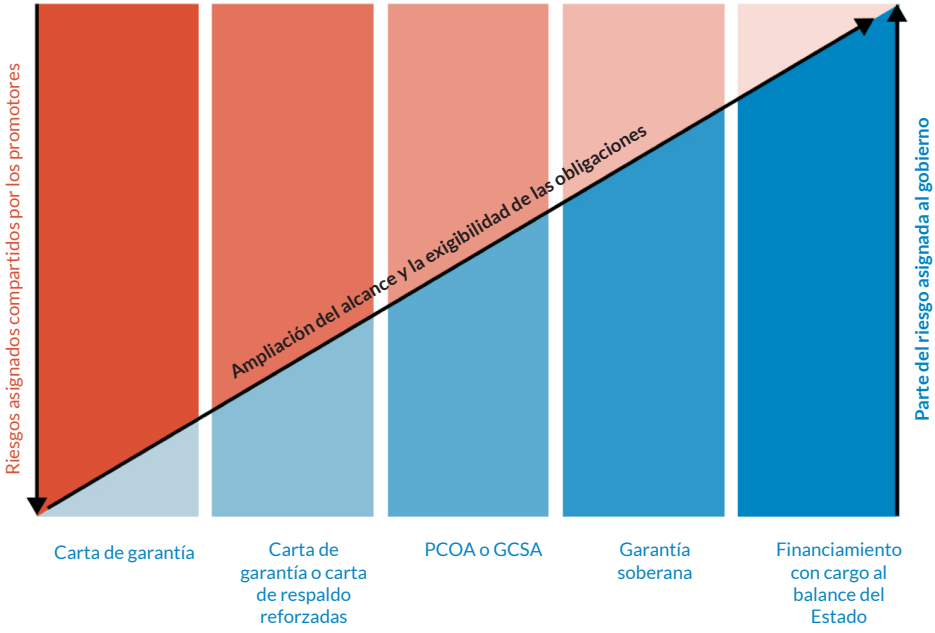
Las cartas de garantía y de apoyo brindan un respaldo menor que una garantía soberana plena, pero no son infrecuentes.

Los acuerdos de opción de compra y venta (PCOA) suelen abordar eventos de mayor gravedad que desencadenan la rescisión y no ofrecen mejoras crediticias para las obligaciones de pago continuas.

Las obligaciones de pago continuas pueden cubrirse mediante cartas de crédito de liquidez o cuentas de garantía (*escrow*) de liquidez. Estos instrumentos no brindan cobertura frente a eventos relacionados con la rescisión.

Cabe señalar que la garantía soberana no constituye una garantía de las obligaciones de deuda que la sociedad del proyecto mantiene frente a los prestamistas.

Los gobiernos deben tener presente el impacto de las mejoras crediticias en sus marcos de sostenibilidad de la deuda, elaborados en cooperación con el FMI. Los gobiernos anfitriones deben considerar numerosos factores al determinar si deben otorgar mejoras crediticias soberanas.



Opciones del gobierno para compartir el riesgo

El diagrama anterior ilustra, a modo de ejemplo, los distintos niveles de riesgo que un gobierno puede asumir al procurar llevar adelante un proyecto energético. Esto demuestra que, cuando un gobierno contrata y paga íntegramente una central eléctrica con cargo a su propio balance, asume una parte significativa del riesgo. Cuando determinados riesgos permanecen a cargo del promotor o del sector privado, estos se mitigan, se respaldan o se asignan de otro modo mediante los diversos mecanismos de mejora crediticia descritos en este manual, ya sea por el gobierno o por terceros. El diagrama anterior es meramente indicativo e ilustrativo de la mayor o menor solidez de los distintos documentos de mejora crediticia gubernamental. Su grado de exigibilidad dependerá de su contenido concreto, estará siempre sujeto a su redacción y negociación y, en gran medida, dependerá del entorno macroeconómico y regulatorio general del país. No obstante, el objetivo del diagrama es ilustrar, en términos sencillos, la asignación de riesgos entre el gobierno y el promotor.

Capítulo 9: Respaldo crediticio de terceros y mitigación de riesgos

9.1 Apoyo crediticio de terceros y mitigación de riesgos

Introducción

Esta sección se centra en los distintos productos de mejora crediticia y mitigación del riesgo político que pueden utilizarse para mitigar determinados riesgos crediticios y políticos y estructurar un proyecto energético financiable. Terceros, por lo general organismos públicos de financiamiento como los BMD y las IFD, ofrecen estos productos de conformidad con sus mandatos, lo que influye en los criterios que determinan cuándo y cómo pueden aplicarse.

Mejora crediticia

Los productos de mejora crediticia están destinados principalmente a mitigar el riesgo de crédito asociado al riesgo de compra de energía o a cualquier otra fuente de reembolso a un aportador de capital, reduciendo así su riesgo de pérdida financiera. Esto puede lograrse mediante productos que: (i) otorguen recurso directo contra el tercero que proporciona la mejora crediticia por la totalidad o una parte de los importes pendientes de pago; (ii) reduzcan el riesgo de pago del comprador de energía al mejorar su capacidad para cumplir sus obligaciones contractuales de pago; o (iii) mejoren la calidad crediticia que respalda las obligaciones de pago de las empresas estatales y/o del gobierno, incluido el apoyo de pagos por rescisión mediante un compromiso soberano.

Dependiendo de cómo se aplique, la mejora crediticia otorgada por terceros puede aportar importantes beneficios, entre ellos:

- ➔ Ampliar las opciones de financiamiento disponibles para la sociedad del proyecto o el prestatario.
- ➔ Reducción del costo total de capital
- ➔ Ampliación del plazo de la deuda

Los patrocinadores y los prestamistas comerciales también suelen valorar positivamente la participación de los BMD o las IFD en un proyecto, ya sea mediante apoyo financiero directo o a través de alguno de sus productos de mejora crediticia, debido al efecto favorable que dicha participación puede generar como mecanismo de mitigación del riesgo político.

Garantías de BMD/IFD

Los BMD y las IFD pueden utilizar diversas garantías para proporcionar mejoras crediticias y mitigar distintos tipos de riesgos de crédito. Estas garantías a veces se denominan garantías parciales de crédito (PCG), garantías parciales de riesgo (PRG) o garantías basadas en proyecto. Estas garantías pueden dividirse en garantías de préstamos y garantías de pago, que se describen en detalle a continuación. Las garantías de las IFD suelen respaldar las obligaciones financieras más críticas de un proyecto energético, como las relacionadas con el servicio de la deuda o con los pagos previstos en el PPA y otros acuerdos del proyecto.

Los gobiernos y los BMD/IFD colaboran en una amplia cartera de iniciativas de desarrollo y, por lo tanto, los gobiernos anfitriones tienen fuertes incentivos para mantener una relación positiva con estas instituciones. Este incentivo suele llevar a los gobiernos a cumplir sus obligaciones de pago o contractuales, o a instruir a sus entidades estatales para que las cumplan, en transacciones que cuenten con el apoyo de BMD y/o IFD. Este efecto favorable a veces se denomina efecto "halo".

El incumplimiento de los compromisos por parte de un gobierno o una entidad estatal en un proyecto respaldado por un BMD podría:

- poner en riesgo el acceso futuro del país a financiamiento para el desarrollo; y
- activar las obligaciones de reembolso previstas en un acuerdo de indemnización o una contragarantía del gobierno del país anfitrión, si corresponde.

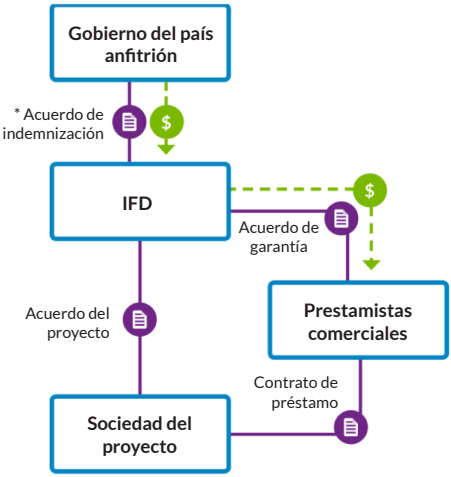
Tipos de garantías de BMD/IFD

Las dos estructuras más comunes de garantías de BMD/IFD son las garantías de préstamos y, en el caso de los BMD, las garantías de pago. Los BMD/IFD cuentan con una amplia variedad de productos de garantía, estructuras e instrumentos de préstamo, no todos los cuales se abordan en este manual.

Garantía de préstamo

La primera gran categoría de garantías de BMD/IFD es la garantía de préstamo, que mitiga el riesgo de que la sociedad del proyecto no pague a sus prestamistas, lo que comúnmente se denomina incumplimiento del servicio de la deuda, cuando dicho incumplimiento sea consecuencia de una acción u omisión del gobierno o del comprador de energía estatal. Esta última condición es una característica fundamental de la garantía de préstamo, ya que asegura que este instrumento no constituya una cobertura general de la obligación de la sociedad del proyecto de pagar la deuda a los prestamistas del proyecto. En el contexto de los IPP, los beneficiarios de la garantía de préstamo son los prestamistas del proyecto y no la sociedad del proyecto. Es importante señalar que, si existe una controversia respecto de las obligaciones del gobierno, el pago al beneficiario en virtud de la garantía del BMD/IFD se efectúa únicamente después de que la controversia se haya resuelto de manera amistosa o mediante los procedimientos de solución de controversias previstos en los contratos del proyecto.

La estructura típica de una garantía de préstamo se presenta en el diagrama a continuación. Algunos BMD/IFD pueden ofrecer garantías sin un acuerdo de indemnización, aunque ello implica un costo más elevado para el proyecto. En lugar de un acuerdo de indemnización, algunos BMD/IFD pueden contar con un acuerdo bilateral o un tratado con el gobierno del país anfitrión, lo que también puede afectar el costo de la cobertura. Algunas ACE pueden otorgar garantías de crédito que respaldan el reembolso del préstamo a un prestamista comercial sin requerir un acuerdo de indemnización con el gobierno.



* El acuerdo de indemnización puede ser necesario o no, dependiendo de la IFD.

Estructura de la garantía de préstamo

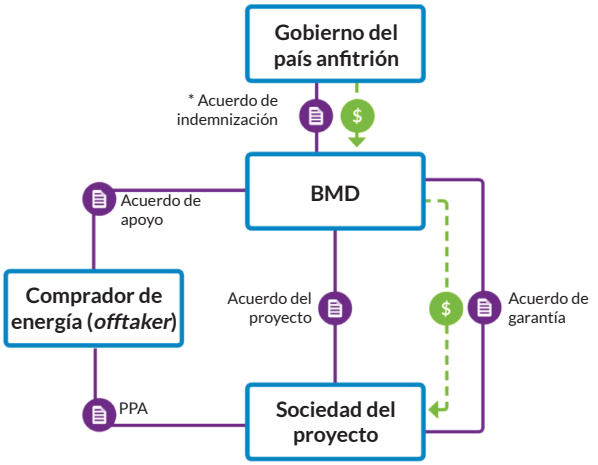
Garantía de pago

La segunda gran categoría de garantías de los BMD es la garantía de pago. A diferencia de la garantía de préstamo, la garantía de pago está destinada a beneficiar directamente a la sociedad del proyecto y puede cubrir diversas obligaciones de pago a favor de esta. Estas obligaciones de pago pueden incluir, entre otras:

- pagos periódicos efectuados por el comprador de energía a la sociedad del proyecto en virtud de un PPA;
- pagos especiales de sustitución de ingresos efectuados por el gobierno a la sociedad del proyecto respecto de obligaciones de las que el gobierno sea responsable; y
- pagos por terminación anticipada efectuados por el gobierno a la sociedad del proyecto.

La estructura típica de una garantía de pago se presenta en el diagrama a continuación. Algunos BMD pueden ofrecer garantías de pago sin un

acuerdo de indemnización, con implicaciones similares a las señaladas anteriormente en la sección sobre garantías de préstamo.



Estructura de la garantía de pago

Marco contractual de la estructura de garantía de pago de los BMD
La estructura contractual de una garantía de pago de un BMD puede resultar compleja, dadas las numerosas obligaciones jurídicas que deben establecerse entre el gobierno del país anfitrión, el comprador de energía, el BMD, los prestamistas comerciales, la sociedad del proyecto y, si corresponde, el banco emisor de la carta de crédito . Los principales acuerdos negociados en una operación de garantía incluyen:

- **Acuerdo de garantía:** la garantía entre el BMD y el beneficiario.
- **Acuerdo del proyecto:** generalmente celebrado entre el BMD y la sociedad del proyecto, que habitualmente establece obligaciones de las partes del proyecto a favor del BMD, entre ellas el pago de las comisiones correspondientes a la garantía y compromisos relativos a la gestión y ejecución del proyecto de conformidad con las directrices del BMD correspondiente. El incumplimiento de estos compromisos

puede dar lugar a la rescisión y/o suspensión de la cobertura de la garantía, previa notificación del BMD al banco emisor y una vez transcurrido un período de gracia adecuado.

- Acuerdo de apoyo: celebrado entre (i) el BMD y el comprador de energía, (ii) el BMD y el gobierno, o (iii) la sociedad del proyecto y el comprador de energía, según la estructura de garantía ofrecida por el BMD. El acuerdo de apoyo suele establecer los compromisos del comprador de energía y del gobierno con respecto al proyecto.

- Acuerdo de indemnización del gobierno del país anfitrión: celebrado entre el gobierno del país anfitrión y el BMD, en virtud del cual el gobierno del país anfitrión se compromete a indemnizar al BMD si este efectúa un pago como consecuencia de una solicitud de pago al amparo de la garantía. A esto a veces se le denomina contragarantía. (Sin embargo, como se señaló anteriormente, algunas instituciones pueden ofrecer garantías sin un acuerdo de indemnización, aunque ello implica un costo más elevado para el proyecto, dada la ausencia de una indemnización del gobierno del país anfitrión que respalde la obligación. En lugar de un acuerdo de indemnización, algunos BMD pueden contar con un acuerdo bilateral o un tratado con el gobierno del país anfitrión, lo que también puede afectar el costo de la cobertura).

Todos los documentos de financiamiento y del proyecto deben adoptar una forma aceptable para el BMD que otorgue la garantía.

Consideraciones generales sobre las garantías de BMD/IFD

Las garantías de BMD/IFD están concebidas para ser flexibles y pueden utilizarse con cualquier instrumento de deuda comercial (préstamos, bonos) otorgado por cualquier institución privada, incluidos los préstamos proporcionados por los patrocinadores en forma de préstamos de accionistas. También pueden respaldar otras obligaciones de pago frente a entidades del sector privado, como los pagos a vendedores o proveedores en virtud de un PPA. La duración de la garantía también es flexible y normalmente corresponderá al plazo de la inversión en deuda o de la obligación subyacente cubierta por la garantía.

Al determinar si utilizar una garantía de un BMD que requiera un acuerdo de indemnización con el gobierno del país anfitrión, este deberá considerar cómo afectará dicha garantía a su balance, a su estrategia general y a las asignaciones al país para financiamiento del BMD correspondiente. Las cuestiones relacionadas con el balance del Estado se analizan en el *Capítulo 8: Apoyo soberano*.

En el caso de los BMD, las asignaciones por país se establecen periódicamente, teniendo en cuenta que estas instituciones deben distribuir sus recursos limitados entre los países que reúnen los requisitos para recibirlos. Aunque una garantía suele tener un impacto diferente al de un préstamo directo sobre la asignación de un BMD a un país, dicha garantía sigue utilizando parte de la asignación disponible para ese país. Independientemente del impacto concreto que esto tenga sobre la asignación del país, el gobierno del país anfitrión dispondrá de menos recursos para atender sus demás prioridades de desarrollo.

Garantías parciales frente a garantías totales

Las garantías de BMD/IFD pueden ofrecer cobertura total o parcial de la deuda. Los BMD/IFD suelen preferir una cobertura parcial, en lugar de total, por varias razones, entre ellas:

- Cuando un BMD/IFD ofrece cobertura total de una garantía, es posible que los prestamistas comerciales y otras partes no lleven a cabo una debida diligencia tan exhaustiva sobre el riesgo subyacente.
- El financiamiento parcial es coherente con el objetivo de política de desarrollo de ayudar a los gobiernos o a las entidades del sector público a crear un historial de solvencia crediticia como prestatarios o pagadores, al mantener algunas obligaciones de pago sin garantía.
- El financiamiento parcial permite al BMD/IFD catalizar un mayor financiamiento de terceros utilizando menos recursos propios.

En última instancia, el propósito de estas mejoras crediticias es mitigar el riesgo y distribuirlo de manera más adecuada en un proyecto determinado, no eliminarlo ni transferirlo por completo a una sola de las partes.

Consideraciones financieras sobre las garantías de BMD/IFD

- La garantía puede cubrir o no la deuda cuyo vencimiento se haya anticipado (es decir, el reembolso total de la deuda pendiente) en caso de incumplimiento, según las políticas específicas del BMD/IFD. Si la garantía no cubre la deuda de vencimiento anticipado, el BMD/IFD correspondiente normalmente efectuará los pagos al amparo de la garantía conforme al calendario de amortización original, sujeto a los requisitos institucionales específicos de dicho BMD/IFD.

- A partir del momento en que una parte garantizada incumple un pago, el beneficiario de la garantía debe seguir un procedimiento específico para hacer efectiva la garantía. Este proceso puede tardar varios meses o incluso años, dependiendo de las circunstancias del incumplimiento y de los requisitos específicos del BMD/IFD.

- La garantía suele otorgar al BMD/IFD un derecho de subrogación, de modo que, una vez que el BMD/IFD efectúe un pago al amparo de la garantía, pueda subrogarse en los derechos del beneficiario y recuperar el importe, si lo hubiera, que la parte garantizada no haya pagado.

Cogarantías

Varios BMD/IFD pueden colaborar para ofrecer una garantía y compartir los riesgos entre sí, lo que puede aportar los siguientes beneficios: (i) un mayor porcentaje de cobertura de la garantía; o (ii) una mayor capacidad para otorgar garantías si la exposición de un BMD/IFD determinado está limitada debido al margen disponible o a restricciones por deudor único.

Garantía de primera línea frente a garantía conjunta

Cuando los BMD/IFD ofrecen una cogarantía, existen dos estructuras posibles: (i) una garantía conjunta, en la que ambos BMD/IFD celebran un acuerdo de garantía con el beneficiario o los beneficiarios; o (ii) una garantía de primera línea: el BMD/IFD principal celebra un acuerdo de garantía directa con el beneficiario, mientras que el otro BMD/IFD participa en la garantía mediante un acuerdo de participación.

La garantía de primera línea puede agilizar las gestiones en caso de ejecución de la garantía, al permitir que el aportador de capital se comunique directamente con el BMD/IFD principal.

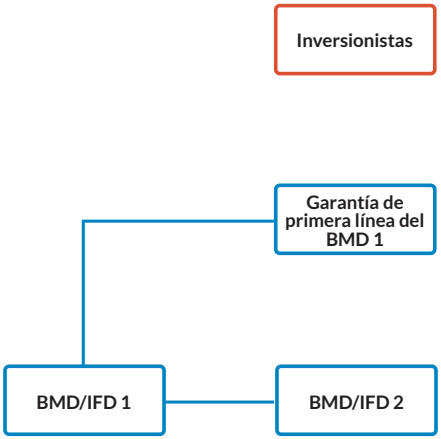
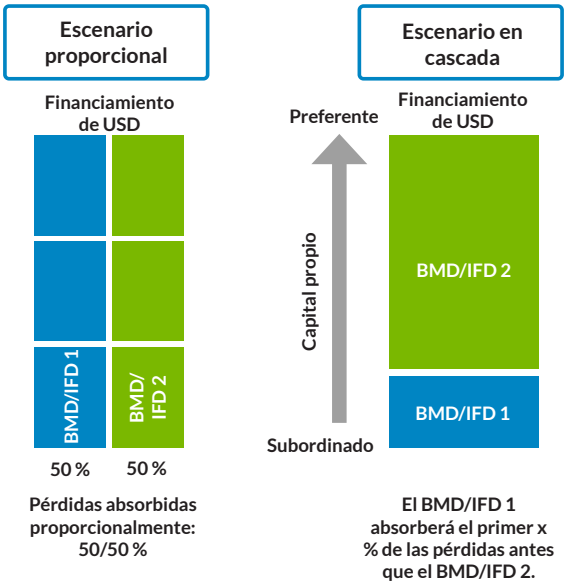


Diagrama de la garantía de primera línea

Cogarantías proporcionales frente a cogarantías de primera pérdida

Los BMD/IFD que participan en una cogarantía acuerdan si absorberán las pérdidas de manera proporcional o si uno de ellos las absorberá primero y, posteriormente, lo hará el otro BMD/IFD. Estos mecanismos repercuten en el precio y en la calificación potencial de la operación, ya que los BMD/IFD pueden no tener la misma calificación crediticia.

Si los BMD/IFD absorben las pérdidas de manera proporcional, los beneficiarios normalmente basarán su decisión de inversión en la calificación del BMD/IFD con menor calificación crediticia. Si un BMD/IFD absorbe primero las pérdidas, los beneficiarios pueden basar su decisión de inversión en la calificación del BMD/IFD que absorba las pérdidas en primer lugar.



Estructura de absorción de pérdidas

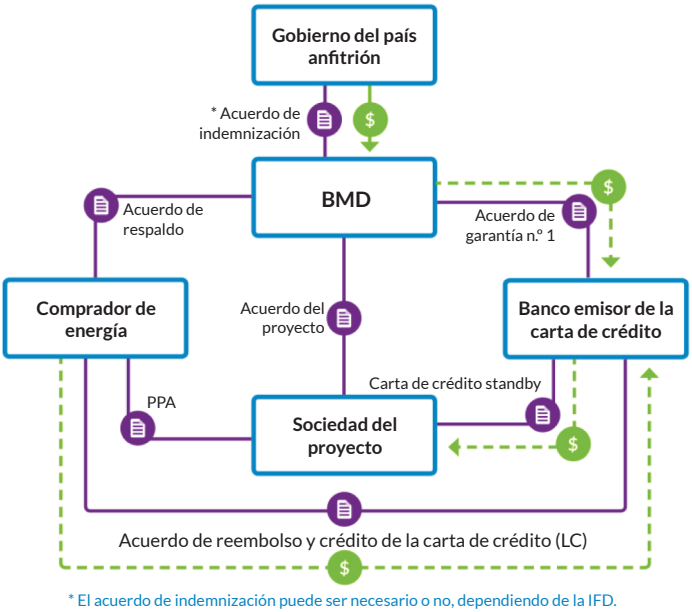
Estructura de carta de crédito garantizada por un BMD

Aunque una garantía de un BMD puede utilizarse para diversos fines, en muchos casos existen limitaciones a la capacidad del BMD para efectuar pagos al amparo del instrumento de garantía sin que se hayan resuelto plenamente las controversias y haya transcurrido un plazo determinado. Por lo tanto, incorporar una carta de crédito standby (SBLC) a la estructura es una forma habitual de proporcionar apoyo de liquidez cuando la situación financiera del comprador de energía estatal puede ser limitada o estar sujeta a restricciones. Esta estructura de LC garantizada, a veces denominada LC con PRG, permite al beneficiario hacer efectiva la LC a medida que se produzcan incumplimientos de pago, en lugar de solicitar al BMD el pago correspondiente a cada incumplimiento.

La estructura de LC garantizada supone la emisión de una SBLC o de un instrumento equivalente por parte de un banco comercial emisor a favor de la sociedad del proyecto. La SBLC suele ser constituida por

el comprador de energía estatal para cubrir sus obligaciones de pago en virtud del PPA. La emisión de la SBLC probablemente será una condición previa para la entrada en vigor del PPA y también puede ser un requisito previo para el desembolso de la deuda preferente destinada a la construcción del proyecto.

En el diagrama a continuación se presenta una estructura típica de una SBLC garantizada.



Estructura de LC garantizada

Como se ilustra en el diagrama anterior, la estructura de LC garantizada comprende tres compromisos financieros principales:

- En primer lugar, si el comprador de energía no efectúa un pago a la sociedad del proyecto en virtud del PPA, esta podrá hacer efectiva la LC para cubrir dicha falta de pago.

- En segundo lugar, si la sociedad del proyecto hace efectiva la LC, el monto desembolsado constituye un préstamo del banco emisor al comprador de energía, otorgado en virtud de un acuerdo de reembolso y crédito (RCA) celebrado entre ambos. Por regla general, el comprador de energía dispone entonces de un plazo adicional, normalmente de 6 a 12 meses, para reembolsar al banco emisor, durante el cual se devengan intereses a la tasa acordada.

- En tercer lugar, si el comprador de energía no reembolsa al banco emisor en virtud del RCA al vencimiento, el banco emisor podrá exigir al BMD el pago al amparo de la garantía. Si esto ocurre, el BMD efectuará el pago directamente al banco emisor para cubrir el monto pendiente adeudado por el comprador de energía.

En última instancia, con una LC garantizada, el BMD tiene recurso contra el gobierno del país anfitrión en virtud del acuerdo de indemnización, de manera similar a lo previsto para las garantías generales de pago y de préstamo descritas anteriormente.

Función del banco emisor de la LC

El banco emisor efectúa el pago ante una solicitud de pago de la sociedad del proyecto, sin realizar un examen adicional de cuestiones de hecho (por ejemplo, si el pago era exigible en virtud del PPA). Esto es fundamental tanto para el generador, porque el banco emisor no puede invocar las defensas de que dispone el comprador de energía, como para el propio banco emisor, que, en última instancia, confía en la solvencia crediticia del BMD como garante, y no en la del comprador de energía ni en la del gobierno del país anfitrión, para cubrir su exposición. Por lo tanto, la estructura proporciona apoyo de liquidez al comprador de energía y contribuye a que el PPA sea más financiable, en beneficio de la sociedad del proyecto y de los prestamistas. Los bancos emisores no están obligados a investigar el motivo subyacente por el que se hace efectiva la LC, ya que las cartas de crédito crean obligaciones independientes y distintas de la operación comercial subyacente. La independencia de estas obligaciones refleja el hecho de que los bancos emisores operan exclusivamente sobre la base de documentos y no están en condiciones de realizar ese tipo de indagaciones; actúan según la legislación y las prácticas bancarias que rigen para las cartas de crédito.

Marco contractual de las estructuras de LC garantizada
El marco contractual de una LC garantizada por un BMD es similar a la estructura contractual de las garantías generales de pago de los BMD descrita en la sección 9.2 anterior e incluye un acuerdo de garantía entre el BMD y el banco emisor de la LC, en calidad de beneficiario; un acuerdo del proyecto entre el BMD y la sociedad del proyecto; un acuerdo de apoyo entre el BMD y el comprador de energía o el gobierno del país anfitrión; y un acuerdo de indemnización otorgado por el gobierno del país anfitrión.

Además, la estructura de LC garantizada incluirá:

- **Carta de crédito standby:** carta de crédito standby que constituye un compromiso de pago incondicional e irrevocable del banco emisor a favor del beneficiario. Aunque estos compromisos suelen caracterizarse como irrevocables, la SBLC contendrá eventos específicos de rescisión y suspensión, incluidos los establecidos en la garantía del BMD y en la cláusula de rescisión del PPA. Las SBLC pueden regirse por normas estándar, como las Reglas y usos uniformes relativos a los créditos documentarios o los Usos internacionales relativos a los créditos contingentes, y el emisor está obligado a efectuar un pago ante una solicitud de pago que se ajuste a dichas normas, incluidos todos los documentos de respaldo correspondientes.

- **Acuerdo de reembolso y crédito:** acuerdo de préstamo entre el solicitante/comprador de energía y el banco emisor, en virtud del cual cualquier retiro de fondos bajo la SBLC constituye un préstamo del banco emisor al comprador de energía, que por lo general deberá reembolsarse dentro de un plazo de 6 a 12 meses a partir de la fecha en que se haga el cobro bajo la LC. El RCA generalmente incluirá cláusulas contractuales habituales, eventos de incumplimiento y condiciones suspensivas. El RCA también describirá las circunstancias que dan lugar al derecho de sustituir al banco emisor. Cabe señalar que la terminación o rescisión de la garantía normalmente constituiría un evento de incumplimiento en virtud del RCA, lo que facultaría al banco emisor para declarar el vencimiento anticipado y ejercer sus recursos

frente al comprador de energía (por ejemplo, exigir la constitución de garantías en efectivo para las obligaciones pendientes, declarar inmediatamente vencidos y exigibles los anticipos pendientes, etc.).

Todos los documentos de financiamiento y del proyecto deben ser aceptables, en cuanto a su forma, para el BMD que otorga la garantía.

Consideraciones detalladas sobre las estructuras de LC garantizada
Hay una serie de aspectos más específicos que deben considerarse al estructurar una LC garantizada, entre ellos los siguientes:

Plazo de la SBLC

Por lo general, se exigirá que la SBLC permanezca vigente durante un período prolongado, normalmente equivalente al plazo del PPA o de la deuda preferente. Normalmente, la estructura de la LC prevé un monto máximo fijo (por ejemplo, USD 100 millones) disponible al amparo de la LC durante todo su período de disponibilidad (por ejemplo, 15 años). Sin embargo, en algunos casos las SBLC pueden establecer sublímites anuales inferiores y/o variables. Esto puede permitir al solicitante reducir costos (por ejemplo, cuando no sea necesario disponer de la totalidad de los USD 100 millones durante los años 1 a 3 del PPA, o cuando resulte adecuado establecer sublímites durante toda la vigencia del PPA). Sin embargo, como consecuencia de Basilea III, el banco emisor deberá, en la práctica, reservar capital en función del monto máximo que pueda disponerse durante toda la vigencia de la LC, independientemente de que el monto máximo total pueda hacerse efectivo en un año determinado.

Una alternativa para reducir los costos del solicitante consiste en utilizar una serie de LC a corto plazo en función de la exposición correspondiente en virtud del PPA, es decir, ajustar cada año el monto máximo, de modo que cada LC tenga un plazo de un año. Sin embargo, esto obliga a sustituirlas anualmente y, por tanto, genera un riesgo de sustitución para el comprador de energía. Cabe señalar, en particular, que la estructura de garantía no permite hacer efectiva la SBLC si el comprador de energía está efectuando los pagos puntualmente, pero puede existir un período sin cobertura mientras se sustituye la LC. En muchos casos, los patrocinadores han considerado que la certeza de disponer de la LC a largo plazo tenía mayor peso que el ahorro de costos

y el riesgo de sustitución, aunque esto puede no ser así en todas las operaciones.

Alcance de los pagos garantizados al amparo de la SBLC

La cobertura de la LC se negociará, pero el principio general es que la SBLC estará disponible para cubrir (1) los pagos ordinarios en virtud del PPA (pagos por capacidad y/o energía) y (2) un pago único por rescisión. Dependiendo de la operación subyacente, la cobertura también puede extenderse a otros conceptos (por ejemplo, las pérdidas sufridas por el productor como consecuencia de eventos locales de fuerza mayor política, cuando dichas pérdidas estén cubiertas por el gobierno o el comprador de energía correspondiente, por ejemplo, en virtud de una garantía estatal separada).

Por lo general, los BMD solo respaldarán el pago de montos no controvertidos o de montos controvertidos respecto de los cuales la controversia haya sido resuelta al momento de presentar la solicitud de pago. En su solicitud de pago, el beneficiario de la LC deberá certificar que el pago no es objeto de controversia y/o que ha transcurrido el período de gracia correspondiente sin que se haya notificado la existencia de una controversia. En algunos casos, los bancos comerciales han aplicado márgenes distintos a los montos dispuestos para ser retirados, dependiendo de si los pagos son controvertidos o no controvertidos, si el BMD lo permite.

Posibilidad de suspensión y rescisión en virtud de la garantía

La garantía otorgada por el BMD está concebida como "incondicional". Cuando el banco emisor efectúe un pago al amparo de la LC, siempre que dicho pago se realice contra una solicitud de pago que cumpla con los requisitos (es decir, siempre que el emisor no pague contra documentos no conformes o insuficientes ni incurra en un error equivalente), el principio general es que la garantía cubrirá dicho anticipo.

En determinadas circunstancias, el BMD puede procurar suspender o rescindir sus obligaciones con relación a la garantía. Esto puede ocurrir por un incumplimiento del acuerdo del proyecto por parte de la sociedad o del comprador de energía (por ejemplo, prácticas sancionables o actos de corrupción por parte de la sociedad, un cambio de control no

autorizado, insolvencia, una privatización no aprobada, etc.), o porque el país anfitrión deje de ser miembro en situación regular del BMD pertinente.

La garantía también podrá rescindirse como consecuencia de determinados eventos específicos del banco emisor, incluidas las sanciones. En el RCA puede ser objeto de negociación en cuanto al evento de incumplimiento dando lugar a la rescisión de la garantía cuando esta se produzca como consecuencia de actos del banco emisor. El impago de las comisiones por parte del beneficiario o del comprador de energía, según corresponda, también dará lugar al derecho de rescisión.

Sin embargo, la regla general es que la garantía seguirá aplicándose a los anticipos efectuados antes de la suspensión o rescisión.

Seguro contra riesgos políticos

El seguro contra riesgos políticos (PRI) ofrece cobertura frente a los riesgos políticos que no estén cubiertos directamente en virtud del PPA o sirve de respaldo para aquellos riesgos que sí estén cubiertos en virtud del PPA. Los riesgos políticos están asociados con medidas gubernamentales que: (i) denieguen o restrinjan el derecho de un inversionista o prestamista a utilizar los activos del proyecto o beneficiarse de ellos y afecten negativamente los ingresos del proyecto; o (ii) reduzcan el valor de la sociedad del proyecto. Los riesgos políticos incluyen guerras, revoluciones, confiscación de bienes por parte del gobierno y medidas destinadas a restringir la transferencia al exterior de utilidades u otros ingresos generados dentro de un país. Se incluye una definición adicional en el *Capítulo 3: Consideraciones sobre el financiamiento*.

Proveedores

Tanto las aseguradoras públicas como las privadas pueden ofrecer este tipo de seguro. Entre las aseguradoras públicas se encuentran las ACE, las IFD y los BMD, por ejemplo, MIGA y DFC. Estas aseguradoras suelen tener mandatos orientados a respaldar los objetivos de políticas de los gobiernos o instituciones que las patrocinan, como fomentar el desarrollo o facilitar las exportaciones en determinados mercados emergentes. Estos mandatos también pueden imponer restricciones a

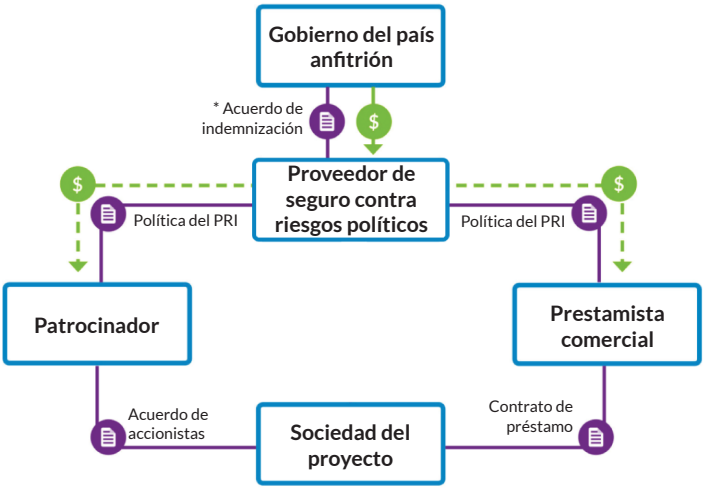
los tipos de inversiones susceptibles de cobertura. Dichas restricciones pueden referirse a cuestiones medioambientales, a la nacionalidad de los inversionistas, a la idoneidad de la inversión o a otras cuestiones derivadas de los objetivos de las pólizas de las aseguradoras.

Las aseguradoras privadas gozan de mayor flexibilidad en cuanto a los tipos de proyectos y el alcance de la cobertura que pueden suscribir, pero tienen una menor tolerancia al riesgo a la hora de ofrecer cobertura en mercados de alto riesgo o de suscribir riesgos que no pueden reasegurarse. Además, suelen tener plazos de vencimiento más cortos.

¿Qué cubre?

Las pólizas tradicionales de PRI son contratos de seguro que protegen frente a pérdidas comerciales derivadas de riesgos relacionados con los activos y con el comercio. Los riesgos relacionados con los activos incluyen la confiscación, la expropiación, la nacionalización, la privación, la enajenación forzosa, el abandono forzoso, el incumplimiento de un laudo arbitral, la revocación de licencias o permisos, el embargo, la guerra y la violencia política. Los riesgos relacionados con el comercio incluyen la inconvertibilidad de la moneda y las restricciones a la transferencia de moneda.

La cobertura del PRI puede proteger a las partes interesadas del proyecto (patrocinadores o prestamistas) frente a pérdidas derivadas del incumplimiento de obligaciones contractuales, si dicho incumplimiento o pérdida se debe a alguno de los eventos de riesgo político definidos en el PRI. El PRI también puede cubrir la denegación de justicia, el incumplimiento de obligaciones financieras o el incumplimiento contractual por parte de un gobierno del país anfitrión o un comprador de energía estatal y, por tanto, puede servir como una mejora crediticia adicional para el proyecto.



Estructura del seguro contra riesgos políticos

La cobertura del PRI puede utilizarse para complementar los compromisos asumidos frente a una sociedad del proyecto por el gobierno del país anfitrión en virtud de un acuerdo de ejecución o de respaldo estatal (o incluso del propio PPA, si el comprador de energía tiene suficiente solvencia crediticia). Cualquier garantía estatal tendría prioridad sobre la cobertura del seguro. Por ejemplo, aunque el gobierno del país anfitrión normalmente se comprometería a garantizar la convertibilidad de la moneda durante toda la vigencia del proyecto, si no dispone de reservas de divisas suficientes para cumplir sus obligaciones de conversión, una póliza de PRI que cubra la inconvertibilidad de la moneda puede proporcionar cobertura convirtiendo la parte de la moneda que el gobierno no haya convertido. Cabe señalar, sin embargo, que estas pólizas no cubren la devaluación de una moneda.

Los proveedores de PRI suelen subrogarse en los derechos de los inversionistas y prestamistas cubiertos y exigen una cesión de los derechos subyacentes. Dependiendo del proveedor del seguro contra riesgos políticos y del tipo de cobertura solicitada, también puede

exigirse un acuerdo de contra indemnización con el gobierno del país anfitrión.

Consideraciones

Además de determinar el tiempo que puede llevar obtener la cobertura del PRI y su costo, existen muchas otras consideraciones prácticas cuando un inversionista o prestamista solicita cobertura de seguro.

Entre ellas se incluyen las siguientes:

- **Elegibilidad:** ¿Cumple la cobertura de riesgo político solicitada con los criterios de suscripción de la aseguradora, por ejemplo, en cuanto a la ubicación geográfica del proyecto, los límites de riesgo país, los requisitos ambientales y sociales y la percepción de inestabilidad política y económica?

- **Cobertura de reclamaciones:** La cobertura de una reclamación puede depender de ambigüedades en la redacción contractual, exclusiones y deducciones aplicables a la cobertura, lagunas de cobertura y/o de la determinación de la relación causal.

- **Plazo/procedimiento para el pago de reclamaciones:** El pago de las reclamaciones puede estar sujeto a períodos de espera y al agotamiento de los recursos disponibles, o requerir que se recurra al arbitraje internacional u otros procedimientos de resolución de controversias previstos en los acuerdos.

- **Recuperación y subrogación:** Estas cláusulas exigen que, en caso de pérdida total, el asegurado ceda a la aseguradora la propiedad de los activos en riesgo, así como los derechos derivados de los contratos del proyecto. Este mecanismo permite a las aseguradoras resarcirse de las pérdidas, en la medida de lo posible, mediante el valor de recuperación de los activos o directamente frente al gobierno del país anfitrión. La transferencia de estos derechos puede verse dificultada por las garantías ya constituidas a favor de las demás partes financiadoras de la operación. Las partes pueden abordar estas cuestiones en un documento denominado acuerdo de cooperación en materia de reclamaciones.

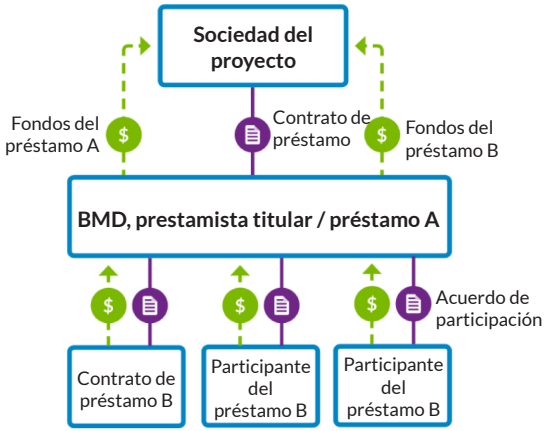
- **Fijación de precios y sindicación:** La cobertura del PRI se fija conforme a precios de mercado, y las aseguradoras pueden sindicar los riesgos que cubren, lo que aumenta el monto de cobertura que pueden ofrecer.

Sindicación de préstamos A/B

Además de los productos descritos anteriormente en esta sección, los BMD ofrecen otros productos, como los mecanismos de préstamo A/B, que pueden ayudar a catalizar financiamiento de bancos comerciales u otros prestamistas del sector privado.

En un préstamo sindicado A/B, el BMD, en calidad de prestamista titular, otorga a la sociedad del proyecto un préstamo A con cargo a sus propios recursos y un préstamo B financiado por bancos comerciales en virtud de un acuerdo de participación. El BMD es el prestamista titular tanto del préstamo A como del préstamo B. Desde la perspectiva de la sociedad del proyecto, esta estructura permite movilizar financiamiento mediante una combinación de fondos del BMD y de prestamistas comerciales dentro de una única estructura de préstamo.

Los prestamistas comerciales asumen el riesgo comercial asociado al reembolso del préstamo conforme a los términos del acuerdo de participación. Sin embargo, el hecho de que el BMD sea el prestamista titular aporta una serie de beneficios, que se describen a continuación.



Estructura de un préstamo sindicado A/B

¿Cuáles son las ventajas de un préstamo sindicado A/B?

Dado que el banco multilateral de desarrollo (BMD) es el prestamista titular, los prestamistas del préstamo B se beneficiarán de la condición de acreedor preferente del BMD (en lo que respecta a la convertibilidad de la moneda y al riesgo de transferencia), así como de otras ventajas de las que pueda disfrutar el BMD, como la exención de retenciones y otros impuestos y aranceles.

El hecho de que el BMD sea el prestamista titular también generará un efecto favorable más amplio y contribuirá a mitigar las inquietudes de los prestamistas comerciales respecto de riesgos país y riesgos políticos de carácter más general. El BMD no garantiza el reembolso a los participantes del préstamo B, pero estos podrán encontrar cierto respaldo en la relación más amplia de cooperación para el desarrollo que el BMD mantiene con el gobierno del país anfitrión y en la influencia que genera dicha relación.

Los participantes del préstamo B también pueden estar exentos de los requisitos obligatorios de constitución de provisiones por riesgo país que las autoridades regulatorias podrían imponer si estos bancos otorgaran préstamos directamente a proyectos en los países anfitriones.

Consideraciones

Por lo general, existen restricciones en cuanto a la elegibilidad de los participantes del préstamo B:

- ➔ Las instituciones financieras no pueden estar constituidas ni tener su sede principal en el país en el que esté constituido el prestatario. El participante del préstamo B no puede tener ninguna oficina o sucursal con domicilio en el país anfitrión.

- ➔ Las instituciones financieras no pueden ser organismos oficiales, como ACE, ni otros organismos gubernamentales, cuasigubernamentales o BMD.

Financiamiento combinado para movilizar el financiamiento climático

Introducción

El financiamiento combinado implica el uso estratégico de subvenciones o financiamiento concesional para movilizar financiamiento adicional, ya sea de fuentes públicas o privadas de capital. El financiamiento combinado se utiliza con frecuencia para movilizar capital destinado a proyectos que generan impactos positivos de carácter ambiental, social y de desarrollo económico.

Como se analiza en el *Capítulo 5: Fuentes de capital*, el financiamiento concesional o las subvenciones pueden utilizarse para (i) reducir el monto de capital adicional que debe movilizarse, (ii) reducir el costo de capital y/o (iii) reducir el riesgo de pérdidas financieras para el capital privado. Estos productos pueden utilizarse como garantías de primera pérdida o incorporarse directamente a la estructura de capital en forma de subvenciones, préstamos o capital subordinado.

Muchos donantes y gobiernos han aumentado el volumen de subvenciones y financiamiento concesional disponible para respaldar los objetivos generales de reducción de emisiones y la ampliación de las soluciones tecnológicas de cero emisiones de carbono. Estos recursos se canalizan principalmente hacia vehículos o fondos de inversión para el financiamiento climático, que luego pueden (i) utilizarse para

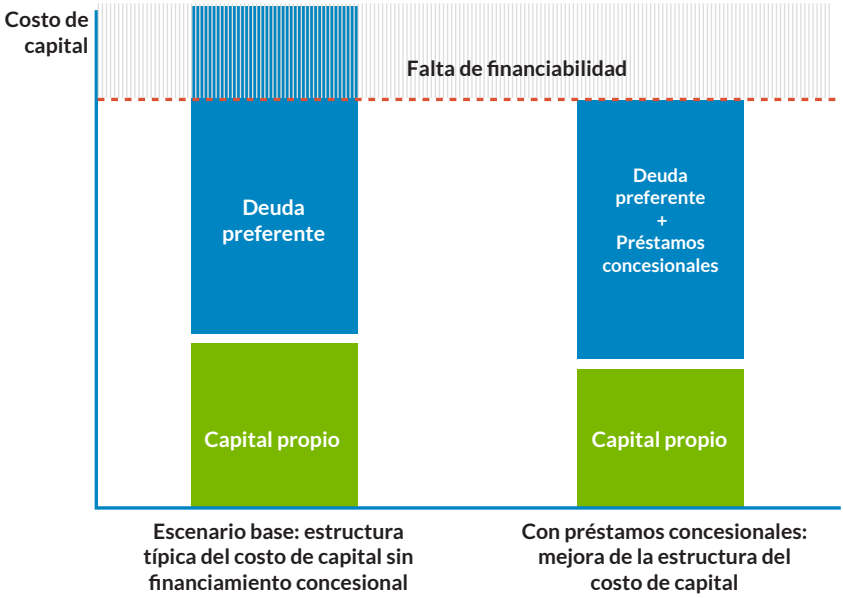
movilizar fondos adicionales de inversionistas comerciales o privados que comparten los mismos objetivos ambientales, pero tienen un menor apetito de riesgo, o (ii) destinarse directamente a proyectos para mejorar su financiabilidad. Además, los BMD/IFD pueden acceder a financiamiento climático para combinarlo con su propio financiamiento comercial y reducir así su costo total de capital, o apalancar financiamiento climático para estructurar otros vehículos de inversión climática.

Ejemplos de financiamiento combinado

Los siguientes ejemplos ilustran algunas de las formas en que el financiamiento concesional puede combinarse con otras fuentes de capital comercial o privado para mejorar la ejecución de los proyectos o movilizar inversión adicional.

Estructura de financiamiento de proyectos

En una estructura de financiamiento de proyectos, el financiamiento concesional puede contribuir a alcanzar objetivos específicos: (i) reducir las tarifas para los consumidores finales; (ii) mitigar riesgos específicos del proyecto (por ejemplo, altos riesgos de desarrollo, tecnologías y/o modelos de negocio no probados); y (iii) optimizar la estructura de capital reduciendo el monto de capital y/o deuda necesario para cumplir los requisitos derivados de los compromisos financieros, al tiempo que se garantizan rendimientos adecuados del capital para los inversionistas. El monto y los términos de condiciones del tramo concesional siguen el principio de concesionalidad mínima, a fin de reducir al mínimo las distorsiones del mercado, incluido el otorgamiento de subsidios excesivos a los rendimientos de los inversionistas.



Financiamiento concesional en una estructura de financiamiento de proyectos

Proyecto solar fotovoltaico de 100 MW en Kairuán, Túnez

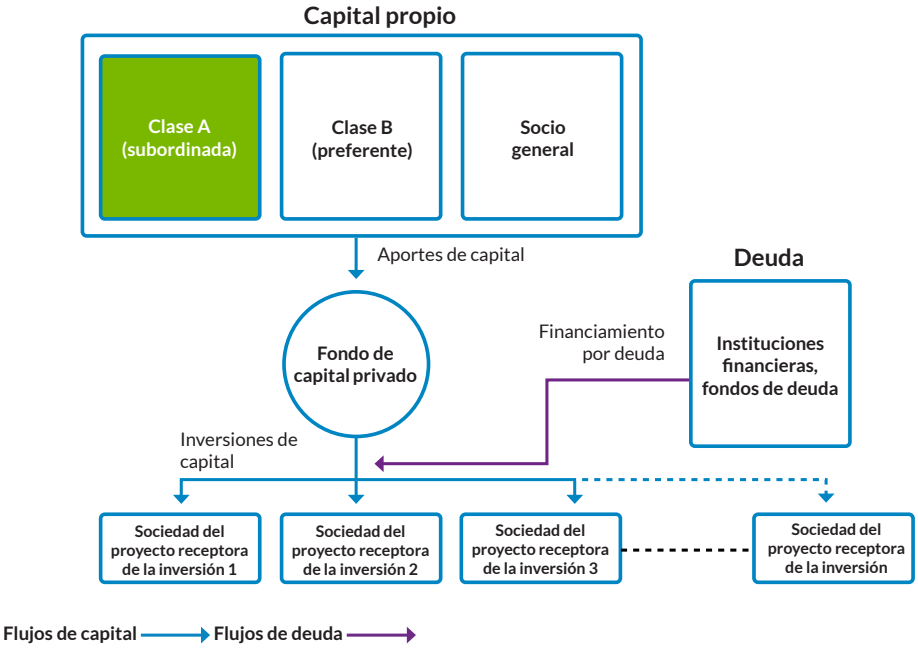
Se trata del primer proyecto solar de un productor independiente de energía eléctrica (IPP) en Túnez, destinado al desarrollo, la construcción y la operación de una central solar fotovoltaica de 100 MW.

El proyecto es un componente fundamental del primer programa solar de 500 MW de Túnez, iniciado por el gobierno para promover la energía sostenible. Con el apoyo del Banco Africano de Desarrollo y la Corporación Financiera Internacional (IFC), el proyecto se enfrentó a presiones imprevistas por el aumento de los costos debido a interrupciones en las cadenas de suministro derivadas de la pandemia de COVID-19 y de conflictos a nivel mundial.

Para subsanar la brecha de financiamiento, el Fondo de Energía Sostenible para África (SEFA) proporcionó deuda concesional a través del Programa de Alivio para Productores Independientes de Energía Eléctrica por la COVID-19, a fin de compensar el aumento de los costos. El financiamiento concesional adicional proporcionado por los Fondos de Inversión en el Clima (CIF) mejoró la estructura de capital del proyecto, reduciendo el costo de capital.

Fondo de inversión de capital privado

En un vehículo de inversión, el financiamiento concesional puede utilizarse como un tramo de primera pérdida o como un tramo de la estructura de capital con rendimientos sujetos a un tope. Este tramo, que puede denominarse capital subordinado, se utiliza para reducir el riesgo de la estructura de capital de un fondo mediante la mejora de los rendimientos ajustados por riesgo para los inversionistas privados o públicos. Cuando se utiliza de esta forma, el tramo de capital subordinado tiene por objeto aumentar el volumen de inversión privada movilizada y, con ello, incrementar la inversión en el sector eléctrico.



Financiamiento concesional en un fondo de inversión de capital privado

Africa Renewable Energy Fund II (AREF II)

AREF II es un fondo cerrado de inversión de capital privado con un plazo de 10 años y sucesor de AREF I. AREF II invertirá en el desarrollo y la construcción de 800 MW de generación renovable, con especial atención a centrales hidroeléctricas a filo de río, oportunidades en proyectos híbridos y de almacenamiento, así como al segmento comercial e industrial (C&I). SEFA y CIF invirtieron en el tramo subordinado y aceptaron un rendimiento limitado a un tope, con el objetivo de mejorar los rendimientos ajustados al riesgo para los inversionistas que participan en condiciones comerciales y tienen menor tolerancia al riesgo. Además, SEFA utiliza financiamiento concesional para financiar el Mecanismo de Apoyo a Proyectos (PSF) asociado, un mecanismo específico de asistencia técnica destinado a respaldar las actividades de desarrollo de proyectos.

Estructuras de garantía

El financiamiento concesional también puede utilizarse para ofrecer mejora crediticia, de manera similar a los productos de garantía o seguro, pero con menos condiciones que los productos tradicionales de mejora crediticia.

Leveraging Energy Access Finance Framework

El BAfD y el Fondo Verde para el Clima (GCF) han aprobado compromisos para apoyar el vehículo de inversión LEAF (Leveraging Energy Access Finance Framework). El GCF ha proporcionado financiamiento concesional combinado con financiamiento comercial del BAfD para movilizar inversionistas comerciales, incluidas instituciones financieras locales, con el fin de respaldar el financiamiento en moneda local. LEAF se orienta a inversiones destinadas al crecimiento de empresas de energía renovable descentralizada (DRE). Este mecanismo apalancará financiamiento concesional para proporcionar garantías parciales de crédito que podrán utilizarse para cubrir el riesgo de reembolso de préstamos o como tramo de primera pérdida en caso de incumplimiento de las empresas subyacentes de la cartera.

Consideraciones

Dado que los recursos de financiamiento concesional son limitados, deben utilizarse estratégicamente mediante estructuras de financiamiento combinado. Estos recursos suelen asignarse a proyectos que priorizan la energía sostenible y las iniciativas relacionadas con el clima, así como a aquellos respaldados por inversionistas de impacto y organizaciones filantrópicas.

Además, las estructuras de financiamiento combinado deben ajustarse a los Principios de las IFD para el uso de financiamiento concesional en operaciones del sector privado y justificar su cumplimiento.

Principios de las IFD sobre financiamiento combinado	Descripción del principio
Adicionalidad	El apoyo de los BMD/IFD al sector privado debería generar beneficios que no estén disponibles en el mercado o que no puedan ofrecerse de manera eficiente en función de los costos.
Afluencia y concesionalidad mínima	El apoyo de los BMD/IFD debería contribuir a catalizar el desarrollo de los mercados y la movilización de recursos del sector privado, pero no debería ofrecer rendimientos excesivos.
Sostenibilidad comercial	El apoyo de los BMD/IFD al sector privado debería contribuir a la viabilidad comercial de los proyectos.
Fortalecimiento de los mercados	La asistencia al sector privado debería estructurarse de manera que permita abordar las fallas del mercado y reducir al mínimo el riesgo de perturbar o distorsionar los mercados.
Promoción de altos estándares	Los BMD/IFD deberían procurar promover el cumplimiento de altos estándares de conducta, entre otros, en materia ambiental y social, de transparencia y de gobernanza.

Glosario

Activo varado: central eléctrica que no cuenta con un acuerdo de compra de energía con un comprador de energía ni con ningún otro medio para monetizar su capacidad de generación.

Acuerdo de accionistas: acuerdo organizativo entre los accionistas de una sociedad del proyecto que establece la estructura de gobernanza de la sociedad del proyecto y los derechos de los accionistas entre sí.

Acuerdo de compra de energía (PPA): contrato celebrado entre dos partes, una de las cuales produce o genera electricidad para su venta (el vendedor/productor) y la otra la adquiere (el comprador de energía/offtaker). Este contrato también se denomina en ocasiones "acuerdo de compra" (offtake agreement).

Acuerdo de cuentas: acuerdo que establece las condiciones aplicables al flujo de fondos a través de las cuentas de la sociedad del proyecto. Véase también la sección 3.2.

Acuerdo de ejecución: acuerdo que establece obligaciones y compromisos contractuales directos entre el gobierno del país anfitrión y la sociedad del proyecto para respaldar el proyecto. Puede incluir, entre otros, compromisos del gobierno en materia tributaria y de cooperación para obtener los permisos y aprobaciones necesarios, así como compromisos de la sociedad del proyecto de cumplir sus obligaciones contractuales frente a contrapartes estatales y el cumplimiento de otros requisitos.

Acuerdo de reembolso y crédito: véase la sección 7.3.

Acuerdo de respaldo estatal: acuerdo entre el gobierno del país anfitrión y la sociedad del proyecto, en virtud del cual el gobierno del país anfitrión asume determinados compromisos con respecto al proyecto. Este acuerdo suele ir más allá de las disposiciones habituales de un acuerdo de ejecución y puede incluir una garantía explícita del cumplimiento de las obligaciones de una entidad estatal, como un comprador de energía o un proveedor de combustible.

Acuerdo de venta de energía: acuerdo entre un consumidor de electricidad y un agregador de energía, como un TSO, una empresa eléctrica o un

comercializador de energía, conocido en ocasiones como contrato de asignación de energía (vesting contract).

Acuerdo entre acreedores: acuerdo entre los grupos de prestamistas que proporcionan financiamiento a un proyecto, o entre los agentes u otros representantes que actúan en nombre de cada grupo de prestamistas.

Acuerdos directos: contratos o acuerdos celebrados entre los prestamistas y las contrapartes de la sociedad del proyecto (incluidos el comprador de energía y, cuando corresponda, el gobierno del país anfitrión), en virtud de los cuales la contraparte correspondiente del proyecto reconoce los derechos de garantía otorgados por la sociedad del proyecto a favor de los prestamistas y permite a estos ejercer sus derechos de intervención para subsanar los incumplimientos de la sociedad del proyecto. Los acuerdos directos también pueden utilizarse para aclarar o modificar el contrato subyacente del proyecto.

Agencia de crédito a la exportación (ACE): agencias y entidades públicas que proporcionan préstamos, garantías y seguros respaldados por el gobierno a empresas de su país de origen que buscan realizar operaciones comerciales en el extranjero en mercados en desarrollo.

Agente de garantía: agente que actúa en nombre de cualquier línea de financiamiento en asuntos relacionados con garantías y bienes dados en garantía. Véase también la sección 3.2.

Agente de la línea de crédito agente que actúa en nombre de una línea de crédito.

Apagones: interrupción total del suministro eléctrico a los consumidores.

Arbitraje: mecanismo de solución de controversias mediante el cual la cuestión objeto de controversia se somete a la decisión de un tribunal arbitral, de conformidad con un conjunto de reglas previamente acordadas.

Aseguradora de bonos (monolínea): compañía de seguros que garantiza el reembolso de los bonos.

Asignación presupuestaria: en términos presupuestarios, reserva de fondos para un fin específico. Cada año deben asignarse a los programas gubernamentales fondos públicos procedentes de diversas fuentes, y estas asignaciones deben incluirse en el presupuesto anual o periódico del gobierno. En el ámbito empresarial, este tipo de asignación también puede denominarse "asignación de capital".

Asociación público-privada: acuerdos entre los sectores público y privado mediante los cuales un servicio o una infraestructura que normalmente estaría a cargo del sector público es proporcionado por el sector privado, con una asignación claramente definida de los riesgos y responsabilidades correspondientes.

Banco Africano de Desarrollo (BAfD): institución financiera multilateral de desarrollo creada para contribuir al desarrollo económico y al progreso social de los países africanos. El BAfD se fundó en 1964 y está integrado por tres entidades: el Banco Africano de Desarrollo, el Fondo Africano de Desarrollo (ADF) y el Fondo Fiduciario de Nigeria (NTF). El ADF es el mecanismo de financiamiento concesional del Grupo del Banco Africano de Desarrollo. El NTF, creado por el Gobierno nigeriano, es un fondo rotatorio autosuficiente.

Banco Mundial: Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) y Asociación Internacional de Fomento (AIF).

Bancos multilaterales de desarrollo (BMD): instituciones constituidas, propiedad de sus países miembros y controladas por estos, que proporcionan financiamiento y servicios de asesoría con fines de desarrollo. Entre los ejemplos se encuentran el Banco Mundial (IBRD e IDA), el BAfD y MIGA.

Bono cuasisoberano: véase la sección 3.3.

Bonos de proyecto: instrumentos de deuda emitidos en los mercados de capitales para financiar o refinanciar un proyecto energético.

Bono soberano : instrumento de deuda emitido por un gobierno del país anfitrión en los mercados de capitales.

Bono subsoberano: instrumento de deuda emitido por una región, provincia, estado, municipio o empresa estatal.

Capacidad considerada disponible: capacidad que una central eléctrica habría podido poner a disposición de no haberse producido un evento o circunstancia cuyo riesgo corresponde al comprador de energía.

Capital propio: fondos aportados por los patrocinadores al proyecto que no han sido obtenidos mediante préstamos contraídos por la sociedad del proyecto. En ocasiones, el término "capital propio" puede utilizarse en un sentido amplio que incluya la deuda subordinada de accionistas, es decir, el financiamiento que los patrocinadores o accionistas de la sociedad del proyecto ponen a disposición de esta y que está subordinado a la deuda otorgada por los prestamistas.

Carta de crédito standby: véase la sección 7.3.

Carta de garantía: carta emitida por el gobierno del país anfitrión mediante la cual este se compromete a facilitar el proyecto ofreciendo ciertas manifestaciones de respaldo al promotor del proyecto. Véase también la sección 8.2.

Central autodespachada: central eléctrica que entrega electricidad directamente a la red sin ser despachada por un operador del sistema de transmisión.

Central de generación intermedia (mid-merit): central eléctrica que se sitúa entre las centrales de carga base y las centrales de punta en el orden de mérito.

Central de punta: central eléctrica que solo se despacha para satisfacer la demanda pico de electricidad.

Central despachable: central eléctrica capaz de responder, con poca antelación, a las instrucciones de la empresa de transmisión o, cuando corresponda, de cualquier otro comprador, para modificar su nivel de generación. Entre las centrales que pertenecen a esta categoría se encuentran las centrales de carbón, las centrales de gas y las centrales de energía renovable que disponen de una fuente de energía relativamente

constante o almacenable, como las centrales hidroeléctricas con embalse y las centrales de biomasa, o cualquier planta con suficiente almacenamiento de energía.

Central no despachable: central eléctrica que no puede responder a las instrucciones del operador de la red de transmisión para modificar su nivel de generación debido a la naturaleza intermitente de la fuente de energía utilizada, como la eólica o la solar.

Cesión: término jurídico que describe el acto mediante el cual una parte transfiere a otra los derechos, pero no las obligaciones, que le corresponden en virtud de un acuerdo. El derecho de una parte a ceder sus derechos en virtud de un acuerdo estará sujeto a las restricciones y limitaciones establecidas en el acuerdo correspondiente y podrá requerir el consentimiento previo de las demás partes del acuerdo.

Cierre financiero: (i) la firma de los documentos de financiamiento; o (ii) la firma de los documentos de financiamiento y el cumplimiento de todas las condiciones necesarias para los desembolsos de los préstamos del proyecto.

Comprador de energía (*offtaker*): parte de un PPA cuya obligación consiste en adquirir la capacidad puesta a disposición y la electricidad generada por la central eléctrica, de conformidad con los términos y condiciones del PPA. También conocido como el comprador.

Concesión: derecho otorgado por el gobierno del país anfitrión para construir y operar una central eléctrica y vender electricidad en ese país durante un número determinado de años. Un contrato de concesión es el contrato mediante el cual se otorga la concesión a la sociedad del proyecto. Un acuerdo de ejecución podría cumplir una función similar.

Condiciones suspensivas: conjunto de condiciones que deben cumplirse antes de que un contrato, o partes de este, entren en vigor.

Contrato de ingeniería, contratación y construcción (EPC): uno o varios contratos celebrados entre el contratista EPC y la sociedad del proyecto que establecen los términos y condiciones aplicables al diseño, la

ingeniería, la adquisición de materiales y equipos, la construcción y la puesta en servicio de la central eléctrica.

Contrato de interconexión: contrato celebrado entre la sociedad del proyecto y el operador de la red de transmisión que establece los términos y condiciones para la conexión de la central eléctrica a esa red.

Contrato de operación y mantenimiento (O&M): contrato celebrado entre la sociedad del proyecto y el operador de las instalaciones de la central, en virtud del cual este último opera y mantiene la central eléctrica y las instalaciones asociadas.

Contrato de préstamo: contrato que establece el compromiso del prestamista de otorgar un préstamo al productor para financiar el proyecto energético, así como las obligaciones del productor/prestatario de reembolsar el préstamo con intereses y cumplir los diversos compromisos establecidos en el contrato.

Contrato de suministro de combustible: contrato celebrado entre la sociedad del proyecto y el proveedor de combustible, en el caso de un PPA convencional, o entre el comprador de energía y el proveedor de combustible (en el caso de un acuerdo de tolling o de conversión de energía), en virtud del cual el proveedor suministra combustible a la sociedad del proyecto.

Contrato de términos comunes (CTA): acuerdo entre la sociedad del proyecto y los prestamistas que contiene las condiciones de financiamiento comunes a las distintas líneas de crédito, por ejemplo, las condiciones para el desembolso de fondos, las cláusulas financieras, los eventos de incumplimiento, las declaraciones y otros compromisos. Véase también la sección 3.2.

Corporativo e industrial (CNI): generador cuya producción de electricidad está destinada exclusivamente a una o más empresas (véase Empresa o entidad corporativa).

Corte de carga: reducción parcial o total del suministro eléctrico a los consumidores, conocida habitualmente como apagón o subtensión.

Cuenta de garantía (escrow): véase la sección 8.5.

Derechos de intervención: derechos que un acuerdo directo concede a los prestamistas para intervenir y subsanar un incumplimiento de la sociedad del proyecto bajo un contrato del proyecto, antes de que la contraparte pueda ejercer recursos contractuales contra esta o rescindir ese contrato.

Desembolso: en el contexto de un préstamo, se refiere a la entrega de fondos por parte del prestamista al prestatario.

Deuda intermedia (mezzanine debt): financiamiento proporcionado por prestamistas que se sitúa por debajo de la deuda preferente y por encima de la deuda subordinada y el capital propio.

Deuda preferente: financiamiento proporcionado por prestamistas que tiene prioridad sobre la deuda intermedia y la deuda subordinada.

Documentos de financiamiento: conjunto de contratos y acuerdos distintos de los documentos del proyecto (incluidos los contratos de préstamo, los acuerdos directos y los contratos de garantía), que establecen los derechos y obligaciones de los prestamistas y de la sociedad del proyecto en relación con el financiamiento de la central eléctrica.

Documentos de garantía: documentos mediante los cuales se constituyen, a favor de los prestamistas, derechos de garantía, hipotecas, prendas y otras garantías que aseguran el pago de los préstamos del proyecto.

Documentos del proyecto: contratos o acuerdos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de la central eléctrica. Por lo general, incluyen el PPA, el contrato EPC, el contrato de suministro de combustible, el contrato de operación y mantenimiento y el contrato de interconexión con la red.

Empresa o entidad corporativa: entidad, distinta de un hogar o consumidor individual, que actúa como comprador de energía. La empresa suele ser una sociedad de responsabilidad limitada.

Energía neta entregada: cantidad neta de energía eléctrica, expresada habitualmente en MWh, generada por una central eléctrica y suministrada en el punto de entrega, según la medición realizada por el sistema de medición situado en ese punto.

Energía o capacidad de carga base: capacidad de generación de una red eléctrica nacional o regional que el comprador de energía o el operador de la red prevé despachar o utilizar de manera continua.

Entidad con fines específicos (SPV): entidad jurídica constituida específicamente para desarrollar un proyecto determinado y a la que se le prohíbe realizar actividades ajenas a ese proyecto. A efectos de este manual, esta entidad se denomina habitualmente "sociedad del proyecto".

Estudio de factibilidad: estudio técnico y financiero sobre la viabilidad del proyecto energético propuesto.

Evento de fuerza mayor: evento que escapa al control de la parte afectada y que le impide cumplir una o varias de sus obligaciones en virtud del contrato correspondiente. Los eventos de fuerza mayor suelen clasificarse en eventos de fuerza mayor política y eventos de fuerza mayor no política, con consecuencias financieras y contractuales diferentes para las partes contratantes. La fuerza mayor natural pertenece a esta última categoría.

Evento de fuerza mayor no política: evento de fuerza mayor que no constituya un evento de fuerza mayor política.

Evento de fuerza mayor política: evento de fuerza mayor de naturaleza política. Por lo general, esta categoría incluye actos de guerra, conflictos, actos de enemigos extranjeros, bloqueos, embargos o revoluciones; huelgas de alcance nacional o motivadas políticamente; cambios legislativos; y la revocación o falta de otorgamiento de concesiones u otras autorizaciones.

Evento de incumplimiento: incumplimiento que las partes de un contrato acuerdan que constituye un incumplimiento sustancial. La ocurrencia de un evento de incumplimiento suele otorgar a la parte cumplidora el

derecho a rescindir el contrato si ese incumplimiento no se subsana dentro del plazo de subsanación aplicable.

Fecha de operación comercial (COD): fecha clave definida en el PPA en la que la central eléctrica inicia su operación comercial, una vez concluidas las pruebas de desempeño y certificada por un ingeniero independiente.

Financiable: se considera que un proyecto o contrato es "financiable" si presenta una asignación de riesgos que, en términos generales, resulta aceptable para los prestamistas.

Financiamiento climático: financiamiento de ámbito local, nacional o transnacional, proveniente de fuentes públicas, privadas y alternativas, destinado a apoyar medidas de mitigación y adaptación frente al cambio climático.

Financiamiento con cargo al balance general del promotor: financiamiento de un proyecto proporcionado íntegramente por un patrocinador.

Financiamiento con recurso limitado: véase Financiamiento sin recurso.

Financiamiento corporativo: término utilizado para distinguir este tipo de financiamiento del financiamiento de proyectos (véase más adelante). En el financiamiento corporativo, el prestamista puede recurrir a los accionistas del prestatario correspondiente y/o a los activos más allá del activo que se está financiando.

Financiamiento de infraestructura basado en recursos: modalidad mediante la cual se otorgan derechos para extraer recursos naturales en el país anfitrión a cambio del compromiso del titular de los derechos de extracción de diseñar, construir y ejecutar un proyecto.

Financiamiento de proyectos: véase Financiamiento sin recurso.

Financiamiento sin recurso: financiamiento cuyo reembolso depende exclusivamente de los flujos de caja generados por un proyecto estructurado como una entidad con fines específicos. Las obligaciones de los accionistas de la entidad con fines específicos suelen limitarse

a su obligación de aportar capital y, en algunos casos, de proporcionar otras formas de apoyo limitadas y claramente definidas a dicha entidad.

Garantía parcial de crédito: véase la sección 9.1.

Garantía parcial de riesgo: véase la sección 9.1.

Garantía real: bienes inmuebles, derechos contractuales u otros activos sobre los cuales un prestatario constituye un derecho de garantía a favor de un prestamista para garantizar las obligaciones de reembolso de un préstamo.

Generación/energía considerada producida a efectos de pago: electricidad que una central eléctrica habría podido generar de no haberse producido un evento o circunstancia cuyo riesgo corresponde al comprador de energía.

Generador: véase Vendedor.

Generador integrado: proveedor de electricidad ubicado físicamente en las instalaciones de su comprador.

Gobierno del país anfitrión: gobierno del país en el que se encuentra la central eléctrica.

Grupo del Banco Mundial: conjuntamente, el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), la Asociación Internacional de Fomento (AIF), la Corporación Financiera Internacional (IFC), el Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones (MIGA) y el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI).

Insolvencia: incapacidad de una entidad para pagar sus deudas a medida que vencen.

Instituciones financieras de desarrollo (IFD): instituciones financieras cuyo mandato consiste en financiar proyectos que contribuyan al desarrollo. Entre ellas se incluyen los BMD. Entre los ejemplos se encuentran el Banco Mundial, el Banco Africano de Desarrollo (BAfD), EBRD, ADB, IDB, OPIC, FMO, DEG, la CDC, DBSA y Proparco.

Instrucción de despacho: instrucción emitida por el operador de la red a una central para que suministre electricidad.

Instrumentos de cobertura: instrumentos utilizados por los accionistas del proyecto para protegerse frente a las fluctuaciones de los tipos de cambio, las tasas de interés y los precios de las materias primas.

Interconexión: punto en el cual la central eléctrica y la red de transmisión se conectan.

Inversión greenfield/generación eléctrica greenfield: proyectos que se construyen desde cero y no consisten en la adaptación de proyectos existentes.

Inversionista: término que designa a los accionistas de la sociedad del proyecto, entre los que pueden encontrarse el promotor, el patrocinador y los inversionistas financieros.

Inversionista financiero: institución financiera, fondo o compañía de seguros que invierte en un proyecto energético.

Liquidez: disponibilidad de efectivo y equivalentes de efectivo para hacer frente a las obligaciones financieras a corto plazo de una parte.

Mejora crediticia: otorgamiento de garantías u otras formas de respaldo para reforzar una obligación de pago.

Mercado de corto plazo (spot): en el contexto del suministro de electricidad, mercado mayorista en el que la sociedad del proyecto puede vender electricidad sin estar sujeta a un PPA a largo plazo. En el contexto del suministro de combustible, mercado en el que la sociedad del proyecto puede adquirir combustible sin asumir obligaciones de compra a largo plazo.

Mercado mayorista organizado (power pool): mecanismo para el intercambio de electricidad entre dos o más empresas eléctricas que suministran o generan electricidad, gestionado mediante acuerdos de intercambio.

Oferta pública inicial: primera venta al público de una participación en el capital o de acciones de una empresa privada.

Opción de compra: derecho del comprador de energía (o del país anfitrión) a adquirir la central eléctrica o sus acciones.

Opción de venta: derecho de la sociedad del proyecto a exigir al comprador de energía (o al país anfitrión) que compre la central eléctrica o sus acciones.

Operador del sistema de transmisión: parte responsable de gestionar las operaciones diarias de la red de transmisión, que suele ser, aunque no siempre, la empresa de transmisión y que, con frecuencia, forma parte de la empresa eléctrica estatal.

Orden de mérito: orden de preferencia conforme al cual el operador del sistema de transmisión despacha las centrales eléctricas.

Organismo regulador: autoridad competente del gobierno del país anfitrión facultada legalmente para regular los organismos y entidades que participan en el sector, incluida la sociedad del proyecto.

Pago por capacidad: pago efectuado por el comprador de energía en función de la capacidad de la central eléctrica para generar una determinada cantidad de electricidad. Este pago está concebido para permitir que el productor recupere sus costos fijos (incluidos los costos de capital y los costos fijos de operación) y obtenga la rentabilidad acordada. Estos pagos se efectúan siempre que la central eléctrica esté disponible o se considere disponible para el despacho, independientemente de que sea efectivamente despachada.

Pago por energía: pago efectuado por el comprador de energía en función de la cantidad real de electricidad generada y despachada. Este pago está diseñado para permitir que el productor recupere los costos de combustible y los costos variables de operación.

Pagos por energía considerada producida a efectos de pago: pagos efectuados con respecto a la energía considerada producida a efectos de pago.

País anfitrión: país en el que se encuentra la central eléctrica.

Para los productos de préstamo A/B: véase la sección 7.4.

Pasivo contingente: obligación que aún no se ha materializado, pero que podría materializarse en el futuro.

Patrocinador: accionista u otra parte vinculada a los accionistas de la sociedad del proyecto; suele ser, aunque no siempre, el promotor y se considera la entidad que lidera el proyecto.

Pérdida directa: pérdida que se deriva directamente del incumplimiento por una parte de sus obligaciones en virtud del contrato.

Plazo: véase Vigencia.

Plazo de subsanación: período durante el cual la parte incumplidora tiene la oportunidad de subsanar un incumplimiento que, de no subsanarse, daría lugar a un evento de incumplimiento.

Power Africa: iniciativa liderada por el Gobierno de Estados Unidos, puesta en marcha por el presidente Obama en junio de 2013 e integrada por numerosos socios de los sectores público y privado que colaboran para duplicar el acceso a la electricidad en África subsahariana mediante la incorporación de 30.000 MW de generación eléctrica más limpia y eficiente y 60 millones de conexiones en África subsahariana para 2030.

Prestamistas: entidades que proporcionan financiamiento en forma de préstamos a la sociedad del proyecto.

Préstamo del proyecto: préstamo otorgado por uno o varios prestamistas a la sociedad del proyecto con el fin de financiar un proyecto energético.

Productor: véase Vendedor.

Productor independiente de energía eléctrica (IPP): productor de energía eléctrica de propiedad privada.

Promotor: parte responsable de iniciar y desarrollar el proyecto. El promotor no tiene que ser necesariamente el patrocinador, que aporta capital propio a la sociedad del proyecto.

Proveedor de combustible: proveedor del combustible utilizado para generar electricidad.

Punto de entrega: punto hasta el cual el productor es responsable de entregar la electricidad generada por la central eléctrica. El punto de entrega suele situarse en el lado de alta tensión de los transformadores elevadores. La electricidad generada por la central eléctrica se mide en el punto de entrega.

Red eléctrica: sistema de líneas de alta tensión mediante el cual se distribuye electricidad en una región.

Rehabilitación ambiental: medidas necesarias para subsanar la contaminación ambiental del sitio de una central eléctrica tras la finalización de un PPA.

Restricción de generación: instrucción del comprador de energía o del operador de la red al productor de una central eléctrica no despachable para que reduzca su generación. Esto puede deberse a la demanda de los usuarios finales, a la disponibilidad de fuentes alternativas de generación, a la capacidad de la red de transmisión o a la estabilidad de la red.

Seguro contra riesgos políticos: véase la sección 9.1.

Sitio del proyecto: terreno en el que se encuentra la central eléctrica.

Sociedad del proyecto: véase Vendedor.

Subtensión: reducción parcial del suministro eléctrico a los consumidores.

Take-or-pay (combustible): en el contexto de un PPA, obligación del comprador de energía de pagar el importe correspondiente a una cantidad acordada de combustible durante un período determinado, independientemente de que acepte o no la entrega de dicha cantidad.

Tarifas que reflejen los costos: tarifas cobradas a los consumidores finales que reflejan el costo real de la generación, transmisión, distribución y suministro a dichos consumidores.

Tasa de cobro de energía: véase Pago de energía.

Tasa interna de retorno (TIR): tasa efectiva anualizada de retorno compuesto obtenida por una inversión durante un período determinado.

Transporte de electricidad por redes de terceros (wheeling): transmisión de electricidad entre un productor de energía y un comprador de electricidad a través de uno o más operadores de líneas de transmisión de terceros.

Traslado de costos (pass-through): respecto de un costo, mecanismo mediante el cual el productor traslada dicho costo al comprador de energía a través de la tarifa.

Vendedor: entidad que vende electricidad en virtud del PPA. También puede denominarse sociedad del proyecto, productor de energía eléctrica o generador.

Vigencia: período durante el cual un contrato permanece en vigor, salvo que sea rescindido con anterioridad por cualquiera de las partes de conformidad con sus términos y condiciones. La vigencia de un PPA suele extenderse hasta una fecha situada un número determinado de años después de la COD.

Voltio (tensión): unidad derivada del Sistema Internacional para medir el potencial eléctrico.

Yield co: sociedad holding que un promotor/patrocinador puede constituir y que agrupa sus participaciones en una o varias sociedades del proyecto que hayan alcanzado la COD y estén generando ingresos.

Recursos en línea

A continuación se presenta una lista no exhaustiva de recursos adicionales disponibles en línea:

Serie Orientación para comprender

- Serie Orientación para comprender: *https://cldp.doc.gov/Understanding*
- Orientación para comprender los acuerdos de compra de energía (segunda edición): *https://tinyurl.com/bcserfed*

Clasificaciones de riesgo país

- Calificaciones de riesgo de Standard & Poor's: *http://www.spratings.com*
- Calificaciones de riesgo país de Moody's: *http://goo.gl/QVUG8n*
- Calificaciones soberanas de Fitch Ratings: https://tinyurl.com/9jk9m62f
- Clasificación de riesgo por países de la OCDE: *https://tinyurl.com/23tfb2es*

Fondos de financiamiento climático

- Fondo Verde para el Clima: *https://www.greenclimate.fund/*
- Fondos de Inversión en el Clima (CIF): *https://www.cif.org/*
- Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM): *https://www.thegef.org/*
- Fondo de Energía Sostenible para África: *https://tinyurl.com/3za9a52m*

Medio ambiente y aspectos sociales

- Sistema Integrado de Salvaguardias del Banco Africano de Desarrollo: *https://tinyurl.com/yymyzjpk*
- Principios de Ecuador: *http://www.equator-princi-ples.com*
- Instituto Global para el Crecimiento Verde (GGGI): *https://gggi.org/*

- Normas de Desempeño Ambiental y Social de la IFC: *http://goo.gl/pNaCOv*
- Consejo de Integridad de los Mercados Voluntarios de Carbono: *https://icvcm.org/*
- Iniciativa para la Integridad de los Mercados Voluntarios de Carbono: *https://vcmintegrity.org/*

Sostenibilidad de la deuda

- Manual de estadísticas de finanzas públicas 2014 (FMI): *http://goo.gl/iuxirn*
- Análisis de sostenibilidad de la deuda del FMI: *http://goo.gl/3eCSGz*
- Estadísticas trimestrales sobre la deuda externa (Banco Mundial): *http://goo.gl/RhYYp0*
- Marco de sostenibilidad de la deuda del Banco Mundial y el FMI: *http://goo.gl/nsLcEa*

Instituciones financieras de desarrollo

- Corporación Financiera Africana: *http://www.africafc.org*
- Grupo del Banco Africano de Desarrollo: *http://www.afdb.org*
- Agencia Francesa de Desarrollo: *http://goo.gl/c8wNXY*
- Banco Asiático de Desarrollo: *http://www.adb.org*
- Commonwealth Development Corporation (CDC): *http://www.cdcgroup.com*
- DEG, Empresa alemana de inversiones: *https://tinyurl.com/ce3f6wsn*
- Banco de Desarrollo de África Meridional: *http://www.dbsa.org*
- Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo: *http://www.ebrd.com*
- Banco Europeo de Inversiones: *http://www.eib.org*
- FMO, Sociedad Neerlandesa de Financiamiento para el Desarrollo: *https://www.fmo.nl*
- Corporación Financiera Internacional: *http://www.ifc.org*

- Banco Islámico de Desarrollo: *http://www.isdb.org*
- KfW Entwicklungsbank: *http://goo.gl/gUuUzD*
- Proparco, Sociedad de Inversiones y Promoción para la Cooperación Económica: *http://www.proparco.fr*
- Agencia Sueca de Cooperación Internacional para el Desarrollo (SIDA): *http://www.sida.se/English/*
- Departamento de Desarrollo Internacional del Reino Unido: *https://goo.gl/yTqt8R*
- Corporación Financiera de Desarrollo Internacional de EE. UU.: *https://www.dfc.gov/*
- Grupo del Banco Mundial: *http://www.worldbank.org*

Agencias de crédito a la exportación

- CESCE (España): *https://www.cesce.es/es/*
- COFACE (Francia): *http://www.coface.com*
- Delcrede Ducroire (Bélgica): *https://finance.belgium.be/en/iefa/topics/bilateral/export_credit_insurance*
- EDC (Canadá): *http://www.edc.ca*
- EKF (Dinamarca): *https://www.eifo.dk/en/*
- ExIm (EE. UU.): *http://www.exim.gov*
- FEC (Finlandia): *http://www.finnvera.fi/eng*
- Hermes (Alemania): *http://www.eulerhermes.com*
- JBIC (Japón): *http://www.jbic.go.jp/en*
- KEXIM (Corea): *https://www.koreaexim.go.kr/index*
- NEXI (Japón): *https://www.nexi.go.jp/en/*
- SACE (Italia): *http://www.sace.it/en*
- UK Export Finance (Reino Unido): *http://www.ukexportfinance.gov.uk*

Garantías financieras

- Banco Africano de Desarrollo Garantías parciales de riesgo: *http://goo.gl/kRVCFl*

➔ Banco Mundial: Garantías: *http://goo.gl/RXm2Tn*

Apoyo en la negociación

➔ Fondo Africano de Apoyo Jurídico: *http://goo.gl/hux9Va*

Seguro contra riesgos políticos

➔ Seguro de comercio en África. Seguro de riesgo político: *https://www.ati-aca.org/*

➔ Seguro de riesgo político de MIGA: *http://goo.gl/8rBvwe*

Financiamiento de proyectos

➔ Portal de financiamiento de proyectos de Harvard Business School: *http://goo.gl/HQufjo*

➔ Conceptos clave del financiamiento de proyectos (PPPIRC): *http://goo.gl/xlTpFN*

Asociaciones público-privadas

➔ Consorcio de Infraestructuras para África: *http://www.icafrica.org*

➔ Centro de Recursos sobre Asociaciones público-privadas en Infraestructuras del Banco Mundial: *http://www.worldbank.org/pppirc*

Siglas

ACE: Agencia de crédito a la exportación

ADF: Fondo Africano de Desarrollo

AfDB: Grupo del Banco Africano de Desarrollo

AIF: Asociación Internacional de Fomento

APP: Asociación público-privada

ASD: Análisis de sostenibilidad de la deuda

BAfD:Banco Africano de Desarrollo

BEI: Banco Europeo de Inversiones

BIRF: Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento

BMD: Banco multilateral de desarrollo

CDC: Commonwealth Development Corporation

CIADI: Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones

COD: Fecha de operación comercial

DBSA: Banco de Desarrollo de África Meridional

DEG: Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft, Sociedad Alemana de Inversiones y Desarrollo

DSP: Deuda del sector público

EAPP: East African Power Pool

EPC: Ingeniería, contratación y construcción

FMI: Fondo Monetario Internacional

FMO: Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden

GBM: Grupo del Banco Mundial

IFC: Corporación Financiera Internacional

IFD: Institución financiera de desarrollo

IPP: Productor independiente de energía eléctrica

ISP: Prácticas Internacionales en materia de cartas de crédito contingente

kWh: Kilovatio-hora

LC: Carta de crédito

LIBOR: Tipo de interés interbancario de Londres

MIGA: Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones

MLA: organizador principal por mandato

MWh: Megavatio-hora

NIC: Normas Internacionales de Contabilidad

NICSP: Normas Internacionales de Contabilidad del Sector Público

NV: Sociedad Neerlandesa de Financiamiento para el Desarrollo

O&M: Operación y mantenimiento

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

OPI: Oferta pública inicial

OPIC: Corporación de Inversiones Privadas en el Extranjero

PCG: Garantía parcial de crédito

PCOA: Acuerdo de opción de compra y venta

PPA: Acuerdo de compra de energía

PPA: Acuerdo de compra de energía

PRG: Garantía parcial de riesgo

PRI: Seguro contra riesgos políticos

RCA: Acuerdo de reembolso y crédito

SAPP: South African Power Pool

SBLC: Carta de crédito standby

TIR: Tasa interna de retorno

UCP: Reglas y Usos Uniformes relativos a los Créditos Documentarios

WAPP: West African Power Pool

SEGUNDA EDICIÓN

SERIE ORIENTACIÓN PARA COMPRENDER DE POWER AFRICA

Financiado por

POWER AFRICA
A U.S. GOVERNMENT-LED PARTNERSHIP

Desarrollado por

ALSF
AFRICAN LEGAL SUPPORT FACILITY | FACILITÉ AFRICAINE DE SOUTIEN JURIDIQUE

CLDP
COMMERCIAL LAW DEVELOPMENT PROGRAM

Socios institucionales

DFC U.S. International Development Finance Corporation

Sustainable Energy Fund for Africa

GROUPE DE LA BANQUE AFRICAINE DE DÉVELOPPEMENT
AFRICAN DEVELOPMENT BANK GROUP

DEVELOPMENT BANK OF RWANDA
www.brd.rw
BRD
We empower you