

Tipo de documento: Tesis de maestría

Maestría en Finanzas

Análisis de Project Finance mediante el caso de estudio de Quezon Power Project

Autoría: Assad, Yassef

Fecha de defensa de la tesis: 2023

¿Cómo citar este trabajo?

Assad, Y. (2023) "Análisis de Project Finance mediante el caso de estudio de Quezon Power Project". [*Tesis de maestría. Universidad Torcuato Di Tella*]. Repositorio Digital Universidad Torcuato Di Tella

<https://repositorio.utdt.edu/handle/20.500.13098/12054>

El presente documento se encuentra alojado en el Repositorio Digital de la Universidad Torcuato Di Tella bajo una licencia Creative Commons Atribución-No Comercial-Compartir Igual 2.5 Argentina (CC BY-NC-SA 2.5 AR)

Dirección: <https://repositorio.utdt.edu>



Trabajo Final de Graduación

Maestría en Finanzas

Año Académico 2022

Análisis de Project Finance mediante el caso de estudio de Quezon Power Project

Alumno: Yassef Assad

Tutor: Julio Dreizzen

Abstract

El Project Finance es una técnica de estructuración de proyectos que surgió hace aproximadamente 30 años y se ha convertido en una herramienta esencial para llevar a cabo inversiones a gran escala, especialmente en el ámbito de la infraestructura. Esta metodología es de gran utilidad para proyectos de gran envergadura, intensivos en capital y con un flujo de caja predecible, ya que permite a los accionistas desarrollarlos sin comprometer su capital propio reduciendo el riesgo mediante estructuras de intermediación que responsabilizan a distintos agentes de cada una de las partes del proyecto. En los últimos años, el Project Finance ha progresado de forma excepcional, financiando cada vez más proyectos en una gran variedad de sectores, desde parques eólicos y campos de energía solar hasta hospitales y autopistas, y en cada vez más localizaciones, desde países emergentes como Filipinas, Costa de Marfil y Perú hasta otros desarrollados como Estados Unidos e Inglaterra. A medida que ha ido avanzando, la estructura del Project Finance ha adquirido mayor complejidad con el fin de ofrecer cada vez mejores beneficios para las partes implicadas y para el propio proyecto, con instrumentos jurídicos que permiten cubrir en gran medida el riesgo de los agentes, y ofreciendo un abanico cada vez más amplio de posibilidades de financiación, siendo la emisión de bonos por cuenta del proyecto una de las más relevantes. Aun así, aunque esta estructura de financiación es muy atractiva por sus grandes ventajas, hay ciertos aspectos que pueden excluir a muchos proyectos de la posibilidad de financiarse a través de ella.

Índice

<i>Introducción</i>	4
<i>Desarrollo</i>	5
Capítulo 1: ¿Estructuración de proyectos a través de Corporate Finance o de Project Finance?	5
1.1. Marco Teórico	5
I. Caracterización y Comparación	5
1.2. Quezon Power Project	10
1.3. Casos Comparables	20
I. British Petroleum Forties	20
II. Eurotunnel	22
Capítulo 2: Estructura Contractual y Administración de Riesgos en Project Finance	24
2.1. Marco Teórico	24
I. Contratos para Estructura de Capital	24
II. Contratos para Estructura Operacional	26
III. Contratos para Asignación de Riesgos	28
2.2. Quezon Power Project	31
2.3. Casos Comparables	35
I. Casecnan Project	36
II. Dabhol Power Company	37
III. Caliraya, Botocan and Kalyaan Project	38
Capítulo 3: Financiamiento público del Project Finance	40
3.1. Marco Teórico	40
I. Project Finance en el Mercado de Capitales	40
II. ¿Qué son los Project Bonds?	41
3.2. Quezon Power Project	46
3.3. Casos Comparables	48
I. Paiton Energy	48
<i>Conclusión</i>	51
<i>Bibliografía</i>	52

Introducción

El Project Finance es un enfoque de financiación a largo plazo para proyectos de infraestructura a gran escala que se lleva a cabo a través de una entidad jurídica independiente encargada de la actividad operativa, la búsqueda de financiación y el establecimiento de estructuras contractuales de un proyecto. Surgió en la década de 1990 como respuesta a la liberalización de los mercados, la mayor transparencia del comercio internacional y una serie de iniciativas financieras del momento. Considerar el Project Finance como una nueva *asset class* es novedoso y se debe al éxito que ha tenido en los últimos años en los países emergentes gracias a las funcionalidades de las innovaciones jurídicas y financieras que han atraído el interés de un amplio espectro de inversores. Este método ha demostrado ser muy eficaz en sectores como la energía, el agua y el transporte, aunque su naturaleza riesgosa y compleja no es sostenible para todos los proyectos. Uno de los proyectos exitosos de la década de los noventa fue el Quezon Power Project, un proyecto de energía que se llevó a cabo en Filipinas en 1997. Este marcó varios hitos importantes en el mercado asiático de aquel momento, ya que fue el primer proyecto energético que vendió directamente sus servicios a una única empresa privada bajo un contrato de largo plazo, y el primero en ser llevado a cabo por un consorcio de compañías privadas sin la garantía de una entidad soberana.

En esta tesis, se realizará un análisis exhaustivo de la estructura del Project Finance dividido en tres capítulos, cada uno de ellos subdividido en tres partes. En el primer capítulo, inicialmente se proporcionará un marco teórico para contrastar el Project Finance con el Corporate Finance, con el fin de resaltar las diferencias entre ambas formas de financiación y determinar cuándo es conveniente cada una, posteriormente se aplicarán los conceptos estudiados al Quezon Power Project, y finalmente se realizará una comparación con los casos BP Forties y Eurotunnel. En el segundo capítulo, se abordará teóricamente la estructura contractual en Project Finance, para tener una comprensión completa de la estructura de capital, las relaciones operativas y la forma de mitigar los riesgos, luego se retomará el estudio del Quezon Power Project y finalmente se lo comparará con los proyectos Casecnan, Dabhol Power y CBK. Por último, en el tercer capítulo se examinará la financiación de Project Finance en el mercado de capitales, identificando los factores clave a tener en cuenta a la hora de emitir deuda en el mercado público, para luego finalizar el estudio del Quezon Power Project y compararlo con el proyecto Paiton Energy.

Desarrollo

Capítulo 1: ¿Estructuración de proyectos a través de Corporate Finance o de Project Finance?

Al momento de llevar a cabo un proyecto, una de las decisiones más importantes que debe tomar una compañía es cómo estructurarlo. Existen diversas opciones, pero dos de las más usadas son Corporate Finance, que implica financiar el proyecto como parte de la misma compañía, y Project Finance, que implica estructurarlo en una entidad separada. En este capítulo se analizarán las diferencias entre ambas opciones, profundizando en su naturaleza, sus implicancias y sus riesgos, así como los factores que las condicionan. Se comenzará presentando los conceptos teóricos fundamentales, luego se ilustrará con el Quezon Power Project y, para finalizar, se realizará una comparación con los proyectos British Petroleum Forties y Eurotunnel.

1.1. Marco Teórico

I. Caracterización y Comparación

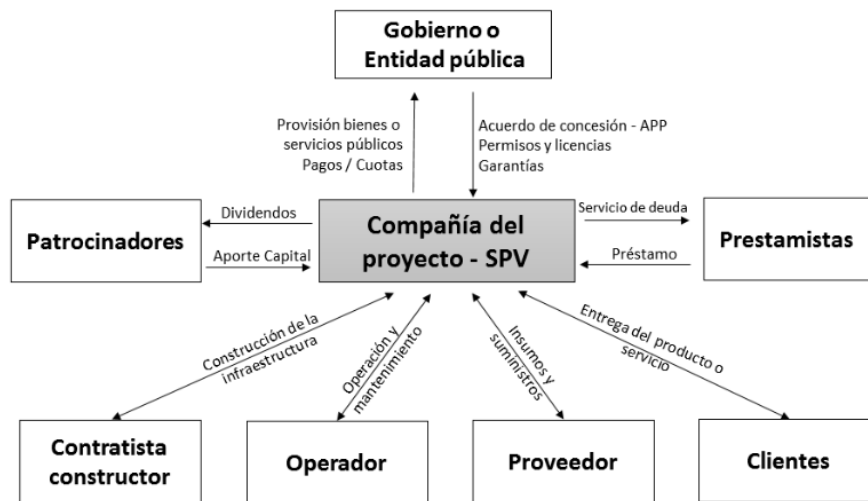
A. Entidad Legal

Cuando una empresa desarrolla un proyecto a través de Corporate Finance, utiliza la estructura existente de la empresa matriz para llevarlo a cabo, sin necesidad de crear una entidad adicional específica. Esta metodología permite incorporar el proyecto a la estructura corporativa de manera sencilla, ya que la estructura societaria ya fue establecida previamente. De esta forma, la inclusión del proyecto en la financiación corporativa de la empresa encargada de la dirección es una simple extensión, y todas las líneas de negocio y proyectos de la compañía quedan consolidados en una misma empresa. En cambio, cuando se desarrolla un proyecto a través de Project Finance, se suelen emplear estructuras societarias más complejas, debido a la necesidad de crear vehículo de propósito especial (SPV, por sus siglas en inglés). El SPV es la entidad jurídica independiente creada con el fin de ser propietaria del proyecto, gestionar los activos, suscribir los contratos y obligaciones necesarias para la ejecución, y recibir las inyecciones de capital y deuda. Según los roles del SPV se pueden diferenciar cuatro modelos principales: (1) Built-Operate-Transfer (BOT), un modelo ampliamente utilizado en concesiones estatales de infraestructuras como autopistas, plantas de energía, correos y puertos, en el que el Estado delega en el SPV la tarea de construir y operar el proyecto durante un cierto periodo de tiempo sin transferirle la propiedad del mismo, y luego este último lo adjudica al Estado de manera gratuita; (2) Build-Own-Operate-Transfer (BOOT), similar al BOT, difiere en que el SPV es propietario del proyecto hasta su transferencia al Estado, asumiendo así mayores riesgos, pero recibiendo una tarifa por la transferencia; (3) Build-Operate-Own (BOO), similar a los anteriores pero la empresa privada que construye el proyecto, lo mantiene y lo opera de forma permanente; y (4) Design-Construct-Manage-Finance (DCMF), utilizado comúnmente en proyectos como hospitales o prisiones, donde el SPV diseña, construye, gestiona y financia el proyecto para que el Estado lo alquile para su uso.

B. Organización

En el ámbito de Corporate Finance, la empresa matriz que financia un proyecto tiene la libertad de diseñar y configurar la estructura de este según sus necesidades y objetivos estratégicos. Por el contrario, en el caso de Project Finance, donde se involucran múltiples partes interesadas, resulta esencial contar con una estructura contractual claramente definida que permita establecer roles y relaciones entre los diferentes actores involucrados. Aunque la estructura puede variar dependiendo de las circunstancias,

en general se presenta una disposición definida, como se muestra en el siguiente gráfico extraído del libro *Análisis de Riesgos y Modelación Financiera en Proyectos de Infraestructura* de Carlos Andrés Zapata Quimbayo:



En primer lugar, se puede ver que la colaboración entre el gobierno y el Project Finance es necesaria para lograr un desarrollo sostenible y un crecimiento económico a largo plazo, debido a que es el responsable de conceder los permisos y autorizaciones necesarios para la ejecución del proyecto, y además puede ser garante para la obtención de financiación, factor crítico para determinar el coste y el importe de la deuda que se puede contraer.

En segundo lugar, resulta fundamental determinar adecuadamente los agentes que financian el proyecto. Por un lado, los patrocinadores (sponsors), que aportan capital a cambio de una rentabilidad esperada, deben ser empresas especializadas en la industria del proyecto. La razón de esto es que estas asumen la responsabilidad de liderar y garantizar el correcto desarrollo del proyecto, por lo que su conocimiento y experiencia en la industria resultan esenciales para su adecuado desarrollo. Por otro lado, los prestamistas deben ser instituciones financieras capaces de brindar financiamiento del tamaño que estos proyectos de gran envergadura requieren, incluso a pesar del hecho de que no cuentan con un historial crediticio previo. Estas entidades suelen ser sofisticadas y capaces de llevar a cabo un análisis detallado y riguroso del proyecto, considerando el nivel de riesgo, la viabilidad económica, el perfil de los patrocinadores y la solidez de los contratos.

En tercer lugar, es importante determinar los roles y responsabilidades de los cuatro agentes principales que intervienen en las operaciones del proyecto: el constructor, el operador, el proveedor y el cliente. El constructor es el encargado de llevar a cabo el diseño y la construcción de la infraestructura, siendo esencial que cuente con experiencia en el sector y un fuerte compromiso con el proyecto, ya que es el responsable de establecer los plazos de la fase de construcción y crear la base técnica del proyecto. El operador, por su parte, es la empresa responsable de la explotación y el mantenimiento de la infraestructura una vez finalizada la construcción, supervisando las actividades diarias, gestionando los suministros y optimizando los costes operativos para garantizar un flujo de caja óptimo. El proveedor es el encargado de proporcionar los recursos necesarios para el correcto funcionamiento del proyecto, siendo esencial evaluar su historial y capacidad para cumplir con los plazos y normas de calidad. Por último, el cliente es la empresa o entidad gubernamental que adquiere el producto o servicio generado

por el proyecto, siendo relevante evaluar su calificación crediticia e historial de rendimiento para minimizar probabilidades de impago y garantizar un flujo de caja constante.

C. Riesgo

En Corporate Finance, el riesgo está influido principalmente por los activos y pasivos de la empresa, por su historial operativo y por el contexto en el que opera. Al evaluar el nivel de riesgo inherente a la financiación de un proyecto con Corporate Finance, surgen dos perspectivas diferentes. Por un lado, el riesgo del proyecto es bajo porque la estructura es relativamente sencilla, ya está montada, y el hecho de que todas las unidades de negocio estén consolidadas en una única entidad crea un mecanismo de diversificación y aseguramiento cruzado. Por otro lado, el riesgo para la empresa que financia el proyecto es muy elevado porque sus activos están expuestos al riesgo del proyecto y cada unidad de negocio se ve afectada no sólo por sus riesgos intrínsecos sino también por los de los demás proyectos.

En Project Finance, la percepción del riesgo se basa en las partes involucradas en el proyecto ya que el mismo está influenciado por la solvencia de los compradores, las garantías de terceros y el entorno institucional y jurídico. Aquí, también se puede examinar el nivel de riesgo desde dos enfoques diferentes. Por un lado, se considera que el riesgo es alto porque la estructura del proyecto es compleja y nueva, lo que implica que no hay historial operativo ni experiencia previa de referencia y, además, el proyecto debe ser autosuficiente al ser contractualmente independiente. Por otro lado, el riesgo del proyecto es bajo ya que suele existir una estructura contractual sólida que ayuda a gestionar la exposición a las adversidades, el proyecto no se ve afectado por factores externos a sus operaciones propias debido a la independencia societaria, y el riesgo asumido por los agentes es bajo ya que no ponen en riesgo sus propios activos al haberse constituido el proyecto a través de una SPV.

D. Estructura de Capital

En Corporate Finance, la estructura de capital se basa en las inyecciones de capital y en la deuda adquirida del sector público y privado. En este ámbito, las empresas tienen una gran flexibilidad para gestionar su estructura de capital y adaptarla a sus necesidades y objetivos. El porcentaje de deuda y capital varía según factores como la industria, el tamaño de la empresa y el nivel de riesgo. Aunque no existe un D/E estándar, se considera que un D/E de 1 (cantidades iguales de deuda y capital) indica un apalancamiento moderado, mientras que si es mayor a 1 indica un apalancamiento alto y si es inferior a 1 indica un apalancamiento bajo. En la práctica, las empresas de sectores como los servicios de telecomunicaciones tienden a tener una mayor D/E para financiar proyectos a largo plazo, según Aswath Damodaran en sus publicaciones en NYU tienen una media de Market D/E de 117,37%, mientras que las empresas de sectores como la educación tienden a tener valores más bajos, con una media de Market D/E de 30,92%.

El capital en Corporate Finance procede de los aportes de los accionistas a lo largo de la vida de la empresa, así como de las emisiones de capital en el mercado público. El equity se caracteriza por tener carácter permanente a lo largo de la vida de la empresa, asignar derechos de voto entre los accionistas y ofrecer la posibilidad de tener control sobre la gestión financiera de la empresa y de tomar decisiones estratégicas. En este ámbito, los rendimientos de una inversión en capital suelen ser moderados debido a que no hay un apalancamiento predominantemente elevado, y los beneficios suelen materializarse mediante la distribución de dividendos periódicos.

La deuda en Corporate Finance puede ser emitida a través del mercado de capitales o mediante préstamos de entidades financieras. Las condiciones de los instrumentos de deuda varían según el perfil crediticio de la empresa, que se determina a partir de su historial de crédito, gestión y operaciones. Los principales tipos de deuda en Corporate Finance son: (1) bonos corporativos, emitidos por empresas y negociados en el mercado de capitales, (2) préstamos bancarios, otorgados por bancos comerciales, (3) líneas de crédito, acuerdos para retirar fondos según las necesidades diarias de la compañía y (4) deuda convertible, instrumentos financieros que permiten a los prestamistas convertir su inversión en acciones de la empresa en una fecha futura.

En Project Finance, la estructura de capital puede ser muy compleja y se diseña específicamente para un proyecto en particular, incluyendo instrumentos de inversión elaborados y mecanismos de protección de riesgos como garantías, seguros y otras medidas de protección. En este sentido, el SPV es la entidad a través de la cual se suscriben todos los contratos de financiamiento y a través del cual los fondos son inyectados al proyecto. A menudo, la estructura de capital en Project Finance utiliza un alto grado de apalancamiento, entre el 75% y el 85%, basado principalmente en una sólida estructura de asignación de riesgos.

En cuanto al capital, puede provenir de los patrocinadores del proyecto o del mercado público, siendo la primera opción la más predominante. Esta financiación en Project Finance es por un periodo de tiempo finito en función del proyecto y se conoce como "sin recurso", lo que significa que los accionistas no comprometen sus propios recursos si un proyecto experimenta dificultades financieras y sus obligaciones de deuda están en peligro. En otras palabras, si los flujos de caja son insuficientes para amortizar las deudas del proyecto, el prestamista no puede acceder a los recursos del patrocinador, condición importante que limita su riesgo. En este ámbito, los patrocinadores, quienes pueden tener un riesgo mayor que el mismo proyecto, pueden obtener importantes rendimientos debido a los elevados niveles de endeudamiento.

En cuanto a la deuda, puede proceder de distintas fuentes, como bancos comerciales, fondos de inversión, organismos multilaterales y el mercado de capitales, y puede utilizarse tanto para la construcción como para la operación del proyecto. El monto y costo de la deuda se determinan en función del perfil de los agentes que promueven el proyecto (un financiador puede no querer involucrarse en un proyecto por los riesgos propios del accionista), y aunque la empresa sea nueva y no tenga historial crediticio, a través de Project Finance se pueden obtener cantidades de deuda que serían inviables con otros mecanismos de estructuración, gracias a las estructuras contractuales que los respaldan. Los instrumentos más utilizados son: (1) deuda senior, que es la más emitida y tiene un alto nivel de *seniority* (prioridad en el pago), generalmente emitida por bancos comerciales y organismos multilaterales; (2) deuda subordinada o *mezzanine*, que es una deuda con mayor riesgo y coste que la deuda senior; y (3) Project Bonds, que permiten al proyecto acceder al mercado de deuda pública para obtener financiación a largo plazo de inversores privados, con condiciones más favorables y covenants más flexibles. El último punto se describirá con más detalle en el tercer capítulo de este trabajo.

E. Covenants

En Corporate Finance, los covenants suelen ser menos restrictivos que en otros tipos de estructuras financieras, lo que les confiere una gran flexibilidad. Suelen exigirse dos tipos de covenants: (1) covenants de mantenimiento, que establecen requisitos mínimos de rendimiento financiero para la empresa matriz junto con su respectivo proyecto (como un ratio máximo de deuda/capital o un rendimiento mínimo del capital invertido) y restricciones operativas para el proyecto (como límites a

los gastos de capital o al reparto de dividendos); y (2) covenants de incurrencia, que prohíben a la empresa realizar determinadas acciones si los fondos se utilizan para un proyecto, como vender activos significativos o realizar inversiones sin la aprobación previa del prestamista. Estos pactos se utilizan para proteger a los prestamistas de la posibilidad de que la empresa matriz experimente un descenso en el rendimiento por un proyecto específico o que tome la decisión de financiar un proyecto que no le permita cumplir con sus obligaciones financieras.

En Project Finance los covenants suelen ser muy restrictivos dada la complejidad de las estructuras contractuales y reducen la flexibilidad financiera de la organización. Es por esta razón que, además de los covenants habituales de Corporate Finance, en Project Finance se pueden presenciar dos tipos de covenants adicionales: (1) disposiciones sobre incentivos para los contratistas, operadores y patrocinadores; y (2) disposiciones sobre el entorno institucional. Las primeras buscan alinear los intereses de los diferentes participantes en el proyecto con los objetivos financieros del proyecto, por ejemplo, objetivos de rendimiento específicos, requisitos de capitalización mínima, restricciones en la selección de contrapartes, requisitos mínimos de propiedad, o participación mínima en el capital del proyecto para garantizar que los participantes estén comprometidos con el éxito del proyecto a largo plazo. Las segundas buscan proteger a los acreedores y a los inversores ante cambios en el entorno normativo, jurídico o fiscal que puedan afectar al proyecto, por ejemplo, pueden establecer términos específicos sobre el reembolso de la deuda en caso de cancelación de una concesión o en caso de problemas de funcionamiento o finalización de la construcción, o bien pueden requerir que el proyecto cumpla con ciertas regulaciones o requisitos legales especiales para asegurar que el proyecto sea sostenible y viable a largo plazo.

F. Tipo de Proyectos

El modelo de Corporate Finance tiene la capacidad de respaldar una amplia variedad de proyectos, siempre y cuando la empresa que lo estructura tenga la capacidad financiera y operativa para hacerlo. Las empresas con una buena reputación en el mercado y un historial financiero sólido suelen estar mejor posicionadas para financiar proyectos de mayor envergadura, mientras que las empresas más pequeñas pueden tener limitaciones en su acceso a la financiación y, por lo tanto, deben optar por proyectos más pequeños. En contraste, el modelo de Project Finance solo es viable para proyectos grandes, con plazos prolongados y suficiente previsibilidad para soportar los altos niveles de apalancamiento, la exposición al riesgo y los altos costos de transacción. Esta metodología es muy útil para proyectos de infraestructuras que se caracterizan por ser intensivos en capital, generalmente en las industrias: (1) de energía, como parques de energía eólica, campos de energía solar y plantas de energía geotérmica; (2) de transporte, como autopistas, ferrocarriles y aeropuertos; (3) de agua, desde tratamiento de aguas residuales hasta su purificación; (4) de telecomunicaciones, como instalaciones de cable y fibra óptica; y (5) de infraestructura social, como hospitales, escuelas, entre otras.

Para determinar si un proyecto de infraestructura puede soportar los costos de transacción elevados que conlleva un Project Finance, es esencial llevar a cabo un análisis de viabilidad financiera que incluya un modelo con proyecciones detalladas de los ingresos y costos del proyecto, así como estimaciones de la demanda, los precios de venta, el rendimiento de la producción y las obligaciones financieras. El modelo financiero en Project Finance a menudo se compara con una cascada debido a la forma secuencial en que se asignan los fondos generados por la operación. Primero se destinan los fondos a los gastos de operación y mantenimiento, seguidos de los pagos de impuestos correspondientes. Luego se cubren los servicios de deuda, incluyendo intereses, penalizaciones, indemnizaciones y el principal adeudado. Finalmente, se distribuyen las ganancias entre los accionistas. De esta manera, se obtiene el

flujo de caja a partir del cual se calculará la rentabilidad de los patrocinadores, el Valor Presente Neto esperado del proyecto y el costo máximo de deuda que puede soportar.

1.2. Quezon Power Project

El Quezon Power Project es un proyecto de generación de energía eléctrica situado en Filipinas que se estructuró a través de Project Finance. Su construcción comenzó en 1997, con el objetivo de estar operativo en diciembre de 1999 y ser rentable desde su primer año de funcionamiento. Este proyecto destacó principalmente por cuatro cuestiones:

En primer lugar, la central de energía Quezon se encuentra en Mauban, en la isla de Luzón, en una ubicación altamente ventajosa por las siguientes razones: (1) se encuentra a pocas horas de la capital de Filipinas, Manila, lo cual representa una ventaja estratégica para el acceso a los puntos de consumo; (2) su terreno costero de 100 hectáreas equipado con muelles y aparatos costeros facilita el transporte marítimo; (3) su cercanía a Indonesia y Australia permite la importación de materiales necesarios; y (4) puede conectar la línea de transmisión fácilmente a la red eléctrica estatal.

En segundo lugar, la tecnología utilizada en la instalación de generación y la línea de transmisión es innovadora, moderna y eficiente. Consta de una instalación de generación de energía de 440 MW, una línea de transmisión de 31 kilómetros, 230 kV de doble circuito, así como maquinaria e infraestructura de alta tecnología adecuada para el almacenamiento de insumos. A pesar de incluir la primera línea de transmisión de alta tensión en Filipinas, esta tecnología ya había sido probada, dado que en aquella época se utilizaba en al menos 370 centrales eléctricas de Estados Unidos y se destacaba por su alto nivel. Además, la central funciona con carbón, lo que permite aprovechar los abundantes suministros cercanos de este recurso y contribuir a la diversificación de la producción eléctrica del país, alejándola del uso exclusivo del petróleo.

En tercer lugar, el plan comercial resultó innovador ya que fue el primer Project Finance de Filipinas en vender energía a una empresa privada en un país con baja calificación crediticia, Manila Electric Company (Meralco). Esta es una empresa líder en el mercado filipino, con dominante presencia en la distribución de energía en Manila, la zona más importante del país en términos económicos. A pesar de su amplia experiencia, Meralco en aquella época había aumentado su tamaño en los últimos años debido a la eliminación del monopolio por parte de la empresa estatal, como parte de las nuevas políticas gubernamentales. El contrato comercial con Meralco garantiza la venta de energía durante toda la vida del proyecto, acordando una venta de la generación eléctrica por 25 años.

Por último, el Quezon Power Project se distingue por ser el primer proyecto energético independiente de Filipinas sin garantía soberana, lo que conlleva algunas particularidades. Por un lado, la construcción y explotación del proyecto se llevó a cabo sin respaldo gubernamental, en consonancia con las nuevas políticas de libre mercado y el cuestionamiento del modelo monopólico de la empresa estatal, por lo que la estructura operativa tiene que valerse por sí misma con una organización fuerte y agentes sólidos. Por otro lado, la ausencia de una protección directa del gobierno tiene implicancias para la obtención de financiación, partiendo así de un mayor coste de endeudamiento, entre otras cosas.

Contexto

El Quezon Power Project surgió en un momento muy propicio para el sector energético, debido al aumento constante del consumo internacional de energía en las últimas décadas del siglo XX y a las

expectativas de crecimiento sostenido. En esta época, muchas empresas privadas empezaron a liderar proyectos de generación de energía en países en desarrollo, principalmente debido a la ineficacia de los procesos excesivamente regulados de los gobiernos y las empresas estatales que caracterizaban los proyectos anteriores a los años noventa. Como resultado de esta tendencia hacia la financiación privada de proyectos en los años siguientes, empezaron a observarse en el mercado unos costes de capital más bajos y una mayor eficiencia.

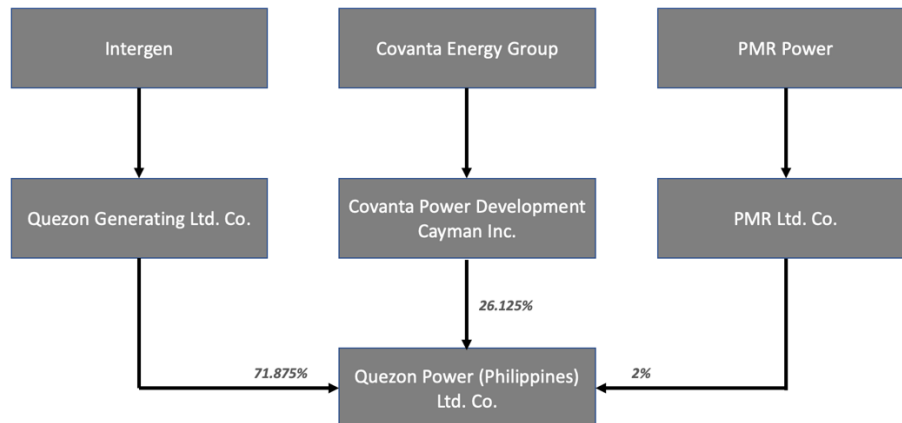
A nivel nacional, Filipinas venía trabajando en proyectos para impulsar la electrificación del país desde la década de 1970, especialmente en zonas rurales. Sin embargo, en los años 80, el país atravesó una crisis económica que duró hasta finales de la década, cuando el presidente Aquino (1986-1992) y su sucesor Ramos (1992-1998) aplicaron reformas económicas que transformaron la economía y la industria energética del país. Históricamente, la Corporación Nacional de Electricidad de Filipinas (NPC), empresa estatal, tenía el monopolio de la generación y transmisión de electricidad en el país. Con las reformas, hubo una gran liberalización de la economía, se fomentó la importación y la exportación, se privatizaron empresas, se abrieron fuentes de financiamiento extranjero y se llevó a cabo una importante reforma tributaria. Debido a la limitación de capital del país y de las empresas estatales, se empezó a permitir que inversores extranjeros y empresas privadas comenzaran a intervenir en la generación de energía. Esta transición de lo público a lo privado, junto con la creciente demanda de energía, generó bonanza económica, elevando el PBI, reduciendo la inflación y manteniendo estable la moneda.

Origen del Proyecto y Estructura Organizacional

El Quezon Power Project surge de la relación de largo plazo entre Pacific Manufacturing Resource (PMR), una compañía filipina de consultoría, y Meralco. PMR había trabajado previamente con Meralco en múltiples proyectos, en los que se encargaba de la dirección y la administración de estos. Dadas las favorables condiciones macroeconómicas para el desarrollo de proyectos, PMR decidió en 1993 ofrecer a Meralco la oportunidad de un nuevo proyecto en Filipinas mediante Project Finance y estructurado en un SPV.

Para comenzar con el armado del proyecto, en primer lugar, PMR se asoció con expertos de la industria eléctrica de Filipinas, específicamente con directivos de NPC, para fundar PMR Power, una empresa conjunta en la que ambas partes tendrían el 50% de participación. Esta empresa se convirtió en el primer patrocinador del Quezon Power Project en 1994. Posteriormente, se buscó un segundo patrocinador para colaborar en el desarrollo del proyecto y compartir la propiedad de la planta. Con el fin de diversificar sus horizontes, se buscó a una empresa estadounidense, y se hizo una oferta a Ogden Energy, una compañía con amplia experiencia en el diseño y desarrollo de plantas de energía privadas, que posteriormente por cuestiones internas se pasaría a llamar Covanta Energy Group. Así, en agosto de 1994, los dos patrocinadores, PMR y Covanta, firmaron una primera versión del Acuerdo de Compra de Energía a 25 años con Meralco. En septiembre de 1994, se sumó un tercer patrocinador, Bechtel, una compañía que construye financia y explota proyectos energéticos a nivel internacional. Bechtel se unió a Quezon mediante una compañía llamada Intergeren, que formó junto con Pacific Gas and Electric Company, J. Makowski Corporation, y Royal DutchShell Group, grupos de construcción con experiencia en proyectos energéticos de distintos tipos. De esta manera se estructuró el Quezon Power con tres patrocinadores, dos estadounidenses y uno filipino, con participaciones en el proyecto del 71.875% para Intergeren, 26.125% para Covanta y 2% para PMR.

Cabe destacar que la propiedad de las empresas involucradas en el Quezon Power Project no fue directa, sino que se crearon otras empresas intermedias con el objetivo de aislar aún más el riesgo del proyecto. De manera simple, el proyecto se construyó a nombre de un SPV llamado Quezon Power (Philippines) Ltd. Co., constituido en las Islas Caimán, en el que invirtieron los tres patrocinadores a través de estas empresas: Intergen, a través de Quezon Generating Ltd. Co.; Covanta Energy Group, a través de Covanta Power Development Cayman Inc.; y PMR Power, mediante su sociedad filipina limitada llamada PMR Ltd. Co. Es posible observar esto de manera más clara en el siguiente gráfico:



Aunque esa fue la estructura inicial, la sociedad no se mantuvo estática y cambió a lo largo del proyecto en función de los distintos intereses de los socios, como suele suceder en muchos proyectos. En el caso de Quezon Power Project, algunos años después, InterGen vendió el 26% de su participación en Quezon a Electricity Generating Public, lo que llevó a que, en 2009, Quezon estuviera compuesta por un 45,9% de InterGen, un 26% de Electricity Generating Public, un 26,1% de Covanta y un 2% de PMR. Finalmente, en 2011, la estructura cambió de nuevo entre los socios y terminó con un 45,9% de InterGen, un 52,1% de Electricity Generating Public y un 2,0% de PMR.

Esta capacidad de la estructura de patrocinadores del Quezon Power Project para adaptarse de manera dinámica a los cambios a lo largo del tiempo, sin presentar grandes obstáculos, demuestra la solidez de los fundamentos del proyecto y su capacidad de resistencia ante distintas situaciones. En este sentido, el proyecto evidencia que armar el equipo encargado de un proyecto de gran envergadura no es una tarea fácil, que no es necesario contar con el grupo completo de patrocinadores desde el inicio (ya que en este caso comenzó con un solo patrocinador y posteriormente se sumaron los restantes), que la estructura de un proyecto se va construyendo al mismo tiempo que los contratos comerciales sin seguir un orden determinado, y demuestra que los patrocinadores pueden cambiar con el tiempo, por lo que la estructura debe ser dinámica y adaptable a los cambios del mercado.

Estructura de Capital

La estructura de financiamiento del Quezon Power Project se diseñó de acuerdo a la práctica habitual en proyectos de esta envergadura, combinando el uso de capital y deuda. En concreto, se estableció una relación D/E de 3, lo que significa que aproximadamente el 75% del costo total del proyecto, alrededor de 600 millones de dólares, fue financiado mediante deuda, mientras que el 25% restante, cerca de 200 millones de dólares, fue cubierto mediante equity. Hay que señalar que, para cumplir los plazos del proyecto, la construcción empezó dos meses antes de que se dispusiera la totalidad de los fondos.

Por un lado, el equity del proyecto fue invertido por los patrocinadores gradualmente desde la creación de la empresa en 1996. Resulta llamativo que la propiedad de cada uno de los sponsors no coincide con el porcentaje de capital que aporta. PMR, el sponsor con la menor participación y el único local, recibió un 2% de votos sin haber contribuido con capital. Por lo tanto, los dos sponsors estadounidenses fueron los encargados de aportar el capital necesario: Intergen, con una propiedad del 71.875%, aportó el 72.5% del capital, mientras que Covanta, con una propiedad del 26.125%, aportó el 27.5% del capital.

Por otro lado, la deuda del Quezon Power Project fue un componente importante en la estructura de capital, y es reconocida por sus sólidas garantías, respaldos institucionales y por haber sido la primera emisión de bonos para un proyecto en un país emergente registrada inicialmente en la Comisión del Mercado de Valores de EE.UU. (SEC). El total de la deuda fue suscrito por el Union Bank of Switzerland (UBS), habiendo obtenido el mandato en septiembre de 1996 y cerrando el financiamiento en febrero de 1997. La estructura de la deuda varió en la fase de construcción y la fase de operación del proyecto de la siguiente manera:

En la fase de construcción, la financiación del proyecto se llevó a cabo mediante una serie de préstamos sindicados, destacando entre ellos los más importantes:

- A. Préstamo de Construcción: Un grupo de más de 36 bancos, liderados por Bank of America, ABN AMRO, BNP Paribas, ING Bank y Fuji Bank, otorgaron un préstamo respaldado por US Eximbank por un monto de US\$405 millones, con un plazo de 60 meses y un precio de LIBOR¹ + 137.5 puntos básicos. La aprobación de US Eximbank se dio en noviembre de 1996 y su garantía protegió tanto el principal como los intereses contra riesgos políticos. El préstamo contó con una comisión de inicio del 0.25% y una comisión de compromiso del 0.35% sobre los montos no utilizados. Además, US Eximbank se comprometió a refinanciar el préstamo a través de un préstamo directo si se cumplían ciertas condiciones, siendo la más importante la finalización de la construcción dentro del plazo acordado.
- B. Préstamo Fiduciario: Una serie de bancos comerciales otorgaron un préstamo fiduciario, o sea un préstamo en el que la garantía es el compromiso de un agente externo a realizar el pago en caso de imposibilidad de parte del prestamista, por un monto de 100 millones de dólares para la construcción. Este préstamo contó con el respaldo de un seguro de riesgo político de la Corporación de Overseas Private Investment Corporation (OPIC), la institución financiera de desarrollo del gobierno de Estados Unidos. El principal suscriptor fue Bank of America con el 50,1% del monto total, debido a la exigencia de la OPIC de que más de la mitad de los fondos sean de bancos estadounidenses.
- C. Préstamo de Construcción No Asegurado: Se obtuvo un préstamo de 115 millones de dólares sin garantía específica para la construcción, a través de una línea de crédito alternativa con la participación de varios bancos comerciales.
- D. Préstamo por Sobrecostos: Se obtuvo un préstamo de 30 millones de dólares para cubrir eventuales gastos imprevistos que puedan surgir.

La estructura de deuda sería modificada para la fase de operaciones de la siguiente manera:

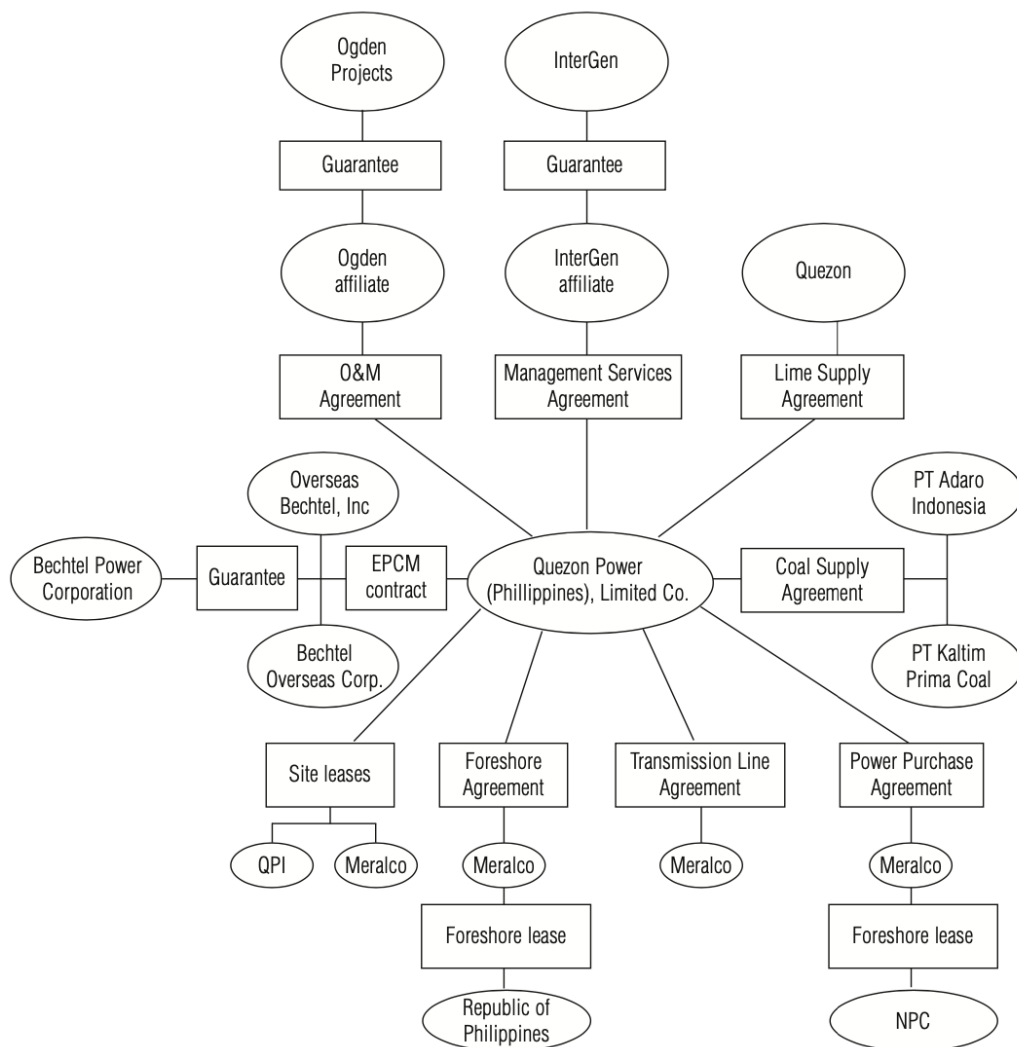
¹ La London Interbank Offered Rate (LIBOR) es una tasa de interés diaria utilizada como referencia para el mercado financiero, que refleja el costo al que los bancos mayoristas británicos prestan dinero entre sí.

- A. Project Bonds: Después de tan solo algunos meses del cierre financiero inicial, los patrocinadores buscaron reemplazar el préstamo fiduciario garantizado por la OPIC y, para ello, emitieron bonos senior garantizados por un monto de USD 215 millones, con un plazo de 20 años, denominados en dólares estadounidenses. Los bonos tuvieron un cupón fijo anual pagadero trimestralmente, a un precio de 8,68% y se emitieron a la par. Salomon Brothers fue el líder en la gestión de la emisión, la cual estuvo registrada en la SEC y se lanzó en el mercado de Estados Unidos el 1 de julio de 1997. Además, el momento fue favorable, ya que la emisión se cerró solo un día antes de la devaluación de la moneda tailandesa, el baht, que desencadenó la crisis financiera asiática.
- B. Préstamo de Plazo: Después de la finalización de la construcción, se sustituyó el préstamo de construcción garantizado por US Eximbank por un préstamo para cubrir las actividades operativas. Este préstamo directo fue por un monto de USD 392 millones, tenía un plazo de 12 años con una tasa fija del 6,013%, contaba también con la garantía de US Eximbank y estaba sujeto a ciertas condiciones. Para obtener el préstamo, se requirió un certificado de finalización de construcción que demostrara que la operación del proyecto había sido exitosa y que el transporte y el suministro de materias primas había sido óptimo. Además, se determinaron covenants rigurosos como un coeficiente máximo de endeudamiento del 3:1, la obligación de no realizar modificaciones a los acuerdos de venta de energía, de suministro de insumos o de construcción sin el consentimiento de US Eximbank, y la prohibición de realizar acciones que pudieran afectar la capacidad del proyecto para cumplir con sus obligaciones financieras.

La diversificación de la deuda permitió al proyecto estar protegido en diferentes aspectos, y los cambios en la misma reflejaron la capacidad de este para adaptarse a las condiciones cambiantes del mercado y reestructurar su deuda en consecuencia. Además, se puede resaltar la importancia de estar respaldado por instituciones internacionales que brinden solidez y certeza a las deudas más importantes.

Estructura Comercial

La estructura comercial de Quezon Power Project se basa en una estrategia de colaboración que involucra a varios actores clave en la producción y venta de energía. En primer lugar, Quezon alquila a Meralco los derechos de propiedad sobre el emplazamiento donde se construye la infraestructura. Dado que las leyes filipinas sólo permiten a los filipinos poseer tierras y derechos de propiedad, Meralco figura como propietaria, mientras que Quezon alquila la propiedad para construir la planta de energía. En segundo lugar, Intergen gestiona la empresa en su conjunto, asegurando que todas las partes trabajen de manera coordinada para lograr los objetivos de rentabilidad y eficiencia a largo plazo, incluyendo la financiación y la gestión de la construcción, Covanta asume la responsabilidad de la operación y el mantenimiento de la planta, y PMR juega un papel activo en el desarrollo del proyecto aportando su experiencia en la industria local. En tercer lugar, Bechtel se encarga de la construcción de la fábrica y dos proveedores indonesios son responsables de proporcionar los insumos necesarios para la producción de energía. Finalmente, la producción de energía se vende a Meralco, quien actúa como único cliente del proyecto y proporciona tres tipos de ingresos, por capacidad, por energía y por O&M, que corresponden respectivamente al pago por la capacidad instalada, la venta de energía eléctrica producida y el pago de los costos de operación y mantenimiento, principalmente el combustible. A continuación, se presenta un gráfico extraído del Capítulo 11 del libro *Project Finance: Practical Case Studies* de Henry A. Davis donde se ilustra la dinámica comercial:



En este sentido, se puede remarcar la existencia de una estructura comercial sólida y bien organizada con la participación de múltiples agentes y roles definidos, para asegurar una buena alineación de incentivos y una distribución clara de responsabilidades para el óptimo desarrollo del proyecto. Los principales contratos que se firmaron para estructurar estas relaciones comerciales fueron el contrato de compra de energía, el acuerdo sobre la línea de transmisión, el contrato de ingeniería, adquisición, construcción y gestión, los acuerdos de suministro de carbón, el contrato de explotación y mantenimiento de la planta, entre otros. En el próximo capítulo se analizarán en detalle las formas y términos de cada uno.

Viabilidad Financiera

Para evaluar la viabilidad financiera del Quezon Power Project, se desarrolló un *cash flow* que representa tanto su estructura de capital como su estructura comercial. A través de este, se calcularon los posibles rendimientos que podrían obtener los inversores y se realizaron análisis de sensibilidad para examinar cómo estos resultados podrían variar. A continuación, se da una breve explicación sobre los supuestos utilizados para construirlo y se presentarán sus resultados.

i. Operaciones

Para estimar los ingresos y costes del proyecto, se utilizó como referencia el capítulo 11 del libro *Project Finance: Practical Case Studies* de Henry A. Davis. Se realizaron cuidadosas simplificaciones para resaltar las líneas más importantes del proceso empresarial, sin perder la realidad y la perspectiva lógica del negocio. Por un lado, los ingresos se estimaron a partir de una cantidad anual de energía vendida de 3 millones de MW, con ingresos por capacidad, energía y O&M de 29.98 US\$/MW, 20.20 US\$/MW y 20.61 US\$/MW, respectivamente para el año 2000. Por otro lado, se estimó un consumo anual de combustible de 1.5 millones de toneladas, con un costo de 41.62 US\$/tonelada para el año 2000. Con el fin de actualizar los valores monetarios a las fechas correspondientes para reflejar el efecto de la inflación, se aplicó una tasa anual del 2,5% a todos los valores monetarios estimados, como se puede ver a continuación:

		2000	2001	2002	2003	...	2017
Supuestos							
Inflación	%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%		2.50%
Venta de energía anual	MW	3,029,558	3,143,167	3,256,775	3,256,775		3,256,775
Precio por capacidad	US\$/MW	29.98	\$ 30.73	\$ 31.50	\$ 32.29	\$	45.62
Precio por energía	US\$/MW	\$ 20.20	\$ 20.71	\$ 21.22	\$ 21.75	\$	30.74
Precio por O&M	US\$/MW	\$ 20.61	\$ 21.13	\$ 21.65	\$ 22.19	\$	31.36
Consumo de combustible	toneladas	1,421,300	1,474,700	1,528,000	1,528,000		1,528,000
Precio por combustible	US\$/ton	\$ 41.62	\$ 42.66	\$ 43.73	\$ 44.82	\$	63.33

ii. Estructura de Capital

Para la estructura de capital del proyecto, se representaron las seis líneas principales de deuda del proyecto con sus respectivos montos, considerando los siguientes supuestos:

- Desembolso de los fondos: se asumió que los cuatro préstamos de construcción se desembolsaron en un plazo de tres años a partir de 1996, en una secuencia de 25% en el primer año, 50% en el segundo año y 25% en el tercer año, con el objetivo de representar los desembolsos parciales que suelen hacerse en los préstamos de construcción para alinear la entrada de fondos con los costos que el proyecto tiene. Es importante señalar que el préstamo de la OPIC solo se desembolsó en el primer año debido a la decisión del directorio de reemplazarlo por los bonos. Los Project Bonds se emitieron en 1997 con un desembolso completo, mientras que el Préstamo de Plazo se desembolsó en el año 2000 siguiendo la misma dinámica de tres años, pero esta vez con un tercio del monto cada año.
- Costo: se utilizaron los valores de la LIBOR de 12 meses extraídos de la página www.global-rates.com y se asumió un costo promedio del 6% para los tres préstamos de los cuales no se disponía información.
- Amortización: se planteó una amortización lineal en todos los casos, a medida que se iban produciendo los desembolsos.
- Periodo de gracia: se asumió un período de gracia de un año para cada préstamo de construcción y de dos años para los operativos.

De esta manera, las obligaciones financieras se representaron de la siguiente manera:

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	...	2010	2011	...	2015	2016
Prestamo de Construccion Eximbank												
Nueva Deuda	101,250	\$ 202,500	\$ 101,250									
Deuda BoP	\$ 101,250	\$ 303,750	\$ 379,688	\$ 286,875	\$ 143,438							
Amortizacion	\$ -	\$ 25,313	\$ 92,813	\$ 143,438	\$ 143,438							
Intereses	\$ -	\$ 7,530	\$ 19,251	\$ 20,328	\$ 11,821							
Deuda EoP	\$ 101,250	\$ 278,438	\$ 286,875	\$ 143,438	\$ -							
Prestamo Fiduciario OPIC												
Nueva Deuda	\$ 25,000											
Deuda BoP	\$ 25,000	\$ 25,000										
Amortizacion	\$ -	\$ 25,000										
Intereses	\$ -	\$ 1,500										
Deuda EoP	\$ 25,000	\$ -										
Prestamo de Construccion No Asegurado												
Nueva Deuda	\$ 28,750	\$ 57,500	\$ 28,750									
Deuda BoP	\$ 28,750	\$ 86,250	\$ 107,813	\$ 81,458	\$ 40,729							
Amortizacion	\$ -	\$ 7,188	\$ 26,354	\$ 40,729	\$ 40,729							
Intereses	\$ -	\$ 1,725	\$ 4,744	\$ 4,888	\$ 2,444							
Deuda EoP	\$ 28,750	\$ 79,063	\$ 81,458	\$ 40,729	\$ -							
Prestamo por Sobrecostos												
Nueva Deuda	\$ 7,500	\$ 15,000	\$ 7,500									
Deuda BoP	\$ 7,500	\$ 22,500	\$ 28,125	\$ 21,250	\$ 10,625							
Amortizacion	\$ -	\$ 1,875	\$ 6,875	\$ 10,625	\$ 10,625							
Intereses	\$ -	\$ 450	\$ 1,238	\$ 1,275	\$ 638							
Deuda EoP	\$ 7,500	\$ 20,625	\$ 21,250	\$ 10,625	\$ -							
Project Bonds												
Nueva Deuda		\$ 215,000	\$ -									
Deuda BoP		\$ 215,000	\$ 215,000	\$ 215,000	\$ 203,056	\$ 191,111	\$ 83,611	\$ 71,667	\$ 23,889	\$ 11,944		
Amortizacion		\$ -	\$ -	\$ 11,944	\$ 11,944	\$ 11,944	\$ 11,944	\$ 11,944	\$ 11,944	\$ 11,944		
Intereses		\$ -	\$ 18,662	\$ 18,662	\$ 17,625	\$ 16,588	\$ 7,257	\$ 6,221	\$ 2,074	\$ 1,037		
Deuda EoP		\$ 215,000	\$ 215,000	\$ 203,056	\$ 191,111	\$ 179,167	\$ 71,667	\$ 59,722	\$ 11,944	\$ -		
Prestamo de Plazo												
Nueva Deuda					\$ 130,667	\$ 130,667						
Deuda BoP					\$ 130,667	\$ 261,333	\$ 87,837	\$ 43,919				
Amortizacion					\$ -	\$ -	\$ 43,919	\$ 43,919				
Intereses					\$ -	\$ 7,857	\$ 5,282	\$ 2,641				
Deuda EoP					\$ 130,667	\$ 261,333	\$ 43,919	\$ -				

iii. Uso de fondos

Durante la construcción del proyecto, se planificó el uso de los fondos en cinco áreas específicas. La mayor parte, 485 millones de dólares, se destinaría al EPC y se distribuiría en cuatro años, comenzando en 1996. Para representar los diferentes niveles de gastos a medida que avanza la construcción, se planeó una secuencia de 15% en 1996, 25% en 1997, 40% en 1998 y 20% en 1999. Otros usos de los fondos en 1996 incluyen 50 millones de dólares para los costos del propietario, que incluyen costos legales, administrativos, de permisos, de seguros, de estudios técnicos y ambientales, entre otros, 140 millones de dólares para tarifas de desarrollo, que incluyen honorarios o comisiones de los encargados de la identificación de oportunidades, negociación y gestión general previa al inicio del proyecto, y 35 millones de dólares para contingencias. Además, se destinó un monto aproximado de 100 millones de dólares para cubrir los intereses durante la construcción, distribuidos según la estructura de la deuda.

		1996	1997	1998	1999
Costos durante la construcción					
Costos de EPC	US\$ 000	\$ (72,750)	\$ (121,250)	\$ (194,000)	\$ (97,000)
Costos de propietario	US\$ 000	\$ (50,000)			
Gastos y tarifas de desarrollo	US\$ 000	\$ (140,000)			
Contingencias	US\$ 000	\$ (35,000)			
Intereses	US\$ 000	\$ -	\$ (11,205)	\$ (43,894)	\$ (45,152)

iv. Rentabilidad

Al analizar el desempeño financiero del proyecto, se pueden destacar dos parámetros que ofrecen una comprensión clara de su rentabilidad. En primer lugar, la Tasa Interna de Retorno (TIR) sin deuda es del 13,13%, mientras que con deuda esta tasa aumenta significativamente hasta el 20,97%. Cabe destacar que ambos rendimientos son muy positivos y, como es lógico, el rendimiento con deuda es mayor debido a que el costo del endeudamiento es menor al retorno sobre activo. En segundo lugar, el servicio de deuda, medido por el Debt Service Coverage Ratio (DSCR), es mayor que 1 en todos los años a partir del segundo año de operaciones, lo que significa que el ingreso destinado a la deuda siempre supera el costo de la misma. De hecho, a partir de 2009, el DSCR supera el valor de 2, lo que indica que los ingresos destinados al servicio de la deuda duplican los costos de esta. Este resultado es altamente positivo y muestra la solidez financiera del proyecto. En resumen, tanto la TIR como el DSCR demuestran que el proyecto es rentable y cuenta con una capacidad sólida para generar ingresos suficientes para cubrir los costos de la deuda.

		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Flujo de fondos												
Capacity revenues	US\$ 000				\$ 90,826	\$ 96,588	\$ 102,581	\$ 105,146	\$ 107,774	\$ 110,469	\$ 113,230	
Energy revenues	US\$ 000				\$ 61,197	\$ 65,079	\$ 69,117	\$ 70,845	\$ 72,616	\$ 74,432	\$ 76,293	
O&M revenues	US\$ 000				\$ 62,439	\$ 66,400	\$ 70,520	\$ 72,283	\$ 74,090	\$ 75,943	\$ 77,841	
Ventas	US\$ 000				\$ 214,462	\$ 228,067	\$ 242,219	\$ 248,274	\$ 254,481	\$ 260,843	\$ 267,364	
Fuel	US\$ 000				\$ 59,155	\$ 62,911	\$ 66,815	\$ 68,485	\$ 70,197	\$ 71,952	\$ 73,751	
Opex	US\$ 000				\$ 59,155	\$ 62,911	\$ 66,815	\$ 68,485	\$ 70,197	\$ 71,952	\$ 73,751	
EBITDA	US\$ 000				\$ 155,308	\$ 165,156	\$ 175,404	\$ 179,789	\$ 184,283	\$ 188,891	\$ 193,613	
Income Tax	US\$ 000				\$ 46,592	\$ 49,547	\$ 52,621	\$ 53,937	\$ 55,285	\$ 56,667	\$ 58,084	
Cash available for debt service	US\$ 000				\$ 108,716	\$ 115,609	\$ 122,783	\$ 125,852	\$ 128,998	\$ 132,223	\$ 135,529	
Costos de EPC	US\$ 000	\$ (72,750)	\$ (121,250)	\$ (194,000)	\$ (97,000)							
Costos de propietario	US\$ 000	\$ (50,000)										
Gastos y tarifas de desarrollo	US\$ 000	\$ (140,000)										
Contingencias	US\$ 000	\$ (35,000)										
FCFF	US\$ 000	\$ (297,750)	\$ (121,250)	\$ (194,000)	\$ (97,000)	\$ 108,716	\$ 115,609	\$ 122,783	\$ 125,852	\$ 128,998	\$ 132,223	\$ 135,529
TIR Desapalancada 13.13%												
Nueva Deuda	US\$ 000	\$ 162,500	\$ 490,000	\$ 137,500	\$ -	\$ 130,667	\$ 130,667	\$ 130,667	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Repago de deuda	US\$ 000	\$ -	\$ (59,375)	\$ (126,042)	\$ (206,736)	\$ (206,736)	\$ (11,944)	\$ (25,011)	\$ (39,530)	\$ (55,863)	\$ (55,863)	\$ (55,863)
Intereses	US\$ 000	\$ -	\$ (11,205)	\$ (43,894)	\$ (45,152)	\$ (32,527)	\$ (24,445)	\$ (31,266)	\$ (37,300)	\$ (34,605)	\$ (30,927)	\$ (27,249)
FCFE	US\$ 000	\$ (135,250)	\$ 298,170	\$ (226,436)	\$ (348,889)	\$ 119	\$ 209,886	\$ 197,172	\$ 49,022	\$ 38,531	\$ 45,433	\$ 52,417
TIR Apalancada 20.97%												
DSCR					0.5x	3.2x	2.2x	1.6x	1.4x	1.5x	1.6x	

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Flujo de fondos												
Capacity revenues	US\$ 000	\$ 116,061	\$ 118,963	\$ 121,937	\$ 124,985	\$ 128,110	\$ 131,312	\$ 134,595	\$ 137,960	\$ 141,409	\$ 144,944	\$ 148,568
Energy revenues	US\$ 000	\$ 78,200	\$ 80,155	\$ 82,159	\$ 84,213	\$ 86,318	\$ 88,476	\$ 90,688	\$ 92,955	\$ 95,279	\$ 97,661	\$ 100,102
O&M revenues	US\$ 000	\$ 79,787	\$ 81,782	\$ 83,826	\$ 85,922	\$ 88,070	\$ 90,272	\$ 92,529	\$ 94,842	\$ 97,213	\$ 99,643	\$ 102,134
Ventas	US\$ 000	\$ 274,048	\$ 280,899	\$ 287,922	\$ 295,120	\$ 302,498	\$ 310,060	\$ 317,812	\$ 325,757	\$ 333,901	\$ 342,248	\$ 350,805
Fuel	US\$ 000	\$ 75,595	\$ 77,485	\$ 79,422	\$ 81,407	\$ 83,443	\$ 85,529	\$ 87,667	\$ 89,859	\$ 92,105	\$ 94,408	\$ 96,768
Opex	US\$ 000	\$ 75,595	\$ 77,485	\$ 79,422	\$ 81,407	\$ 83,443	\$ 85,529	\$ 87,667	\$ 89,859	\$ 92,105	\$ 94,408	\$ 96,768
EBITDA	US\$ 000	\$ 198,453	\$ 203,414	\$ 208,500	\$ 213,712	\$ 219,055	\$ 224,532	\$ 230,145	\$ 235,898	\$ 241,796	\$ 247,841	\$ 254,037
Income Tax	US\$ 000	\$ 59,536	\$ 61,024	\$ 62,550	\$ 64,114	\$ 65,717	\$ 67,359	\$ 69,043	\$ 70,770	\$ 72,539	\$ 74,352	\$ 76,211
Cash available for debt service	US\$ 000	\$ 138,917	\$ 142,390	\$ 145,950	\$ 149,599	\$ 153,339	\$ 157,172	\$ 161,101	\$ 165,129	\$ 169,257	\$ 173,489	\$ 177,826
Costos de EPC	US\$ 000											
Costos de propietario	US\$ 000											
Gastos y tarifas de desarrollo	US\$ 000											
Contingencias	US\$ 000											
FCFF	US\$ 000	\$ 138,917	\$ 142,390	\$ 145,950	\$ 149,599	\$ 153,339	\$ 157,172	\$ 161,101	\$ 165,129	\$ 169,257	\$ 173,489	\$ 177,826
TIR Desapalancada		13.13%										
Nueva Deuda	US\$ 000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Repago de deuda	US\$ 000	\$ (55,863)	\$ (55,863)	\$ (55,863)	\$ (55,863)	\$ (55,863)	\$ (11,944)	\$ (11,944)	\$ (11,944)	\$ (11,944)	\$ (11,944)	\$ -
Intereses	US\$ 000	\$ (23,572)	\$ (19,894)	\$ (16,217)	\$ (12,539)	\$ (8,861)	\$ (5,184)	\$ (4,147)	\$ (3,110)	\$ (2,074)	\$ (1,037)	\$ -
FCFE	US\$ 000	\$ 59,482	\$ 66,633	\$ 73,870	\$ 81,197	\$ 88,614	\$ 140,044	\$ 145,010	\$ 150,074	\$ 155,239	\$ 160,507	\$ 177,826
TIR Apalancada		20.97%										
DSCR		1.7x	1.9x	2.0x	2.2x	2.4x	9.2x	10.0x	11.0x	12.1x	13.4x	n/a

v. Análisis de Sensibilidad

Para evaluar la sensibilidad de la TIR desapalancada ante posibles cambios en los parámetros operativos, se realizó un análisis considerando dos variables clave: la venta anual de energía y los precios por unidad. El análisis de sensibilidad demostró que la TIR desapalancada se ve afectada de manera positiva por aumentos tanto en los precios de ingresos como en la venta anual de energía, aunque menos sensible a cambios en esta última variable, como se puede ver en la siguiente tabla:

		Aumento (reduccion) precios				
		-4	-2	0	2	4
Venta de energía anual	2,029,558	9.47%	11.07%	12.54%	13.89%	15.16%
	2,529,558	9.71%	11.34%	12.83%	14.22%	15.51%
	3,029,558	9.96%	11.61%	13.13%	14.54%	15.87%
	3,529,558	10.21%	11.89%	13.44%	14.88%	16.23%
	4,029,558	10.46%	12.17%	13.75%	15.21%	16.59%

Para evaluar la sensibilidad de la TIR apalancada frente a posibles cambios en los parámetros de las deudas, se realizó un análisis que consideró dos variables críticas: el costo de los intereses y el porcentaje desembolsado en el primer año de adquisición de la deuda.

En primer lugar, se analizaron los efectos de los cambios en las cuatro deudas de construcción. Los resultados muestran que el aumento en el costo de la tasa de interés tiene un impacto negativo en la TIR apalancada, mientras que los desembolsos mayores el primer año de la deuda tienen un impacto positivo, como se puede ver en la siguiente tabla:

		Aumento (reduccion) costo				
		-4%	-1%	0%	1%	4%
% desembolso 1996	5%	22.24%	20.64%	20.14%	19.66%	18.33%
	13%	22.74%	20.97%	20.43%	19.91%	18.48%
	25%	23.72%	21.61%	20.97%	20.38%	18.75%
	38%	24.96%	22.36%	21.61%	20.91%	19.05%
	45%	25.90%	22.89%	22.05%	21.27%	19.25%

En segundo lugar, se evaluaron los cambios en los parámetros de los Project Bonds mediante un modelo que consideró dos escenarios: la emisión completa de 215 millones de dólares en 1997 o una emisión de menor valor en ese año seguida de una segunda emisión en 1998 para alcanzar los 215 millones. En línea con el análisis previo, se encontró que un aumento de la tasa de interés tiene un efecto negativo en la TIR apalancada. Asimismo, se encontró que la TIR apalancada se maximiza con una única emisión de 215 millones en 1997, mientras que se minimiza si la emisión se realiza en su totalidad en 1998, como se puede ver en la siguiente tabla:

		Aumento (reduccion) costo				
		-4%	-1%	0%	1%	4%
% desembolso 1997	0%	21.58%	20.31%	19.88%	19.47%	18.23%
	25%	21.99%	20.59%	20.13%	19.67%	18.34%
	50%	22.44%	20.89%	20.39%	19.89%	18.45%
	75%	22.94%	21.22%	20.67%	20.13%	18.57%
	100%	23.50%	21.58%	20.97%	20.38%	18.69%

En tercer lugar, se observaron los efectos de los cambios en el Préstamo de Plazo sobre la TIR apalancada en un escenario en el que los desembolsos no se dan de manera uniforme durante tres años. Al igual que en los casos anteriores, los resultados muestran que un aumento en el costo de la tasa de interés tiene un impacto negativo en la TIR apalancada. Además, se comprobó que la TIR apalancada sería mucho mayor si en lugar de tres desembolsos, todos los fondos se entregaran en el primer año de operaciones, como puede verse en la siguiente tabla:

		Aumento (reduccion) costo				
		-4%	-1%	0%	1%	4%
% desembolso 2000	0%	21.94%	20.84%	20.47%	20.10%	18.98%
	33%	22.65%	21.40%	20.97%	20.55%	19.28%
	67%	23.46%	22.01%	21.53%	21.05%	19.61%
	100%	25.18%	23.33%	22.71%	22.10%	20.28%

1.3. Casos Comparables

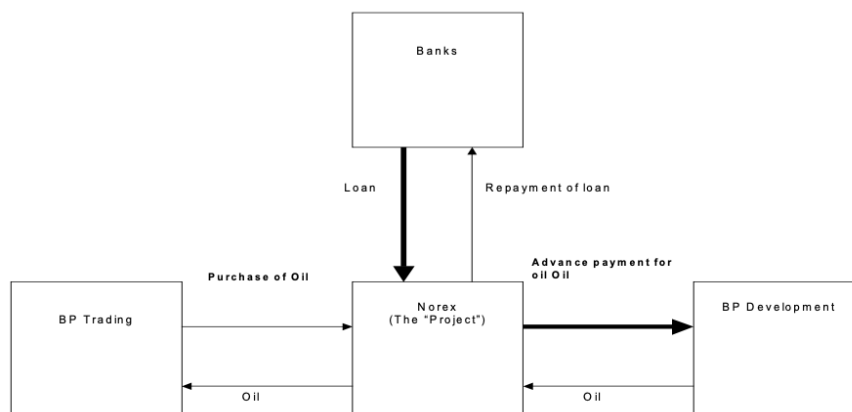
A partir de esta primera parte del análisis del Quezon Power Project, se plantean diversas preguntas relevantes. ¿Se utilizó la estructura organizativa estándar que se utiliza en otros proyectos similares? ¿Hasta qué punto influye el modelo financiero en el éxito de un proyecto? ¿Qué implicancias tiene en la práctica emitir acciones en el mercado para financiar el proyecto? A continuación, se busca responder estas interrogantes a través de la comparación con los proyectos British Petroleum Forties y Eurotunnel.

I. *British Petroleum Forties*

Para responder a la primera pregunta, se estudiará el proyecto British Petroleum Forties (BP Forties), cuyo objetivo fue desarrollar un yacimiento petrolífero en el Mar del Norte de Noruega. A diferencia del Quezon Power Project y la mayoría de los proyectos financiados mediante Project Finance, el BP Forties fue administrado principalmente por su único patrocinador, British Petroleum (BP), quien se encargó de las tareas de dirección, operación y compra de la producción.

Como se mencionó anteriormente, en Corporate Finance la empresa dueña del proyecto se encarga de la mayoría las tareas, mientras que en Project Finance las tareas son asignadas a diferentes compañías. Sin embargo, el BP Forties se encontró en una posición intermedia: la estrategia de BP consistió en asumir todas las tareas a través de estructuras jurídicas separadas pero de las cuales fue el único

accionista. La dinámica de las operaciones del proyecto entonces fue la siguiente: Norex, un SPV creado por BP, fue responsable de obtener la financiación del proyecto; BP Development, una subsidiaria de BP, se encargó de desarrollar el yacimiento petrolífero; y BP Trading, otra subsidiaria de BP, fue responsable de comprar el petróleo a un precio acordado. De este modo, los fondos de capital y deuda se transferían a Norex, que pagaba a BP Development a cambio de petróleo, y Norex entregaba el petróleo a BP Trading a cambio de fondos con los que posteriormente realizaba el pago de las obligaciones financieras. Esto se puede ver claramente en el gráfico siguiente, extraído del paper *Transitioning to Private-Sector Financing: Characteristics of Success* de Murphy, Brokaw y Boyle, donde la estructura de la operación estaba altamente concentrada en British Petroleum y sus subsidiarias:



Esta estructura es completamente ineficaz en Project Finance por dos razones. En primer lugar, en términos de mitigación del riesgo, el patrocinador asume íntegramente el riesgo desempeñando todas las funciones del proyecto. Si bien no lo hace directamente ya que se crean nuevas estructuras jurídicas, al ser el único accionista de estas entidades el riesgo no se ve reducido significativamente. En segundo lugar, en términos de alineación de incentivos, este proyecto no es lo suficientemente complejo para que las distintas partes se sientan obligadas, tanto por penalidades financieras como por daños reputacionales, a seguir las tareas de la manera acordada. En otras palabras, si los agentes son diferentes, como es en el caso de Quezon Power Project, están incentivados a cumplir con fechas y formas específicas de realizar las tareas ya que, de lo contrario, serían sancionados. Esta motivación es crucial para garantizar que el proyecto se desarrolle de acuerdo con lo acordado en un principio y para ganar credibilidad con posibles partes interesadas externas. En caso de que todas las responsabilidades recaigan sobre una sola persona en el proyecto se corre el riesgo de ineficiencias significativas, como por ejemplo un constructor puede sentirse libre de modificar la fecha de finalización o anunciar sobrecostos sin dar explicaciones específicas ya que no existe una entidad externa que lo pueda penalizar.

En conclusión, a pesar de que el proyecto BP Forties tenía una estructura financiera que se asemejaba a la de un Project Finance, su ejecución se asemejó más a la de un Corporate Finance. Se podría afirmar que la estructura organizativa de Quezon Power Project es más eficaz que la de BP Forties, ya que en Quezon se observa una mejor mitigación de riesgos y alineación de incentivos. Aunque la separación de flujos de caja y la estructura societaria pueden haber tenido ciertos aspectos positivos, como una mejor gestión, coordinación, y orden legal para BP, no son suficientes para garantizar la seguridad del proyecto. La concentración de todos los roles clave en manos del mismo sponsor puede generar grandes

ineficiencias y aumentar el riesgo del proyecto, por lo que si se busca garantizar el éxito a largo plazo es importante que se implementen estructuras organizacionales que generen los incentivos necesarios para que se lleven a cabo las tareas con el menor riesgo posible.

II. Eurotunnel

Para responder a las dos preguntas restantes, se analizará el proyecto del Eurotúnel. Este proyecto surgió a finales de los años 80 con el objetivo de ofrecer una alternativa rápida y sencilla de transporte en tren entre Londres y París, mediante la construcción de túneles que atravesaban el Canal de la Mancha. El proyecto se caracterizó por haberse basado en un modelo financiero muy deficiente y por haber buscado financiamiento en el mercado público de acciones.

En primer lugar, a diferencia del Quezon Power Project que se basó en modelos de mercado precisos y bien fundamentados, el Eurotúnel cometió un error significativo al sobreestimar el mercado de transporte de pasajeros, lo que le llevó a tener enormes problemas financieros y dificultades para cumplir con sus obligaciones de deuda. Este problema se debió principalmente a que, en la industria del transporte, a diferencia de otras como la de electricidad, no existen contratos de venta que pacten cantidad y precios por un plazo determinado.

Por un lado, la cantidad de boletos vendidos por el tren dependía exclusivamente de la demanda de los pasajeros que optaran por utilizar este medio de transporte. La incertidumbre asociada con la cantidad de pasajeros que usarían el tren resultaba en modelos financieros basados exclusivamente en estimaciones. En este caso en particular, la estimación fue sobre optimista ya que se esperaba que el número de pasajeros fuera de 71 millones en 1995 y 77 millones en 1996, cuando en realidad solo 32 y 36 millones de pasajeros utilizaron el transporte en cada año respectivamente. Por otro lado, los precios del Eurotúnel estaban sujetos a la ley de la oferta y la demanda, lo que significaba que eran sensibles a la capacidad y disposición de las personas a pagar por el servicio, así como a los precios de la competencia. En este caso, se estimó que los precios serían de 60 libras en 1993, pero la realidad fue que en 1995 se vendieron a 50 libras y en 1996 a 34 libras, lo que muestra la volatilidad de los precios en un mercado altamente competitivo.

Los desajustes entre las expectativas y la realidad tuvieron consecuencias financieras graves para el proyecto del Eurotúnel. Sin embargo, es importante entender que la causa de este fracaso radicó en la intensificación de la competencia de los transbordadores, quienes ofrecían un producto más atractivo a los viajeros. Los transbordadores comenzaron a ofrecer servicios adicionales en los viajes, como bares y tiendas a bordo, lo que los hacía más atractivos en comparación con el Eurotúnel. Además, gracias a acuerdos gubernamentales, los transbordadores podían vender boletos libres de impuestos y subvencionados, lo que hacía que los precios fueran mucho más bajos en comparación con los del Eurotúnel, llevando a este último a quebrar. Este ejemplo podría dar lugar a la idea errónea de que la industria del transporte no es adecuada para los modelos financieros de Project Finance debido a la falta de acuerdos de compra garantizada. Sin embargo, esto no es del todo cierto, ya que existen maneras de asegurar los ingresos, ya sea a través de acuerdos gubernamentales que garanticen de alguna manera un flujo de caja fluido, mediante el control de la competencia o bien con un margen previsto para afrontar las eventualidades.

En segundo lugar, a diferencia del Quezon Power Project, que fue financiado en su totalidad por los patrocinadores, el Eurotúnel optó por recurrir a los mercados de capitales a través de una serie de ofertas públicas. Aunque los patrocinadores originalmente se comprometieron a invertir 47 millones de libras

en el proyecto del Eurotúnel, los costos aumentaron significativamente a medida que avanzaba la construcción, lo que llevó a la necesidad de buscar financiación adicional. Como resultado, se llevaron a cabo varias ofertas públicas en 1987, 1990 y 1994, recaudando un total de 2.196 millones de libras. Se podría argumentar que el Eurotúnel optó por esta vía principalmente debido a una necesidad urgente de capital y no justamente por los beneficios que podría haber aportado. De hecho, Quezón también tenía la posibilidad de emitir acciones, pero se podría pensar que no optó por hacerlo porque sus necesidades de capital estaban garantizadas por los patrocinadores y prefería evitar la volatilidad del mercado bursátil.

La obtención de financiamiento adicional por parte del Eurotúnel resultó en una dispersión masiva de la propiedad accionaria. Esto significó que los pocos patrocinadores iniciales tuvieron que compartir la propiedad del proyecto con un gran número de inversores del mercado que adquirieron los millones de acciones que circularon pocos años después de iniciado el proyecto. Aunque esta medida permitió al Eurotúnel conseguir los fondos necesarios para llevar a cabo la construcción y hacer frente a los imprevistos, también generó una serie de problemas. La dispersión masiva de la propiedad accionaria dificultó la alineación de intereses y la coordinación para la toma de decisiones estratégicas, lo que se tradujo en retrasos y complicaciones adicionales durante la construcción y operación del túnel.

En conclusión, para garantizar la viabilidad de cualquier proyecto es esencial realizar una planificación financiera cuidadosa y un análisis exhaustivo y realista de los riesgos y oportunidades antes de tomar decisiones financieras importantes. En el caso del Eurotúnel, la falta de precisión en las estimaciones financieras condujo a dificultades económicas significativas debido a que la dirección del proyecto no tomó medidas preventivas para controlar ciertas variables y garantizar un modelo financiero viable, a pesar de la complejidad de la industria del transporte. Además, el caso del Eurotúnel demuestra que el financiamiento con capital privado no es la única opción viable para proyectos de gran envergadura. Aunque este proyecto utilizó capital público y no tuvo un resultado exitoso, gran parte de su fracaso se debió a su falta de responsabilidad e irracionalidad en la gestión de emisiones. Es importante destacar que el financiamiento con capital público puede ser atractivo y eficiente, pero es crucial tomar precauciones en cuanto a la dilución de la propiedad y la atomización de las decisiones estratégicas.

Capítulo 2: Estructura Contractual y Administración de Riesgos en Project Finance

En el modelo de Project Finance, los contratos juegan un papel crucial al formalizar las promesas de inversión, establecer relaciones comerciales y gestionar riesgos. En este capítulo se estudiarán los distintos tipos de contratos en Project Finance y se profundizará en la dinámica que su armado implica, al mismo tiempo que se tratará la importancia de la administración de riesgos, explorando los diferentes tipos y cómo se pueden mitigar. Se continuará con el análisis del caso de Quezon Power Project, examinando su estructura contractual y cómo se han gestionado los riesgos, y se lo comparará con Casecnan Project, Dabhol Power Company y CBK Project para destacar las diferencias.

2.1. Marco Teórico

I. Contratos para Estructura de Capital

La estructura de capital en Project Finance se basa en contratos que comprometen a los accionistas y prestamistas a proveer capital al SPV en condiciones específicas. Un Project Finance atractivo para accionistas y prestamistas combina flexibilidad y seguridad, permitiendo a los accionistas invertir y retirarse según su conveniencia, mientras asegura a los prestamistas que la empresa cumplirá con sus obligaciones.

A. Contrato de Patrocinio

El Contrato de Patrocinio, o *Shareholders Agreement*, es un documento que establece la relación entre los patrocinadores y el proyecto mediante la configuración de los siguientes puntos:

- **Naturaleza de la participación:** se definen los porcentajes de propiedad y las responsabilidades de cada uno de los patrocinadores con el objetivo de alinear los intereses de cada uno de ellos.
- **Monto de la inversión:** se estipula la contribución de capital de cada patrocinador, de modo que la cantidad de capital que cada uno aporta no necesariamente será proporcional a su porcentaje de propiedad. En algunos casos, los patrocinadores pueden aportar más capital que su porcentaje de propiedad, bien porque cuentan con una sólida capacidad financiera o como requisito para reivindicar su compromiso con el proyecto, mientras que en otros casos un patrocinador puede aportar menos capital que su porcentaje de propiedad, bien porque su papel en el proyecto es elemental y no necesita hacer una aportación monetaria, o bien porque su capacidad financiera no es suficiente.
- **Plazo de la inversión:** en el contrato se establece un plazo mínimo para la inversión y las condiciones para su retiro, lo que brinda al patrocinador previsibilidad temporal y le permite tomar decisiones adecuadas en el momento oportuno. Los plazos suelen estar relacionados con las etapas del proyecto y pueden obligar a los sponsors a permanecer durante la construcción, ciertos años de operación, o hasta que se hayan amortizado ciertas deudas. Además, se establecen las condiciones para la venta de su participación, incluyendo los posibles compradores, el momento y las condiciones.
- **Forma de desembolso:** si bien lo ideal es que las contribuciones de capital se realicen en su totalidad antes de la construcción, a menudo se hacen a lo largo de un período de tiempo determinado o se vinculan a la ocurrencia de eventos específicos, como un avance determinado de la construcción. La forma de desembolso es crucial porque la responsabilidad del patrocinador se respalda con este dinero y proporciona seguridad para las otras partes del

proyecto. En caso de que el patrocinador no pueda aportar todo el capital de inversión requerido, pueden proporcionar contratos de seguridad, como una letra de crédito bancaria.

Cuando se trata de firmar un Shareholders Agreement, los sponsors también suelen establecer requisitos para su participación en el proyecto. En muchos casos, si un sponsor se une a un grupo ya establecido, puede exigir que se tenga previamente armado un contrato de venta de la producción por cierto plazo, así como que ya se hayan iniciado las conversaciones con los bancos comerciales y los constructores. Incluso antes de firmar el contrato, los patrocinadores tratarán de asegurarse de que las autorizaciones del proyecto estén en marcha. Estos requisitos buscan asegurar que el proyecto sea viable y que se puedan obtener todos los recursos necesarios para su éxito.

B. Contrato de Préstamo

El Contrato de Préstamo, también conocido como *Loan Agreement*, es un acuerdo entre un prestamista y el SPV, en el cual se establecen los términos y condiciones para otorgar un préstamo. Este documento contiene:

- **Monto:** este está estrechamente relacionado con el destino de los fondos y con la cantidad que el prestamista está dispuesto a cubrir. Los fondos pueden destinarse a diferentes fines, como la construcción, la compra de maquinaria, la operación, el mantenimiento o los requisitos de capital de trabajo. El monto del préstamo se ajusta para garantizar la cobertura de los gastos a los que se destinarán los fondos, pero también para asegurar al prestamista que el proyecto podrá reembolsar sin mayores dificultades. En el contrato se incluye una lista detallada de los gastos permitidos, con la cantidad máxima que se puede destinar a cada uno de ellos, y se aplican mecanismos de control para asegurarse de que los fondos se utilicen de manera legítima y para los fines acordados. Además, el desembolso del monto se realiza de acuerdo con lo más conveniente para el proyecto, pudiendo ser único o escalonado, por ejemplo, en caso de tratarse de un préstamo para construcción, es común efectuar desembolsos parciales según el avance de la obra.
- **Costo:** este varía según diversos factores, como la estructura contractual del proyecto, la industria en la que se desenvuelve y los agentes involucrados, así como también por los términos de financiamiento que se acuerden. En general, el costo aumenta a medida que se incluyan términos que aumenten el riesgo del préstamo, como un mayor monto desembolsado o garantías más débiles. Asimismo, es probable que el costo del préstamo se ajuste en relación con los otros préstamos que reciba el proyecto, tomando en cuenta la cantidad de préstamos recibidos, los prestamistas y los términos de dichos préstamos. De esta forma, se asegura un rendimiento mínimo para el prestamista al mismo tiempo que se tiene en cuenta la capacidad del proyecto para soportar la deuda, considerando el flujo de caja que se espera generar.
- **Garantías:** son elementos fundamentales que deben estar claramente definidos en el contrato de préstamo, ya que de ellas dependen los aspectos mencionados anteriormente. Es importante tener en cuenta que mientras mayor sea la cantidad y calidad de las garantías, mayor es la comodidad del prestamista y, por lo tanto, estará más dispuesto a desembolsar una mayor cantidad de dinero y a establecer un costo menor. Esto se debe a que las garantías sirven como respaldo en caso de impago, y pueden cubrir tanto el monto del principal como los intereses mediante la puesta en garantía de un objeto o asegurándose de que otra institución se hará responsable en caso de que el deudor incumpla con sus obligaciones.

- Periodicidad de amortizaciones e intereses: en general, las amortizaciones suelen comenzar después de un período de gracia de uno o dos años y, junto con el pago de intereses, pueden tener una frecuencia trimestral, semestral o anual. La frecuencia se relaciona con el uso de los fondos y con el flujo de caja de la compañía ya que se tendrán en cuenta los cobros y se coordinarán los repagos para que el proyecto se sienta cómodo y el prestamista pueda asegurarse de una estructura previsible.
- Tarifas: se especifican los gastos adicionales que cada línea de préstamo tiene. Entre ellos se encuentran el *Success Fee*, que busca remunerar al banco por la estructuración de la deuda, el *Underwriting Fee*, que es una tarifa que se cobra por el compromiso del banco colocador a colocar todos los fondos necesarios, el *Commitment Fee*, que se cobra durante los desembolsos por los saldos que serán otorgados en un futuro pero que todavía no se han desembolsado, el *Agent Fee* que busca remunerar al banco por el trabajo administrativo del préstamo, y el *Collateral Fee* que es un honorario por la administración de las garantías.

Al igual que los inversores de capital, los prestamistas también evalúan diversos aspectos críticos del proyecto antes de otorgar el préstamo para garantizarse que el proyecto se desarrollará adecuadamente en los plazos previstos. Para ello, se basan en un análisis que considera diversos elementos, como la calidad crediticia de los sponsors y otros potenciales prestamistas involucrados en el proyecto, la estructura comercial del proyecto y la seguridad y efectividad de los contratos operativos.

II. *Contratos para Estructura Operacional*

Como se mencionó en el capítulo anterior, una adecuada organización de los agentes que intervienen en un proyecto es esencial, y para lograrlo, es necesario contar con contratos efectivos que regulen dichas operaciones. A continuación, se presentan los contratos operativos más importantes de un Project Finance:

A. Contrato de Ingeniería, Adquisiciones y Construcción (EPC por sus siglas en inglés)

Este contrato es un acuerdo en el que el constructor se compromete a llevar adelante la construcción de la infraestructura, incluyendo la ingeniería, la adquisición de materiales y maquinaria, la dirección de obra, el montaje electromecánico, la supervisión y la puesta en servicio del proyecto. Este tipo de contrato, que estructura la fase de construcción, establece varios puntos importantes. En primer lugar, se acuerda un tiempo de construcción con un cronograma detallado, un compromiso de solucionar cualquier problema que surja en la infraestructura después de cierto período posterior a la finalización de la construcción, y un precio fijo que no puede ser ajustado. Idealmente, este precio se paga en la finalización de la obra, pero en caso contrario puede hacerse de forma escalonada a medida que avanza la construcción. En segundo lugar, se establece el rendimiento esperado de la planta, que incluye la asignación de una calidad específica acompañada de materiales determinados y el uso de normas de seguridad concretas. Por último, se abordan los eventos de fuerza mayor y su posible impacto en los términos acordados previamente, como un cambio en el precio o un cambio en el tiempo de terminación. Cabe señalar que aunque se detallan los casos considerados de fuerza mayor, se espera que el contratista no presente una lista extensa de eventos como tales, sino que se comprometa a hacer todo lo posible para cumplir con lo que se establece en el contrato. Por ejemplo, si hay una huelga de empleados, se espera que el contratista se responsabilice y haga todo lo que esté en su poder para seguir cumpliendo con el contrato, en lugar de considerar que este evento es una fuerza mayor que lo libera de sus responsabilidades.

B. Contrato de Operación y Mantenimiento (O&M)

Es un acuerdo que establece qué agente es responsable de garantizar que las actividades del proyecto se desarrollen con normalidad durante la fase de operación. Este agente debe tener control sobre el rendimiento de la infraestructura, la calidad de la producción y la gestión de los empleados. Es importante que el agente asignado tenga experiencia en el sector y amplios conocimientos sobre la tecnología utilizada en el proyecto. El contrato debe proporcionar incentivos al operador para asegurar que todo funcione de acuerdo a lo esperado, y se deben establecer penalidades en caso de que algo no salga como se acordó.

C. Contrato de Suministro

Es un acuerdo que se establece con los proveedores para definir los términos del abastecimiento de los insumos necesarios para el proyecto a lo largo de su vida útil. Este documento establece de manera precisa los términos de la transacción, incluyendo la cantidad, calidad, precio, fechas de entrega, requisitos de almacenamiento y transporte, entre otros aspectos importantes. El objetivo principal de este contrato es garantizar la disponibilidad y calidad de los insumos necesarios para mantener en marcha el proyecto.

D. Contrato de Venta

Este acuerdo, conocido como *Offtaking Agreement* en inglés, es el que acuerda la dinámica de venta de los servicios producidos por la planta y es el más importante de la fase operativa ya que garantiza la previsibilidad y estabilidad de los flujos de caja del proyecto. En el sector de la energía, se denomina *Power Purchase Agreement (PPA)*, y en él, el consumidor, que suele ser un usuario grande con algún tipo de relación con la red pública de distribución de electricidad, se compromete a comprar una determinada cantidad de energía a un determinado precio durante un plazo generalmente largo, que suele coincidir con la vida del proyecto. Para comprender el alcance de un PPA, a continuación se explican sus especificaciones:

- i. *Offtakers*: la definición de los clientes del proyecto se basa en un análisis de la calificación crediticia y la disposición a pagar de cada uno. En un PPA puede haber un comprador exclusivo o puede haber una masa diversificada de compradores. En el primer caso, tener un único *offtaker* comprometido a comprar periódicamente la capacidad total del proyecto puede ser por un lado sencillo, ya que las negociaciones deben gestionarse con una única empresa, pero por otro lado es arriesgado ya que la única fuente de ingresos del proyecto depende de la solvencia de un único comprador. En el segundo caso, si hay más de un oferente, complica los procesos ya que es necesario alinear intereses con varios compradores, definiendo precio y volúmenes máximos y mínimos para cada uno, pero distribuye el riesgo operativo entre más clientes, pudiendo por ejemplo vender a empresas de diferentes industrias con baja correlación para evitar ser impactados por una crisis en un sector específico.
- ii. Fecha de Inicio y Plazo: la fecha de inicio de un PPA debe estar alineada con la fecha en la que las operaciones comerciales pueden ser iniciadas con los permisos y licencias necesarios. El plazo determina el periodo de tiempo en el que el Project Finance tendrá la certeza de disponer de ingresos, y hay dos escenarios a analizar: (1) si sólo hay un comprador, el plazo es fácil de determinar ya que será igual a la vida del proyecto; (2) si hay varios *offtakers* los PPA tendrán distintos plazos y distintas cantidades, por lo que hay que diseñar estratégicamente los contratos

para que el proyecto se asegure que durante toda su vida tendrá una demanda pre acordada que incluya toda su capacidad.

- iii. Precio: es fijo y suele ser por unidad de medida, generalmente kWo MW, para dar estabilidad al flujo de caja. En países emergentes periódicamente se suelen hacer ajustes por inflación, dependiendo de la moneda en que se exprese el contrato, y ajustes por revisión de costos, principalmente por posibles cambios en cuestiones normativas o fiscales. La determinación de cuándo se realizan los pagos es a partir del calendario de costes y obligaciones financieras del proyecto.
- iv. Energía Contratada: dado que la electricidad es un bien que no se puede almacenar y que no puede estimarse con exactitud ya que depende en gran medida de factores externos como el agua, el sol y el viento, definir la cantidad de energía que se venderá puede ser un desafío. Por esta razón, en un PPA se definen dos conceptos: (1) energía mínima comprometida, que hace alusión a “*la cantidad mínima de energía que el vendedor debe poner a disposición del comprador, en promedio, durante un período de tiempo determinado*”²; y (2) energía mínima contratada que es “*la cantidad mínima de energía que el comprador, salvo eventos no imputables a éste, se compromete a comprar al vendedor, en promedio, durante un período de tiempo determinado*”³. De esta manera, se determinan cantidades máximas y mínimas a comercializar y tanto el vendedor se cubre del riesgo de no tener un suministro mínimo de energía que necesita, y el comprador está cubierto del riesgo de producir una cantidad variable que no pueda insertar en el mercado. En lo que respecta a los excedentes de energía, se debe establecer cuáles son las opciones que el generador de energía tiene para insertar la energía excedente en el mercado.
- v. Modalidad de entrega: la venta de energía tiene una particularidad que es cómo se da entrega del producto al consumidor, pudiéndose distinguir de esta manera dos tipos de PPAs: (1) el PPA Físico, en el que la entrega física la realiza el vendedor al consumidor directamente sin acceder a la red eléctrica pública, con una cantidad y un precio determinados; o (2) el PPA Financiero, en el que el vendedor introduce la cantidad de energía vendida en la red de distribución de la zona geográfica que tiene previsto cubrir, y el consumidor accede a la cantidad de energía que compró a través de esa red. La principal diferencia entre estos dos contratos radica en las consecuencias si el vendedor no cumple con la cantidad acordada, ya que en el primero el comprador se limita inmediatamente a acceder sólo a la energía suministrada, mientras que en el segundo, el vendedor puede acceder a más energía de la red eléctrica global, pero ahora a un precio diferente.
- vi. Transferencia de contrato: dado que el PPA es un elemento clave en la estructura financiera y operativa de un proyecto, el *offtaker* tiene restricciones estrictas en cuanto a la transferencia del contrato a otra empresa o renuncia sin la aprobación de todos los agentes involucrados.

III. Contratos para Asignación de Riesgos

Los factores de riesgo de un proyecto son específicos del mismo y están determinados por (1) la naturaleza, diferenciando no solo distintas industrias sino también distintos tipo de proyectos, modelos de negocios y estructuras contractuales, y (2) la ubicación, teniendo en cuenta cuestiones gubernamentales, medioambientales y sociales. La gestión de riesgos se encarga de identificar los riesgos, cuantificar su nivel de impacto en un proyecto, minimizar la probabilidad de que ocurran y

²Andrés Nicolás Sabatini, *Bancabilidad de PPAs Renovables en el Marco de un Project Finance*, página 32.

³*Ibidem*, página 34.

reducir el impacto que tendrían en caso de materializarse. En Project Finance se basa en asignar un agente del proyecto, ya sea un patrocinador, una entidad financiera, un constructor u operadores, a cada uno de los distintos riesgos que el proyecto tiene durante su construcción y su operación. La asignación no se hace arbitrariamente ni con el objetivo de liberar a una parte de todas las responsabilidades, sino que se basa en la determinación de quién tiene más recursos y capacidad para hacer frente a una eventualidad concreta. La gestión de riesgos se lleva a cabo a través de cláusulas específicas en los contratos ya analizados previamente, así como mediante nuevos instrumentos financieros de cobertura o pólizas de seguros. A continuación, se detallan los riesgos más comunes en Project Finance, clasificándolos según el estadio del proyecto.

En primer lugar, la *fase de construcción* comienza desde el diseño del proyecto y se extiende hasta la finalización de la construcción. Durante esta etapa, se define la forma y dinámica financiera y operativa del proyecto, convirtiéndose en una fase crítica desde el punto de vista financiero. La construcción implica gastos de capital sin ingresos operativos, lo que hace indispensable una gestión adecuada de los riesgos para evitar retrasos y costos adicionales. Un manejo inadecuado de los riesgos puede tener un impacto significativo en toda la vida útil del proyecto, afectando la calidad de la producción. Algunos de los riesgos que se pueden presentar en esta etapa son:

- **Riesgo de Aprobación y Desarrollo:** incluye diversos obstáculos que pueden surgir en el avance del proyecto, tales como cuestiones normativas, como la obtención de licencias y permisos, así como cuestiones sociales, como manifestaciones de grupos políticos, medioambientalistas y sindicatos. Este riesgo se mitiga a través del *Shareholders Agreement*, en el que se establece que los patrocinadores se hacen responsables de asegurar que el proyecto sea aprobado y desarrolle óptimamente, y otros contratos específicos dadas las características de cada potencial contratiempo.
- **Riesgos Tecnológicos:** incluye los procesos de ingeniería que se utilizan en la construcción de la infraestructura. Este riesgo es atribuido al constructor, siendo fundamental su experiencia y conocimientos en el campo, así como la realización de pruebas previas al inicio de la construcción para verificar la eficiencia de la tecnología empleada.
- **Riesgos de Mal Funcionamiento:** incluye los eventos como fallas en el producto, inexactitud en los rendimientos, retrasos en el tiempo de producción y los errores determinantes de la cadena de suministro. Como en el punto anterior, se le asigna al constructor.
- **Riesgo de Suministro:** incluye los elementos relacionados con la adquisición de materias primas para la construcción de la infraestructura, incluyendo el acceso a los insumos, el tiempo de adquisición, el transporte, entre otros. Esto debe estar correctamente planificado en el modelo de negocio del proyecto y se lo diagrama en los contratos con los proveedores.
- **Riesgo de Finalización:** incluye los aspectos vinculados a los tiempos de construcción, siendo de vital importancia el compromiso del constructor de realizar las tareas según lo pactado, la responsabilidad de los proveedores de cumplir con las entregas sin atrasos, y la probabilidad de contratiempos que pueden demorar los procesos y que pueden cubrirse con seguros.

En segundo lugar, la *fase de operación* es la fase que comienza una vez finalizada la construcción e iniciadas las relaciones comerciales del proyecto, caracterizada por ser en la que comienza a haber ingresos. Si un riesgo se materializa en esta fase el impacto en el flujo de caja es inmediato, pudiendo generar una reducción de los ingresos, un aumento de los costes operativos o la aparición de nuevos gastos sistemáticos no previstos. Algunos de los riesgos en esta fase son:

- Riesgo de Suministro: este riesgo radica en el acceso a los insumos y materias primas necesarias para llevar a cabo la producción diaria del proyecto. Se mitiga mediante cláusulas detalladas en el contrato con el proveedor y con un análisis del mercado con un consultor independiente.
- Riesgos Laborales: consiste en los potenciales problemas para acceder a mano de obra calificada para cubrir los diferentes puestos del proyecto, desde trabajadores en planta hasta puestos administrativos y financieros. Para mitigarlo, el operador debe tener una ordenada estructura organizacional interna.
- Riesgos Comerciales: son las eventualidades vinculadas a la actividad comercial del proyecto, como la estabilidad de la demanda del mercado, el cumplimiento de calidad exigida por los agentes, y la factibilidad del transporte. Se mitiga haciendo análisis del mercado con consultores independientes y a través de los contratos operacionales generales.
- Riesgo de Obsolescencia: este riesgo reside en la posibilidad de que la infraestructura deje de producir el bien demandado por la sociedad y que no pueda ser modificada para realizar los cambios necesarios. Se mitiga haciendo análisis técnico y de mercado con consultores independientes.
- Riesgo Financiero: incluye los factores relativos a los pagos y cobros de las operaciones del proyecto, la forma en que se realizan, el momento en que se efectúan y la liquidez del proyecto. Está directamente relacionada con las obligaciones de la estructura de capital del proyecto y los cronogramas de cobros del PPA.

Por último, en *ambas fases* se pueden ver riesgos relacionados con variables macroeconómicas y al entorno:

- Riesgo de Tipo de Cambio: es el riesgo que surge principalmente en los Project Finance de países emergentes que tienen algunos contratos denominados en moneda extranjera, generalmente en dólares estadounidenses, y otros en moneda local. Se debe prestar especial atención a la moneda en la que están denominados los ingresos y los costes, ya que, si los primeros están en moneda local y los segundos en moneda extranjera, una devaluación puede afectar gravemente a la situación del proyecto. Para mitigar este riesgo se suelen determinar tarifas de PPA en moneda extranjera, acuerdos de suministro de materias primas en moneda local, y también adquirir instrumentos financieros como forwards, futuros y swaps de moneda extranjera.
- Riesgo de Tasa de Interés: es el riesgo resultante de las tasas de interés variables de la deuda que pueden estar indexados por un tipo de referencia, como el LIBOR, o un indicador económico, como el Índice de Precios al Consumidor. Se puede mitigar a través de swaps de tasa de interés.
- Riesgo de Inflación: es el riesgo que se produce cuando la inflación aumenta los costes de producción sin reflejar el mismo incremento en los ingresos. Es una de las mayores amenazas para la financiación de proyectos en países emergentes y se mitiga con ajustes en los contratos de PPA de inflación y con contratos forwards, futuros, opciones y swaps que lo cubran.
- Riesgo Ambiental: este riesgo se deriva del impacto que el medio ambiente puede tener en el proyecto y del impacto que el proyecto puede tener en el medio ambiente. Por un lado, las catástrofes naturales en las zonas remotas donde suele desarrollarse el Project Finance pueden afectar las instalaciones del proyecto y generar daños que impidan el desarrollo de la actividad productiva. Por otro lado, los desechos y residuos que tiene el proyecto pueden afectar seriamente al medio ambiente y esto puede generar problemas con el gobierno y con

movimientos activistas medioambientales. Este riesgo se cubre con pólizas de seguros contra eventos de fuerza mayor y con controles de residuos y auditorias de la producción.

- **Riesgo Legal:** es el riesgo procedente de los posibles cambios que los sistemas normativos de cada país pueden tener sobre el proyecto, incluyendo sobrecostos (por ejemplo si los cambios son en materia fiscal o laboral) o retrasos en la construcción (como necesidad de concesiones o permisos nuevos). Se suelen cubrir con pólizas de seguros.
- **Riesgo Político:** es el riesgo que incluye cuestiones relacionadas con la relación del proyecto con el gobierno y cómo la situación del país afecta al proyecto. Por un lado, el apoyo gubernamental, que se ve amenazado por los cambios de gobierno y las inestabilidades políticas, suele ser muy importante en Project Finance para conceder permisos, acceder a determinados préstamos, obtener garantías y facilitar procesos determinados. Por otro lado, el riesgo país afecta al proyecto, ya que depende en cierta medida de la evolución del país, por ejemplo, en términos de calificación crediticia, y también de la probabilidad de golpes de Estado y colapsos políticos. Se cubre con pólizas de seguros y derivados financieros contra riesgo país.

Se puede afirmar que la formalización de contratos en el contexto de Project Finance es un proceso complejo y dinámico que puede involucrar múltiples contratos interdependientes. Para lograr una estructura contractual viable y sólida, se requiere una estrecha colaboración y coordinación entre las partes involucradas, ya que muchos de estos contratos pueden estar sujetos a restricciones o condiciones previas que deben cumplirse antes de avanzar en el proceso de formalización. Un ejemplo claro de esta complejidad es el hecho de que cerrar un contrato con un sponsor puede resultar difícil sin conocer previamente las fuentes de deuda que complementarán su inversión, o sin conocer el contrato de *offtaking* que proveerá al proyecto de un flujo de caja estable. A su vez, el contrato de *offtaking* requiere que los contratos con los sponsors y los acuerdos de deuda estén cerrados, ya que el *offtaker* necesita estar seguro de que habrá fondos suficientes para producir el producto de la calidad que busca. Por lo tanto, la secuencia para formalizar los contratos no sigue una línea de tiempo fija, sino que se va ajustando y rehaciendo en simultáneo a medida que se va completando la estructura. Este proceso puede ser especialmente complejo en proyectos de larga duración y que involucran a múltiples actores y jurisdicciones, lo que requiere una gestión efectiva de los riesgos y una comunicación clara y transparente entre las partes involucradas. Es importante destacar que la formalización de contratos es un paso crucial para la viabilidad de los proyectos de inversión en Project Finance ya que al establecer acuerdos claros y detallados, se puede reducir la incertidumbre y mejorar la confianza entre las partes, lo que puede facilitar la obtención de financiamiento y el logro de los objetivos del proyecto.

2.2. Quezon Power Project

Como todo Project Finance, el Quezon Power Project fue un proyecto que involucró una estructura contractual compleja. Dado que en el capítulo anterior ya se explicaron los Contratos para Estructura de Capital de Quezon mediante la exposición de la forma de financiación del proyecto, en esta sección se analizarán los Contratos para Estructura Operacional y los Contratos para Asignación de Riesgos del proyecto. Para hacer el análisis más dinámico, se realizará un estudio conjunto de ambas cuestiones, partiendo de cuales fueron los riesgos a los que estuvo expuesto el proyecto.

A. Riesgos de Aprobación

El riesgo de aprobación en el Quezon Power Project fue bajo en relación a habilitaciones gubernamentales, pero alto en cuanto al activismo social. Por un lado, en el proyecto la probabilidad de

que surgieran problemas con la autoridad soberana fue baja porque, como ya se ha comentado en el contexto en el que surgió el proyecto, el país atravesaba una grave crisis energética por lo que la industria de energía era prioridad en la agenda pública. No solo la relación de los sponsors con el gobierno era particularmente buena, sino que las políticas de flexibilización del gobierno facilitaron muchas regulaciones para que el proyecto avanzara rápidamente, como la obtención de las aprobaciones de construcción, medio ambiente y seguridad. Por otro lado, en cuanto a la posibilidad de problemas con grupos activistas, había muchos grupos que estaban realizando manifestaciones activas en esa época, por lo que era un riesgo que estaba presente y ponía en peligro el proyecto desde el principio. En concreto, el grupo "Not In My Backyard" (NIMBY), conocido en español como "Sí, Pero Aquí No" (SPAN), amenazó con manifestarse sobre el terreno de Quezon con quejas medioambientales. Este grupo activista internacional estaba teniendo gran repercusión en todo el mundo por sus denuncias contra todo tipo de industrias, desde aeropuertos a centrales nucleares o parques eólicos. Su ideología se basa en la idea de que las industrias no deben instalarse cerca de las sociedades por sus efectos nocivos para la salud y la vida cotidiana de las personas.

Para intentar mitigar este riesgo en la medida de lo posible, los patrocinadores del Quezon Power Project diseñaron un programa de acción social y desarrollo llamado Plan de Desarrollo Sostenible. Este programa tenía tres pilares: (1) desarrollo económico, en el que los empleados de la central y sus familias recibían ayuda escolar, microcréditos para vivienda y apoyo financiero; (2) protección medioambiental, con programas de gestión de la reforestación y cuidado del agua; y (3) responsabilidad social, con inversiones en escuelas, carreteras, hospitales y servicios básicos en las localidades cercanas a la central.

B. Riesgo de Construcción

El riesgo de construcción en el Quezon Power Project fue mínimo tanto por la seguridad generada por el constructor como por el detallado contrato de EPC que se había firmado y prometía su finalización para diciembre 1999. El contrato EPC estaba muy bien diseñado y constaba de dos partes: la primera abarcaba la ingeniería y el aprovisionamiento, que consistía en el diseño, la adquisición de maquinaria y la garantía de rendimiento del proyecto, y la segunda cubría la gestión del proyecto, que se centraba más en la construcción y la sostenibilidad del proyecto. Sin embargo, como cualquier central eléctrica, el Quezon Power Project corría el riesgo de escasez de material, problemas laborales, problemas geológicos, que podían afectar a la construcción y provocar retrasos y sobrecostos.

Para mitigar el riesgo, se detallaron los aspectos más relevantes del EPC. Se dejaron firmemente establecidas cláusulas sobre fechas de finalización, niveles de rendimiento, impacto ambiental y penalizaciones en caso de incumplimiento. Además, se incluyeron seguros contra riesgos de construcción, procedimientos a seguir en caso de retrasos en la fecha de finalización, y se incluyó en el modelo financiero una línea de contingencia de 35 millones de dólares por si surgían imprevistos.

C. Riesgos Operativos

En cuanto a la explotación del Quezon Power Project, se firmaron dos contratos importantes como punto de partida: (1) el Contrato de Explotación y Mantenimiento de la Central, firmado con el operador Ogden Philippines Operating, que se encargaría de las actividades operativas de la empresa junto con su mantenimiento durante un periodo de 25 años; y (2) el Contrato de Servicios de Gestión, firmado con InterGen Management Services Philippines, filial de InterGen, con el objetivo de asignarle la gestión diaria de las actividades de la central, también por un plazo de 25 años. Sin embargo, aunque el

proyecto también funcionaba con tecnología estándar y era gestionado por empresas experimentadas, seguía habiendo muchos riesgos que había que administrar, recurriendo a contratos y asignándolos a distintos agentes. A continuación, se detallan los más importantes:

- I. Riesgos de suministro de combustible: inicialmente, para reducir el riesgo de enfrentarse a una situación en la que no se disponga de combustible para el funcionamiento de la central, ésta se diseñó para aceptar todas las formas de carbón pulverizado. En cuanto a los proveedores de carbón, se firmaron contratos a largo plazo con dos abastecedores indonesios, PT Adaro y PT Kaltim Prima Coal, ambas empresas de gran prestigio en el sector según el informe del asesor de combustibles, Norwest Mine Services. A cada una se le asignó el 67% y el 33% del suministro total de carbón, con plazos de 25 y 15 años respectivamente desde el inicio de la explotación comercial, condiciones que daban seguridad al proyecto durante toda su vida. Los acuerdos fueron muy detallados, especificaron la cantidad, la calidad y el precio del carbón, y comprometían a los compresores indonesios a encargarse del transporte terrestre y marítimo hasta la central. Según Norwest Mine Services, un consultor independiente, era poco probable que surgieran problemas en la ejecución del suministro de combustible, pero en caso de que surgieran, como el incumplimiento del proveedor o problemas políticos en Indonesia, Quezon disponía de muchas herramientas para resolverlos ya que dada su posición geográfica podía encontrar muy fácilmente otras fuentes de combustible en proveedores de Indonesia o Australia para cubrir potenciales déficits.
- II. Riesgo de contraparte de los PPA: para reducir este riesgo, Quezon se enfocó en la selección cuidadosa de la contraparte con quienes firmaba el acuerdo de PPA y prestó especial atención a las cláusulas del contrato que se exponen a continuación.

Por un lado, se eligió a Meralco como único cliente, una empresa reconocida en el mercado de la distribución de energía en Manila durante más de 100 años, que en aquel entonces suministraba el 75% de las ventas de electricidad a más de 2 millones de clientes. En términos financieros, Meralco demostró un desempeño sobresaliente con ventas por 2.200 millones de dólares, ingresos netos de 189 millones de dólares y un flujo de caja de 267 millones de dólares en 1996. Estos resultados generaron una sólida reputación y previsibilidad para el proyecto, lo que fue altamente valorado por Moody's, quien afirmó que "la solvencia de Meralco compensa sustancialmente la falta de garantía de cumplimiento del gobierno filipino, que era necesaria para respaldar la construcción del proyecto"⁴.

Por otro lado, el contrato de PPA obligaba a Meralco a realizar mensualmente tres tipos de pagos: por capacidad de la planta, por energía vendida, y por costos operativos variables. El contrato, que tenía una duración de 25 años, aseguraba la venta de energía durante toda la vida útil del proyecto. Sobre el volumen, se estipulaba una "mínima cantidad de energía anual garantizada" del 85% de la capacidad de la planta que aseguraba a Quezon la venta de la mayoría de la electricidad producida pero también le asignaba un riesgo grande ya que, si la planta no podía producir suficiente energía, Quezon sería sancionado financieramente. Sobre los precios, el contrato establecía precios que se ajustaban a las tarifas del mercado, pagos estructurados sobre una base mensual para acomodar los gastos

⁴ Moody's Investors Service, *Quezon Power Philippines Co. Credit Ratings*.

de explotación y financieros, y denominación de las ventas en dólares estadounidenses sujetos al tipo de cambio del mercado en el momento del pago, transfiriendo así a Meralco el riesgo cambiario en esa parte de la transacción.

De esta manera, el contrato del proyecto parecía bien articulado, aseguraba una cierta estabilidad a través de un cliente solvente, y las condiciones de pagos generaban firmeza al proyecto con un ratio de cobertura del servicio de deuda (DSCR por sus siglas en inglés) mínimo y medio de 1,55x y 2,22x, respectivamente. No obstante, un riesgo importante radicaba en que Meralco era el único cliente del proyecto, lo que creaba una gran dependencia a su rendimiento. Cualquier imprevisto que afectara a Meralco tendría un impacto directo en el proyecto. En concreto, dos factores podrían causar dificultades a Meralco: (1) su concesión para distribuir electricidad en Filipinas expiraba pocos años después del inicio del proyecto, lo que hacía que su necesidad de electricidad no fuera segura; y (2) si bien la tarifa en dólares protegía al proyecto de los riesgos del tipo de cambio, al hacer recaer este riesgo en su único cliente indirectamente seguía siendo un riesgo significativo para el proyecto.

III. Riesgo de Línea de Transmisión: Quezon mitigó el riesgo de tener obstáculos en la obtención de líneas de transmisión, en su construcción y utilización mediante un contrato llamado Acuerdo de Línea de Transmisión con Meralco. A través del mismo se designaban a Meralco todos los costos relacionados con la línea de transmisión mediante tasas periódicas con una vigencia de 25 años.

IV. Riesgo de Incumplimiento de la Normativa Medioambiental: el proyecto está obligado a seguir un gran número de leyes y normativas, tanto filipinas como internacionales, relacionadas con el impacto del proyecto en el medio ambiente que regulan todas las operaciones diarias del proyecto, desde la producción y el transporte de la electricidad, hasta el tratamiento de residuos y las emisiones de gases de la planta. Ante esta situación, el Quezon Power Project corre el riesgo de incumplir una normativa y ser sancionado, o incluso de que durante el desarrollo del proyecto surjan nuevas normativas que generen gastos superiores a los previstos.

Por ello, la dirección del Quezon Power Project decidió tomar dos medidas principales para mitigar este riesgo: (1) cualquier sobrecoste debido a cambios en las condiciones reglamentarias del gobierno corren a cargo de Meralco, y (2) la presentación de una Declaración de Impacto Ambiental al Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales en la que se declarara por escrito que el proyecto tuvo en cuenta todos los reglamentos para su ejecución y que se ajusta a la totalidad de las normas, junto con el diseño de un plan de seguimiento de los indicadores de impacto ambiental.

V. Riesgo de Cobro: con el fin de mitigar los problemas que pudieran surgir en relación con la recepción de cobros de la contraparte de la operación, se firmó un Acuerdo de Fideicomiso y Retención. Este acuerdo declaraba la creación de un Fideicomiso con cuentas bancarias en dólares estadounidenses y pesos filipinos para recibir los ingresos operativos y extraordinarios, si los hubiera, y a partir de los cuales se generarían los pagos comerciales y financieros.

D. Riesgos Macroeconómicos

El hecho de que el Quezon Power Project esté situado en Filipinas tiene muchas repercusiones en términos de riesgos. A continuación se enumeran los más importantes:

- I. **Riesgos de Tipo de Cambio:** para mitigar los riesgos inherentes a la conversión del tipo de cambio, como ya se comentó, la dirección del Quezon Power Project decidió que los ingresos comerciales del contrato con Meralco se hicieran en dólares estadounidenses. De este modo se alinea la moneda de los ingresos con la de las obligaciones financieras. Por otra parte, los gastos de explotación y mantenimiento se hacen en pesos filipinos, lo que presentaba una ventaja para el proyecto dada la forma de sus ingresos. Hay que señalar que, incluso con esto establecido, el proyecto sigue corriendo el riesgo de no poder disponer de las divisas cuando lo necesite, ya que el Banco Central de Filipinas tenía la potestad para restringir temporalmente las transacciones en divisas cuando lo considere necesario.
- II. **Riesgo Político:** durante la estructuración del proyecto este riesgo no se consideró un factor relevante debido a que, a pesar de que en el pasado Filipinas había atravesado periodos de turbulencia política y social, con alta inflación, devaluación y restricciones comerciales, en los últimos años se habían implementado reformas gubernamentales para flexibilizar el mercado y liberar la economía. Estas medidas habían mejorado significativamente los indicadores económicos del país, con un crecimiento real del PBI y altos rendimientos para las inversiones. Sin embargo, como medida preventiva y para mitigar cualquier posible riesgo, el Quezon Power Project decidió recurrir a contratos de garantía pública contra riesgo país de US Eximbank.

El informe de 1997 del ingeniero independiente R.W. Beck destacó la solidez del proyecto, señalando lo siguiente: “la gran responsabilidad de los constructores y de los encargados de la explotación, el destacable mantenimiento de la central, la tecnología probada, y la eficaz mitigación de los riesgos políticos y financieros hicieron que el proyecto estuviera adecuadamente diseñado”⁵. La asignación de riesgos pareció ser muy efectiva y en los primeros años del proyecto se avanzó sin contratiempos. Los riesgos de aprobación fueron reducidos gracias a que PMR e Intergen lograron obtener todos los permisos en tiempo y forma, y la búsqueda de financiamiento fue exitosa. Además, el cierre del contrato con Manila ofrecía buenas perspectivas para la actividad operativa en el futuro. Sin embargo, durante la construcción sobrevino la crisis asiática, que afectó a todos los países de la región. Afortunadamente, el proyecto Quezon Power no se vio afectado de forma significativa ya que: (1) la construcción a cargo de Bechtel transcurrió sin contratiempos gracias a la experiencia y el compromiso de la compañía; (2) el contrato con Meralco fue bien estructurado y los problemas mínimos que surgieron pudieron resolverse sin obstaculizar significativamente las operaciones del proyecto; y (3) aunque el riesgo país fue en aumento, el proyecto estaba sólidamente respaldado por la garantía de US Eximbank, que fue esencial para garantizar el pago de las deudas y proteger la inversión de los accionistas.

2.3. Casos Comparables

En particular, resultan interesantes tres aspectos del Quezon Power Project con relación a los riesgos: (1) el bajo riesgo de construcción durante todo el desarrollo del proyecto, (2) la capacidad de llevar a cabo operaciones comerciales sin incumplimientos por parte del *offtaker*, y (3) la elección de una

⁵ Henry A. Davis, *Project Finance: Practical Case Study*.

garantía privado contra riesgos políticos. A continuación, se profundiza en estos aspectos a través de los proyectos comparables Casecnan Project, Dabhol Power Company y CBK Project.

I. Casecnan Project

En primer lugar, es inusual que un proyecto de financiación cuente con una empresa constructora de la envergadura y prestigio de Bechtel, con contrato de EPC particularmente bien estructurado y que demuestre una excelente ejecución durante todo el proyecto. En esta sección se analizará el riesgo de construcción del proyecto Casecnan para comprender los posibles desafíos de construcción en un Project Finance y cómo pueden resolverse. Este proyecto, dedicado a la irrigación y generación de energía hidroeléctrica en Luzón en los años 90, enfrentó importantes obstáculos durante su fase de construcción debido al incumplimiento de las obligaciones del constructor inicial.

El proyecto de Casecnan firmó el EPC con dos empresas relativamente nuevas en el mercado, Hanbo Construction and Engineering Company y You One Engineering and Construction Company, la primera una constructora internacional y la segunda una especializada en proyectos de túneles. Dado que su inexperiencia podía generar complicaciones, el proyecto de Casecnan tomó tres medidas para mitigar los riesgos: establecer un contrato de construcción con precio fijo y fecha límite determinada, asignar un presupuesto significativo para contingencias, y obtener una carta de crédito emitida por Korea First Bank que garantizara el 50% de las penalizaciones por incumplimiento.

A pesar de que se contaba con una aparentemente adecuada cobertura de riesgos, a mediados de 1997, después de varios meses de construcción y un considerable avance, el proyecto Casecnan decidió rescindir el contrato EPC. Esto se debió a que Hanbo Steel, garante del contrato EPC y matriz del constructor principal, había sido obligado a declararse en quiebra meses antes por sus bancos, y Casecnan consideraba que esto podría tener un impacto negativo en el futuro del proyecto. A raíz de esta situación, el directorio de Casecnan tomó medidas inmediatas y comenzó la búsqueda de un nuevo contratista. A pesar de no contar aún con la garantía del Korea First Bank, el equipo directivo demostró un sólido compromiso con el proyecto al actuar de manera proactiva para garantizar la continuidad de la construcción. Esta capacidad de respuesta rápida se debió, en parte, a una adecuada gestión de riesgos que incluyó la asignación de un presupuesto mayor al necesario para cubrir posibles sobrecostos.

El consorcio de constructores que asumió el nuevo EPC estuvo liderado por dos compañías italianas, Cooperative Muratori e Cementisti di Ravenna e Impresa Pizzarotti & C Spa, en colaboración con Siemens AG, Sulzer Hydro Ltd, Black & Veatch y Colenco Power Engineering Ltd. El nuevo contrato, regido por la ley italiana, estableció una fecha de finalización razonable y aumentó los gastos por daños y perjuicios de US\$65,000 a US\$125,000 por día, lo que aseguró que el contratista asumiera todo el riesgo de construcción y se esforzara por cumplir con la fecha límite. Además, se realizaron mejoras en la maquinaria y las instalaciones para construir, entre otras medidas, lo que brindó mayor confianza y tranquilidad en el mercado a Casecnan y sus inversores.

Casecnan intentó hacer uso de la carta de crédito emitida por Korea First Bank, pero se encontró con el obstáculo de que el banco se negó a hacerla efectiva. Ante esta situación, Casecnan se vio obligado a demandar al banco en el Tribunal del Estado de Nueva York, donde se dictaminó que Korea First Bank debía transferir 80 millones de dólares en concepto de daños por incumplimiento de contrato. Esta situación tomó por sorpresa a Casecnan, ya que una de las medidas de mitigación de riesgos había sido la elección del segundo banco comercial más grande de Corea del Sur como garante. Sin embargo, su negativa a hacer valer la carta de crédito se debió a asuntos relacionados con investigaciones criminales,

esquemas fraudulentos y sobornos que involucraban a las autoridades surcoreanas, problemas completamente imprevisibles.

Inicialmente, el nuevo constructor logró avanzar con éxito en el proyecto, pero se presentaron problemas con la roca del suelo que obstaculizó el avance de los trabajos de construcción de los túneles, lo que resultó en un importante contratiempo. Como resultado, la fecha de finalización tuvo que ser pospuesta siete meses hasta abril de 2001, según lo recomendado por un consultor independiente. Además, la situación de la construcción comenzó a generar quejas por salarios impagos y a afectar la organización de los trabajadores. Si bien esto no afectaba las fechas de las obligaciones financieras, el margen era cada vez más reducido, ya que en diciembre de 2000 y abril de 2001 había pagos de principal que iban a absorber 6 millones de dólares de los fondos reservados para el servicio de deuda. Finalmente, en octubre de 2001 se completó la construcción del proyecto y se esperaba que empezara a funcionar en noviembre del mismo año.

En conclusión, el Casecnan Project pudo terminar la construcción a pesar de carecer de un constructor sólido, garantías firmes y un análisis detallado del suelo gracias al firme compromiso del consejo de administración. Mientras que el Proyecto Quezon Power tenía la ventaja de contar con un constructor fiable, un análisis detallado del suelo y garantías sólidas que no necesitó utilizar, el Proyecto Casecnan se distinguió por conseguir terminar la construcción principalmente gracias a su excepcional equipo directivo, que, ante los obstáculos, buscó rápidamente nuevas opciones y fue capaz de encontrar constructores eficientes para continuar con el proyecto. Este caso pone de relieve la importancia decisiva que tienen para el éxito del proyecto de construcción unas sólidas garantías de instituciones financieras fiables, un presupuesto para imprevistos, un fondo de reserva para el servicio de la deuda y unos patrocinadores comprometidos.

II. *Dabhol Power Company*

En segundo lugar, el Quezon Power Project tuvo éxito en establecer relaciones comerciales óptimas con su *offtaker*, el cual nunca incumplió con los acuerdos. A pesar de algunos cambios menores, las operaciones comerciales se desarrollaron sin mayores inconvenientes. En contraste, la Dabhol Power Company (DPC), una central eléctrica india, tuvo múltiples problemas relacionados con su PPA, ya que el único comprador de los servicios del proyecto paralizó las operaciones al acusar al consejo de condiciones inalcanzables que favorecían injustamente a los inversores.

El proyecto DPC firmó un contrato de venta de energía con Maharashtra State Electricity Board (MSEB) por un periodo de 20 años, con la posibilidad de extenderlo por 5 o 10 años adicionales. Este contrato entraba en vigor inmediatamente después de la construcción, que duraba tres años, e incluía todas las penalizaciones en caso de incumplimiento por ambas partes. Además, el riesgo de crédito estaba cubierto de varias maneras: (1) MSEB proporcionaba una carta de crédito; (2) el gobierno de Maharashtra garantizaba todas las obligaciones de MSEB; y (3) el gobierno indio proporcionaba una contragarantía durante 12 años (duración menor al periodo de vigencia del PPA) con un límite de 300 millones de dólares, con la capacidad de redirigir la venta de energía a otros compradores con su aprobación.

En agosto de 1995, la compañía eléctrica MSEB canceló el PPA con DPC debido a que consideraba que los costes estaban inflados, que las tarifas eléctricas pactadas eran excesivas, que las cantidades superaban las necesidades de la zona. Además, se acusaba al proyecto que la tecnología era ineficiente y que el proyecto no cumplía con ciertas prácticas medioambientales. En respuesta, el directorio de

DPC inició un proceso de arbitraje en Londres, en el cual MSEB no pudo defenderse de manera efectiva debido a la falta de justificación de su accionar. Como resultado, MSEB estuvo a punto de tener que pagar penalizaciones enormes, pero propuso una renegociación del PPA. Las cuestiones que se revisaron incluyeron: (1) un aporte de capital de MSEB necesario para ser propietaria del 30% del proyecto; (2) una reducción del coste del proyecto de 2.500 millones de dólares a 1.800 millones de dólares; (3) un aumento del rendimiento del proyecto; (4) alternativas al GNL importado como petróleo o nafta nacional; y (5) un cambio en el precio de la electricidad, que pasaba de 7 a 5,4 centavos por kilovatio hora.

En mayo de 1999, se inició la etapa operativa del proyecto una vez terminada la construcción. Durante varios meses, MSEB compró las unidades de electricidad pactadas al precio establecido, pero su situación financiera comenzó a deteriorarse con el tiempo. Finalmente, MSEB no pudo seguir cumpliendo con sus obligaciones, lo que llevó a la necesidad de tomar medidas. Dado que DPC no podía vender a compradores que no fueran el gobierno, intentó persuadir al gobierno para cambiar esta ley y acceder a otros compradores, pero no recibió respuesta. Así, debido a las importantes irregularidades en el proyecto generadas por el hecho de que MSEB no efectuara los pagos correspondientes y el gobierno regional y nacional no cumpliera las garantías acordadas, DPC se vio obligada a incumplir los contratos financieros y de suministro de materias primas. Finalmente, en mayo de 2003, MSEB canceló efectivamente el PPA, dejando a DPC sin otra alternativa que suspender las operaciones de la planta.

En conclusión, el caso de Dabhol Power Company ilustra claramente cómo el riesgo asociado al PPA puede afectar seriamente a la viabilidad de un proyecto, a diferencia del Quezon Power Project, cuyo riesgo comercial tenía una cobertura adecuada y no presentó inconvenientes significativos. El proyecto DPC ilustra cómo el incumplimiento del *offtaker* puede desencadenar una situación en la que la planta no puede cumplir con los pagos de sus otros contratos operativos y financieros, llevando al proyecto a una situación crítica. Además, el fracaso de las garantías gubernamentales en este caso demuestra que las medidas de mitigación de riesgos pueden resultar insuficientes cuando se enfrenta a situaciones extremas.

III. *Caliraya, Botocan and Kalyaan Project*

En tercer lugar, el Quezón Power Project optó por un seguro de riesgo político convencional, de carácter público proporcionado por el US Eximbank. En cambio, el Proyecto Caliraya, Botocan y Kalyaan (CBK), una central hidroeléctrica filipina, tuvo que mitigar sus riesgos políticos mediante una garantía privada para poder actuar con rapidez y mayor cobertura. Aunque el Proyecto CBK se desarrolló en el mismo país y en la misma década que el Quezon Power Project, su dependencia estrecha con el gobierno, dado que su único comprador era la compañía eléctrica estatal, implicó un riesgo sustancialmente mayor.

En aquella época, era habitual que los patrocinadores obtuvieran seguros políticos de organismos públicos de crédito, como el US Eximbank, sin embargo, estos procesos solían tener coberturas conservadoras que no incluían riesgos importantes y se caracterizaban por procesos prolongados. Primero, los riesgos políticos a los que se enfrentaba el CBK Project fueron elevados puesto que el importe de la construcción era grande en comparación con otros proyectos del país, y la mayor parte del equipo técnico debía importarse de Argentina. Segundo, la rapidez en la cobertura del proyecto CBK fue esencial porque estar atado al gobierno no era conveniente para avanzar en la estructuración del proyecto ya que los inversores veían con desconfianza esta relación, la incertidumbre política alejaba

a los prestamistas y los procesos gubernamentales eran inseguros para los agentes operativos. Además, el proyecto desde el principio sufrió numerosos retrasos debido a tres factores que obstaculizaron su avance: (i) el contrato con NPC se obtuvo después de un largo periodo de tiempo, ya que el gobierno se mostró escéptico a aceptar una oferta de un sponsor argentino y no local; (ii) el proceso de aprobación fue largo por parte del Banco Central de Filipinas y los Departamentos de Justicia, Energía y Medio Ambiente; y (iii) los patrocinadores carecían de experiencia previa en el país, lo que les dificultó identificar los documentos necesarios para presentarlos al departamento financiero. Es por esto que, a pesar de contar con un acuerdo formal de consentimiento del gobierno para el pago del NPC, era imprescindible obtener una cobertura adecuada para no afectar su avance, facilitar la búsqueda de financiamiento, y completar el proceso de estructuración de manera efectiva.

En vista de esta situación, se optó por un seguro privado de riesgo político que proporcionara una cobertura eficaz en un plazo razonable. Este tipo de seguro se estaba convirtiendo en una opción cada vez más popular en el mercado porque, aunque los tipos de interés eran más elevados, se justificaban por la rapidez en la obtención, la flexibilidad en cuanto a los importes de la deuda, y la amplia cobertura proporcionada en términos de riesgos a cubrir. Se obtuvo un paquete de seguros privados que cubrió el valor nominal total de los pagos de principal e intereses de todas las deudas del proyecto, lo que proporcionó una seguridad adicional en caso de que el proyecto no pudiera reembolsar su deuda por motivos políticos. Para garantizar la aceptación del paquete en el mercado, se propuso elaborar una póliza única que incluyera a las trece aseguradoras participantes, entre ellas AIG, Zurich Insurance Company, ACE Global Markets de Lloyds of London, Sovereign y XL Brockbank. Para que la garantía fuera completa y comprensible, se propuso una póliza sin exclusiones innecesarias que cubriera: (1) los riesgos patrimoniales, como la confiscación de activos de la empresa sin indemnización justa, la desinversión forzosa, la retirada de licencias y permisos y los daños físicos debidos a problemas políticos; y (2) los riesgos relacionados con el comercio, como la imposibilidad de cambiar una moneda por otra para hacer frente a determinadas obligaciones, la imposibilidad de realizar transferencias internacionales y el impago del gobierno.

Durante el transcurso del proyecto, a CBK se le materializaron varios problemas políticos y financieros. En primer lugar, la economía del país se vio afectada por la devaluación del peso filipino, lo que agravó la situación financiera y política. En segundo lugar, el acuerdo de *offtaking* tuvo varias reformulaciones por parte del organismo estatal. Y, en tercer lugar, se produjo un escándalo político importante cuando uno de los patrocinadores fue acusado de corrupción política en relación con su participación en CBK, afirmándose que la concesión en el proyecto se obtuvo mediante un soborno al presidente Joseph Estrada. A pesar de estos problemas, el paquete de riesgos permitió afrontar estas tensiones y proporcionó tranquilidad al mercado.

En conclusión, cuando se trata de un proyecto con riesgos elevados y la necesidad de una cobertura amplia y rápida, la opción de la cobertura privada puede resultar altamente eficaz. Aunque en el caso de Quezón Power Project esta opción no era necesaria porque el proyecto estaba menos expuesto a riesgos y disponía de más tiempo para conseguir una cobertura pública, en el caso de CBK sí fue esencial contar con la opción de coberturas privadas. Este proyecto demostró que el paquete de cobertura privada es una alternativa valiosa, ya que les permitió afrontar los obstáculos con eficacia y, aunque resultó más costosa, su flexibilidad y rapidez pueden marcar una gran diferencia en el desarrollo del proyecto.

Capítulo 3: Financiamiento público del Project Finance

A mediados de los años 90, el Project Finance optó por un camino alternativo al de la banca tradicional y se adentró en el mercado de capitales, ofreciendo a los inversores la posibilidad de invertir en proyectos en países emergentes a través de bonos. En este capítulo, se examinará la opción de financiar un proyecto mediante la emisión de títulos de deuda pública, analizando sus desafíos, ventajas y desventajas en comparación con otras alternativas. Se terminará de analizar el Quezon Power Project focalizándose en su experiencia en el mercado público y comparándola con la del proyecto Paiton Energy.

3.1. Marco Teórico

I. Project Finance en el Mercado de Capitales

Desde los inicios del Project Finance, los bancos comerciales de Estados Unidos y Europa fueron la principal fuente de financiamiento para proyectos de infraestructura. Sin embargo, a mediados de los años 90, estas instituciones financieras fortalecieron sus políticas de préstamo y aumentaron los requisitos para acceder a créditos. Se solicitó más documentación, se alargaron los procesos de solicitud y se restringieron los términos de los productos que ofrecían, perdiendo así algunas de sus ventajas características y abriendo la puerta a un mercado alternativo que los reemplazara. Como resultado, el mercado de capitales comenzó a atraer a los patrocinadores de proyectos con términos innovadores, como largos plazos de financiamiento, bajos precios fijos, tiempos de ejecución rápidos y una amplia base de inversores. Además, esta fue una gran oportunidad para los inversores, que podían ahora diversificar sus carteras con proyectos de infraestructura en países emergentes, con productos cada vez más atractivos en cuanto a industrias, geografías y estructuras contractuales.

Así, instrumentos que antes solo estaban disponibles para el sector público se convirtieron en una opción viable para los inversionistas privados. Con el tiempo, el mercado de instrumentos financieros para infraestructuras fue creciendo cada vez más y estos se consolidaron como una nueva *asset class*, cubriendo hoy en día proyectos como centrales eléctricas en Estados Unidos y Sudeste Asiático, parques eólicos en Europa y proyectos de petróleo y gas en América Latina. Según Dailami en *The Emerging Project Bond*



Source: Credit Agricole Securities, *Project Bond Fundamentals*

Market: Covenant Provisions and Credit Spreads, “el volumen total de emisión (de Project Bonds) en todo el mundo ha sido del orden de 25.000 millones de dólares en 2001, de los cuales aproximadamente un tercio se atribuye a bonos emitidos por proyectos situados en países en desarrollo”. Según Credit Agricole Securities en su informe *Project Bond Fundamentals* el volumen global de Project Bonds alcanzó 64.000 millones de dólares a nivel global en el 2017. En términos geográficos, Estados Unidos lideró con 19.000 millones de dólares, seguido por EMEA con 25.000 millones de dólares, América Latina con 9.000 millones de dólares y Asia-Pacífico con 7.000 millones de dólares. En ese mismo año, las emisiones de bonos para proyectos de energía fueron 26.000 millones de dólares, las de infraestructura alcanzaron 23.000 millones de dólares, y por último los proyectos de recursos naturales 14.900 millones de dólares.

II. ¿Qué son los Project Bonds?

Los Project Bonds son herramientas del mercado de capitales diseñadas para proveer financiamiento a proyectos a largo plazo con altas necesidades de capital. Su naturaleza se basa en la característica fundamental del Project Finance: flujos de caja estables y predecibles gracias a estructuras contractuales sólidamente definidas y seguras. Por consiguiente, estos instrumentos brindan a los inversores una inversión segura y rentable, mientras que ofrecen a los proyectos acceso a fuentes de financiamiento con características ventajosas, aunque también con ciertos desafíos, que son analizadas a continuación.

Ventajas y Desventajas

Algunas de las ventajas que caracterizan a los Project Bonds frente a la deuda bancaria son:

- Precio fijo: tienen esquemas de cupón fijo a diferencia de los créditos bancarios que se caracterizan por aumentar periódicamente (*step-up*).
- Plazos largos: tienen plazos mayores que los préstamos de la banca tradicional, pudiendo llegar a periodos de 20 años o más. Esto es beneficioso para los sponsors, que pueden alinear el plazo de la deuda con el del *offtaking agreement*, y para los inversores, que buscan invertir su capital con horizontes de largo plazo.
- Monto de la financiación: dada la cualidad institucional de los inversores de los Project Bonds y el extenso mercado al que se accede a emitirlos, el tamaño de la transacción suele ser mayor al de los créditos bancarios, pudiendo cubrir un gran porcentaje de la deuda total del proyecto.
- Diversificación de inversores: a diferencia del financiamiento con créditos bancarios, que puede provenir de uno o unos pocos bancos, en el mercado de capitales la fuente de financiación es masiva. Por consiguiente, para lograr satisfacer las necesidades de esta amplia red de inversores, existe en el mercado de capitales la posibilidad de emitir muchos tipos de instrumentos.
- Covenants más flexibles: a diferencia de los préstamos convencionales, suelen focalizar sus restricciones en *incurrence covenants* y no en *maintenance covenants*, lo cual proporciona flexibilidad a los sponsors.
- Flexibilidad en el perfil de amortización: dada la posibilidad de emitir muchos tipos de instrumentos en el mercado de capitales, los Project Bonds pueden diseñarse acorde a las necesidades del proyecto que financian. De esta manera, se pueden incluir periodos de gracia y amortizaciones en línea con los ingresos del proyecto.
- Ejecución rápida: el proceso de lanzar bonos en el mercado es ágil y suele tener una duración de entre dos y tres meses.

Algunas de las desventajas de los Project Bonds son:

- Costo de la transacción: el costo de acceso al mercado de capitales es elevado debido a los altos niveles de documentación requeridos y las instancias de estudio profundo del proyecto (*due diligence*) necesarias para cumplir con las normativas que lo regulan. Este proceso puede resultar muy costoso y no todos los proyectos tienen la capacidad financiera para llevarlo a cabo.
- Requisitos regulatorios: el mercado de capitales está fuertemente regulado por una estricta ley que estipula los procedimientos que se pueden y no se pueden realizar al operar en el mismo

con el objetivo de proteger a los inversores del fraude, del uso de información privilegiada y de la manipulación del mercado. En contraste con el mercado bancario, la emisión en la Bolsa de Valores requiere un proceso de *due diligence* e instancias de reporte muy detallado tanto antes como después de salir al mercado. Cada país tiene su Bolsa de Valores y sus propias leyes que protegen a los inversionistas, pero la gran mayoría de los proyectos se estructuran según la reglamentación de la SEC por su carácter internacional, independientemente de donde vaya a ser la emisión.

- Prestamistas atomizados: como se mencionó previamente, acceder al mercado de capitales es acceder a una masa de inversores muy extensa, lo que es beneficioso en múltiples sentidos, pero también puede llegar a ser tedioso cuando es necesario tener el consentimiento de todos los inversores ante cierta eventualidad. En el caso de que durante la vida del bono surja la necesidad de hacer cambio en alguna documentación se necesita el consentimiento de todos los prestamistas, y el problema radica principalmente en que los inversores tienen distintos perfiles, con distintos intereses, y distintas percepciones de la inversión, por lo que llegar a un acuerdo puede ser complicado. Una solución a esto se suele acceder a tener un fideicomisario para ayudar en la búsqueda de la armonía entre los inversores, pero aun así será un proceso más largo que trabajar con un banco particular.

Inversores

Los inversores que suelen acceder a los Project Bonds en el mercado de capitales son principalmente institucionales ya que, como se comentó previamente, tienen un mayor conocimiento técnico para analizar la viabilidad de los proyectos e invertir con criterios lógicos, además de disponer de más capital y un perfil temporal de más largo plazo. Las compañías de seguros son las principales interesadas en invertir, seguidas de grandes gestoras de activos y fondos de deuda especializados en infraestructuras. Asimismo, es importante destacar que los Project Bonds no solo están al alcance de los grandes inversores, sino también de los inversores minoristas a través de fondos de inversión que agrupan pequeños inversores. Esto les permite diversificar su cartera y acceder a oportunidades de inversión que, de otro modo, estarían fuera de su alcance.

En cuanto a la localización de los inversores de Project Bonds en países emergentes, la mayoría proceden de Norteamérica y Europa. Sin embargo, es importante señalar que los inversores locales desempeñan un papel importante en este tipo de inversiones, no sólo por las sumas que pueden aportar, sino también por el papel que desempeñan en el desarrollo del proyecto y el impacto en la comunidad. Los inversores locales, incluidos los fondos de pensiones y los fondos soberanos, tienen un conocimiento más profundo de la economía y las condiciones políticas de su país de origen, lo que les permite evaluar con mayor eficacia los riesgos y las oportunidades de inversión. La inversión local puede ayudar a impulsar el crecimiento económico, mejorar la calidad de vida de los habitantes de la comunidad en la que se desarrolla el proyecto, y puede mejorar la aceptación y el apoyo a los proyectos de infraestructuras por parte de los ciudadanos locales.

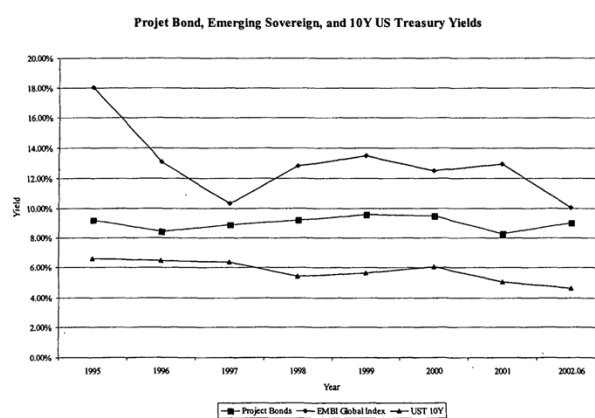
Costo del Endeudamiento

El costo de financiamiento de un Project Bond se puede determinar a grandes rasgos por dos componentes: la estructura contractual del proyecto, que incluye variables como el importe, el vencimiento, los contratos y las garantías, y las instituciones circundantes, incluido el entorno político y económico. En la práctica, los inversores establecen los precios de los instrumentos financieros evaluando transacciones comparables recientes y utilizando los precios de cierre y los niveles de

negociación secundaria como referencia. Luego, consideran factores específicos de cada proyecto y realizan los ajustes necesarios para determinar un precio justo. En particular, las calificaciones crediticias sólidas, las zonas geográficas con bajo riesgo país y los contratos de *offtaking* confiables suelen resultar en ajustes positivos.

En su informe *Pricing of Project Finance Bonds: A Comparative Analysis of Primary Market Spreads*, Guedes y Pinto analizan los determinantes de los costos de Corporate Bonds y Project Bonds mediante una muestra de 46,433 Corporate Bonds y 763 Project Bonds. Se concluye que hay varios factores en común, como el tiempo hasta el vencimiento, el tamaño de la transacción, el riesgo de divisas, el número de bancos implicados, el riesgo país, la volatilidad del mercado, entre otros. Sin embargo, en el caso de los Project Bonds, también se considera el desempeño de los patrocinadores del proyecto. Además, Guedes y Pinto concluyen que los Project Bonds tienen, en promedio, mayores spreads que las alternativas de Corporate Bonds de igual calificación crediticia.

Dailami y Hauswald en su informe *The Emerging Project Bond Market: Covenant Provisions and Credit Spreads* toman una muestra de 105 bonos entre 1993 y 2002 y concluyen que en el mercado se pueden observar tres tendencias importantes. Primero, los Project Bonds cotizan a un spread promedio de 300 puntos básicos encima de los bonos comparables del Tesoro de Estados Unidos. Segundo, hay un alto grado de variación entre los spreads de los Project Bonds que depende de las cualidades específicas del proyecto, las características de los bonos y la calidad de las instituciones jurídicas de los países anfitriones. Tercero, los costos de los Project Bonds son inferiores a los de los bonos soberanos comparables de los mercados emergentes (Índice Global EMBI de JP Morgan). Aun así, los autores señalan que solo los proyectos más solventes tienen acceso al mercado de capitales y los patrocinadores se esfuerzan en diseñar cuidadosamente la estructura organizativa cuando planean financiar a través de los mercados de deuda pública. De esta forma, solo los bonos de Project Finance de alta calidad y bien diseñados, con calificaciones crediticias y rendimientos de emisión sobresalientes, tienen acceso al mercado, en comparación con un grupo más amplio y diverso de prestatarios corporativos y soberanos.



Source: *The Emerging Project Bond Market: Covenant Provisions and Credit Spreads*

Rating Crediticio

Cuando un Project Finance decide acceder al mercado de capitales, es sometido de inmediato al juicio crediticio de agencias de calificación como Standard & Poor's, Moody's y Fitch. Durante la fase inicial de emisión y en el seguimiento continuo posterior, se lleva a cabo un análisis para evaluar el rendimiento del proyecto y de todas las partes relacionadas, el cual arroja un resultado que indica el grado de solvencia del proyecto. La calificación obtenida es de gran importancia ya que actúa como referencia para los inversores, quienes determinan si la deuda propuesta se ajusta a su perfil de riesgo en función de la evaluación del proyecto.

Los equipos de calificación crediticia realizan un minucioso estudio que cubre una amplia cantidad de variables tanto cualitativas como cuantitativas. Cada una de estas variables tiene un peso específico y

su alcance varía según el sector en el que se desarrolla el proyecto y su ubicación geográfica. Según Fitch, algunos de los puntos que suelen ser objeto de análisis incluyen:

- i. Riesgos de Operación, Ingreso y Renovación de Infraestructura: se aborda lo relacionado con la operatividad del proyecto, incluyendo la generación de caja, los posibles problemas que puedan surgir, los términos de los contratos, y la viabilidad general de las actividades.
- ii. Estructura de la Deuda: se detallan los diferentes tipos de deuda que la compañía ha adquirido, incluyendo los montos, los costos, los prestamistas involucrados y los términos acordados. Además, se realiza una evaluación de la liquidez del proyecto, analizando cómo éste hará frente a sus obligaciones financieras, y se describen los distintos tipos de coberturas con derivados que se han implementado para minimizar los riesgos asociados a la deuda.
- iii. Perfil Financiero: se utilizan técnicas de sensibilidad para evaluar la liquidez del emisor y su nivel de apalancamiento ante posibles cambios en la estructura comercial y en la estructura de capital de la compañía.
- iv. Riesgo de Conclusión: se examinan los riesgos de que el proyecto no finalice en tiempo y forma, se evalúa la probabilidad de ocurrencia, se describen las herramientas utilizadas para mitigarlos y se analiza su impacto sobre la situación financiera del proyecto.
- v. Riesgos Macro: se abordan los riesgos macroeconómicos que pueden afectar al proyecto, incluyendo la situación del país y la calidad de sus instituciones. Además, se analizan los factores específicos de la industria en la que se desenvuelve el proyecto, teniendo en cuenta sus condiciones actuales y sus ventajas y desventajas.

Es importante destacar que la calificación crediticia de un proyecto y la de su país anfitrión están estrechamente relacionadas, cuestión que toma gran relevancia en los Project Finance que se llevan a cabo en países en desarrollo. Es así ya que la posibilidad de que un proyecto tenga éxito depende en gran medida del entorno en el que se desarrolla, incluyendo la facilidad para establecer relaciones comerciales, la existencia de un marco institucional que proporcione facilidades para las estructuras contractuales, y las oportunidades de acceder a los mercados financieros internacionales para obtener fondos. Aunque la calificación crediticia de un proyecto puede ser superior o inferior a la de su país anfitrión, existen firmes opiniones en el mercado según las cuales la calificación de un proyecto no debería superar el riesgo del soberano o, en su defecto, superarlo con un límite de uno o dos niveles de calificación. Este límite puede parecer razonable, ya que incluso si un proyecto es de alta calidad, su nivel de riesgo se ve indudablemente afectado por las condiciones macroeconómicas del país. Sin embargo, la cuestión es un tanto compleja, ya que este límite también podría impedir que proyectos excepcionales obtuvieran una calificación adecuada, que podría ser muy superior a la del soberano, aunque tuvieran razones especiales para ello.

Estadio del Proyecto

El momento de acceso al mercado de capitales es crucial y debe ser cuidadosamente considerado, ya que hacerlo durante la construcción o una vez que esta haya finalizado puede marcar una gran diferencia en el nivel de riesgo involucrado. La emisión de bonos durante la etapa de construcción de un Project Finance conlleva un alto riesgo, ya que durante esta fase la predictibilidad de los flujos se ve amenazada. En otras palabras, la fuente de ingresos que se utilizará para pagar los intereses y el principal del bono aún no está completamente establecida y puede estar sujeta a cambios imprevistos durante la construcción. Como resultado, la calificación de riesgo de los bonos emitidos durante esta etapa podría

ser menor, lo que podría reducir el interés de los inversores y afectar negativamente el precio del bono en el mercado secundario.

Asimismo, es importante tener en cuenta que en el mercado de capitales los fondos son captados de una sola vez, y emitir bonos durante la construcción del proyecto puede conllevar un desfase entre la recepción de los fondos de deuda y la necesidad de estos, generando costos financieros en un momento en que aún no se han percibido ingresos comerciales. Esta secuencia, conocida como "carry negativo", puede resultar en una carga financiera adicional para el proyecto y aumentar su nivel de riesgo. De todas maneras, nótese que en el mercado de capitales hay muchas estructuras complejas que buscan disminuir el impacto de ciertas condiciones, como por ejemplo desembolsos diferidos o financiación híbrida. En el primer caso, los fondos se ponen a disposición del patrocinador a lo largo de un tiempo predeterminado con desembolsos múltiples, lo que permite que cada uno de los desembolsos se corresponda en el momento en que se prevé que serán necesarios y por el tamaño específico requerido. En el segundo caso, la financiación se busca tanto a través de un préstamo bancario tradicional como de un bono, en el que una fuente de financiación cubre la fase de construcción y la otra cubre el resto de la vida del proyecto.

Proceso de Lanzamiento

La emisión de un Project Bond tiene una duración de aproximadamente tres meses, una vez que la estructura del Project Finance ya está armada con las respectivas estructuras legales y fiscales. Los pasos para la emisión son los siguientes:

1. Mandato del Lead Manager: uno o más bancos se asignan para gestionar la transacción y estructurar la oferta de los bonos, determinando características como el tamaño, fecha de salida al mercado y potenciales inversores.
2. Pre-launch: se lleva a cabo el *due diligence*, se prepara el prospecto, y se preparan los principales documentos de la transacción. Este paso puede durar un mes y se necesitan servicios legales, financieros y de agencias calificadoras de rating.
3. Launch y Roadshow: se anuncian oficialmente los bonos en el mercado y se comienzan las conversaciones y presentaciones con las calificadoras de riesgo y los potenciales inversores. Se parte de un prospecto preliminar minuciosamente preparado por el Lead Manager, en el cual se proporciona una descripción detallada del proyecto, incluyendo información sobre los patrocinadores, la estructura contractual, la estructura de capital, y otros aspectos relevantes, sin embargo, aún no se anuncia el Principal ni el Interés de los bonos.
4. Fijación de precio: se determina el Principal y el Interés del bono en línea con el interés observado de parte de los potenciales inversores en el Roadshow.
5. Constitución del Prospecto Final y Firma: se prepara y ejecuta el Prospecto Final.
6. Emisión: la emisión de los bonos se lleva a cabo después de tres a cinco días de la firma del prospecto final y otros documentos relevantes. Los prestamistas analizan cuidadosamente el rendimiento que podrían obtener del bono, teniendo en cuenta la información proporcionada por el Lead Manager y los informes de las agencias calificadoras de riesgo. Este análisis es crucial para determinar la demanda y el precio del bono en el mercado.

3.2. Quezon Power Project

Como se mencionó en el primer capítulo de este trabajo, el Quezon Power Project optó por buscar financiamiento en el mercado de capitales con el objetivo de diversificar sus fuentes de financiación y aprovechar las oportunidades del mercado. La emisión se llevó a cabo un año después de iniciada la construcción, en sustitución de uno de los préstamos tradicionales respaldados por la OPIC. Así, los bonos con una duración de 20 años permitieron obtener fondos para financiar tanto la fase de construcción como la posterior operación del proyecto. La emisión inicialmente fue dirigida a recaudar USD 180 millones de dólares, pero debido a la gran demanda se suscribió por USD 215 millones, por un costo de 8,68%.

En junio de 1997, Moody's y Standard & Poor's otorgaron a los bonos emitidos por Quezon Power Project una calificación crediticia de Ba1 y BB+, respectivamente. Dado que la deuda soberana filipina también tenía una calificación Ba1 en ese momento, esto sugiere que el proyecto tenía una perspectiva favorable. En su informe anual, Moody's señaló:

“La calificación Ba1 refleja las sólidas condiciones del contrato de 25 años de compra garantizada con Manila Electric Company (Meralco), la mayor empresa privada de distribución de electricidad de Filipinas; la estrecha relación entre ingresos y gastos en virtud del contrato de electricidad, que proporciona estabilidad al flujo de tesorería disponible para el servicio de la deuda; los costes de combustible se transfieren a Meralco en virtud del contrato de compra de electricidad; el riesgo de construcción está cubierto por un contrato llave en mano con un contratista experimentado, garantizado por Bechtel Power corporation; costes de energía competitivos durante la vigencia del contrato basados en la fuerte demanda de electricidad en la red de Luzón; y una aportación de capital del 25% por parte de los propietarios del proyecto, una filial de InterGen (filial de Bechtel Corporation) y Ogden Energy.”

Sin embargo, por otro lado, Moody's identificó claras debilidades:

“La calificación también reconoce el riesgo de que la franquicia de distribución de Meralco en Manila sea renovada por la ciudad de Manila cuando expire en 2003; a diferencia de los anteriores contratos de construcción-explotación-transferencia (BOT) de National Power Corporation, el contrato energético con Meralco no está respaldado por una garantía del gobierno filipino; de acuerdo con la legislación filipina, Meralco poseerá la titularidad de todas las parcelas y los derechos de paso necesarios para construir la instalación y la línea de transmisión; según el acuerdo de financiación común, si no se completa en una fecha determinada, el US Eximbank podría acelerar el pago de los bonos; y la capacidad de Filipinas (calificación: Ba1) para generar los dólares estadounidenses que necesitará el emisor para reembolsar la deuda del proyecto. (...) El suministro y transporte de combustible es otro de los principales riesgos del proyecto, ya que el carbón se suministrará mediante contratos a largo plazo con Adaro y Kaltim Prima de Indonesia. Las dos empresas poseen reservas probadas suficientes para abastecer a Quezon Power, que representará sólo el 5% de las dos explotaciones mineras en 1999. Adaro y Kaltim Prima son también los proveedores de combustible de muchos otros proyectos energéticos en el sudeste asiático, incluido el proyecto PT Paiton en Indonesia. Sin embargo, los proveedores de carbón son responsables de proporcionar fuentes alternativas de carbón si el suyo no está disponible, y el precio del combustible se transfiere a Meralco en virtud del PPA.”

Pero la calificación crediticia no tardó en cambiar, principalmente por cuestiones relacionadas al *offtaker*. Durante los años 1997, 1998 y 1999, Moody's mantuvo estable la calificación del proyecto Quezon Power, ya que consideraba que los fundamentos del proyecto no habían sufrido cambios significativos. No obstante, en 2001 las agencias calificadoras de riesgo se mostraron preocupadas por la situación financiera de Meralco, dado que la empresa empezó a experimentar problemas que podrían poner en riesgo la estabilidad económica del Quezon Power Project en el corto plazo.

En un principio, Meralco intentó renegociar los términos pactados con Quezon. La discusión se centró en la Ley de Reforma del Sector Eléctrico de 2001, recién aprobada, la cual exigía a los compradores reducir los costos de los contratos a un nivel que no superara el precio medio de compra de otros generadores de energía eléctrica. Meralco propuso compartir los costos con Quezon, ya que hasta entonces había asumido todos los costos, lo que transferiría parte del riesgo operativo al proyecto. Esta renegociación preocupó a Moody's debido a que la reforma afectaría el flujo de efectivo del proyecto y reduciría la cobertura de la deuda y, como resultado, en 2002 decidió rebajar la calificación crediticia de Quezon Power Project a Ba2.

Posteriormente, Meralco comenzó a experimentar un declive gradual en su solidez financiera. Sus costos de explotación aumentaron, lo que no pudo ser compensado con un incremento proporcional en las tarifas para mantener su rentabilidad. Además, un nuevo fallo del Tribunal Supremo de Filipinas obligó a Meralco a reducir sus tarifas en el futuro y reembolsar a sus clientes un porcentaje de las tarifas cobradas, lo que equivaldría a alrededor de 28.000 millones de pesos filipinos, una cifra significativa en comparación con los ingresos de la empresa. Estos problemas persistieron durante varios meses, lo que resultó en numerosas discusiones con prestamistas, directivos y el gobierno, sin que pareciera haber una solución inmediata. Como consecuencia, la calificación crediticia del Quezon Power Project experimentó una disminución de Ba2 a Ba3 en 2002, seguida de otra bajada a B2 en 2003 y finalmente a B3, niveles que se mantuvieron durante varios años.

En diciembre de 2009, Meralco inició una serie de medidas para abordar sus problemas financieros y mejorar su solidez económica. La empresa implementó diversas iniciativas, como la reducción de costos y la reestructuración de su deuda, lo que resultó en una mejora de su posición financiera y su capacidad para cumplir con sus obligaciones. Como resultado de estas mejoras, y en combinación con una buena performance operativa del Quezon Power Project, Moody's elevó la calificación crediticia del proyecto de B3 a B2 en diciembre de 2009. En 2010, la situación continuó mejorando, lo que permitió que Moody's mejorara aún más la calificación de Quezon Power a B1.

En conclusión, la experiencia del Quezon Power Project en el mercado de capitales resulta muy interesante para su estudio. Por un lado, el costo del proyecto se ajustó a los estudios de los autores Dailami y Hauswald, quienes afirmaban que, en promedio, los Project Bonds tenían un spread de 300 puntos básicos por encima de los bonos del Tesoro de Estados Unidos, y que el costo de los bonos de proyectos solía ser menor que el de los bonos soberanos del país donde se encontraba el proyecto. En el caso del Quezon Power Project, ambas cuestiones estuvieron en línea ya que el rendimiento de sus bonos tuvo un spread de 245 puntos básicos por encima del rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos, y tuvieron un costo menor de 9.75%, lo cual era más bajo que el costo de los bonos denominados en moneda extranjera vigentes en el mercado de Filipinas. Por otro lado, se puede destacar la importancia de la estabilidad financiera de los compradores de energía en la calificación crediticia de los proyectos. Como se ha observado, la dependencia del proyecto del único *offtaker*, Meralco, fue significativa, ya que todos los flujos de efectivo dependían de los ingresos que este proporcionara. Las dificultades financieras que experimentó Meralco a lo largo de los años afectaron negativamente la

posición crediticia del proyecto, pero su mejora impulsó un notable incremento en la calificación de este. En definitiva, la relación entre Meralco y Quezon Power Project pone de manifiesto la importancia de la estabilidad financiera de los compradores de energía, cómo esto puede afectar las calificaciones crediticias de los mismos, y cómo los mercados de capitales implican una exposición inmensa para los proyectos. Por último, es importante destacar que a pesar de las dificultades financieras de Meralco, Quezon Power Project tuvo un desempeño satisfactorio ya que no se presentaron impagos ni problemas significativos y pudo enfrentar los desafíos gracias a su estrategia organizativa y estructura financiera sólida, demostrando la importancia de una planificación y gestión eficaces en proyectos de esta índole.

3.3. Casos Comparables

Durante el análisis del Quezon Power Project, se detectó una estrecha relación entre las calificaciones crediticias y el rendimiento de su *offtaker*. Sin embargo, ¿se puede extrapolar esta relación a otros proyectos financiados en el mercado de deuda pública? Aunque esta suposición parece razonable, es necesario examinar adicionalmente el caso Paiton Energy para verificarla.

I. *Paiton Energy*

Paiton Energy es una planta de energía a base de carbón que fue construida en 1995 en la isla de Java, Indonesia. El proyecto tiene como único *offtaker* a la empresa estatal de energía, Perusahaan Listrik Negara (PLN). Este fue financiado mayoritariamente con deuda, incluyendo la emisión de bonos en el mercado de capitales, los cuales surgieron como parte de una reestructuración de un préstamo de construcción de 180 millones de dólares otorgado el año anterior. La refinanciación se llevó a cabo a través de la emisión de notas senior por el mismo monto, con un costo del 9.50% y un vencimiento en el año 2014.

En 1996, Standard & Poor's y Moody's le otorgaron a Paiton Energy la calificación de BBB y Baa3, respectivamente, debido principalmente a dos fortalezas del proyecto. En primer lugar, las condiciones del PPA con PLN parecían muy sólidas ya que preveían pagos fijos que cubrían los servicios de deuda, incluían cobertura contra la inflación y riesgo regulatorio, contaban con una carta del gobierno nacional que respaldaba las obligaciones de PLN, y los pagos se realizaban en dólares, lo que transfería el riesgo cambiario. En segundo lugar, se desarrolló como parte de un programa de políticas públicas destinado a satisfacer la creciente necesidad de capacidad eléctrica en Indonesia, lo que facilitaría las operaciones. En contraposición, las principales preocupaciones de las agencias de calificación crediticia y del mercado se centraban en dos aspectos. Primero, la emisión de bonos se realizó antes de la finalización de la construcción, lo que generaba incertidumbre no solo sobre el momento en que se concluiría, sino también sobre los posibles sobrecostos, la capacidad de generación de energía, y la posibilidad de problemas en el transporte y el suministro de combustible. Segundo, el riesgo asociado a un país en desarrollo en lo que se refiere a la transferencia de dólares, incluyendo el cobro del acuerdo de suministro eléctrico y el pago de las obligaciones financieras.

Sin embargo, las fortalezas iniciales del proyecto rápidamente se convirtieron en debilidades. Aunque el PPA parecía sólido, los riesgos no fueron adecuadamente asignados ya que PLN se desplomó velozmente frente a la depreciación de la rupia indonesia en 1997, durante la crisis financiera asiática. Esta compañía estaba comprometida a pagar los servicios en dólares, pero con la devaluación el costo se incrementó en un 40% más que al inicio de las operaciones, lo que llevó a una rápida caída en el rendimiento de la compañía. Como resultado, Moody's consideró que, dado que el único flujo de caja

provenía de los fondos de PLN y ésta se encontraba cada vez más complicada, la calificación de Paiton Energy bajaría a Ba1.

A medida que la crisis asiática avanzaba, se hacían cada vez más evidentes las vulnerabilidades de PLN, lo que provocó que Moody's detectara un riesgo creciente en el *offtaker*. Dado que PLN era una empresa estatal respaldada por un gobierno que se estaba mostrando cada vez más frágil, cualquier problema que afectara la estabilidad financiera del Estado tenía un impacto inmediato en la empresa. Además, como empresa estatal, PLN carecía de los incentivos que una empresa privada tiene para tomar decisiones empresariales sólidas y efectivas ya que no solo no tenía la opción de diversificar sus operaciones fuera del país, sino que estaba sobrecargada de proyectos asignados por el gobierno que dificultaba el cumplimiento adecuado sus obligaciones. Todos estos factores contribuyeron a una disminución en el rendimiento de la compañía y como resultado, Moody's redujo la calificación crediticia de Paiton de Ba1 a B2 en enero de 1998, seguido por dos bajas más hasta Caa2 al año siguiente.

Desde el inicio de sus operaciones, PLN incumplió con el primer pago en mayo de 1999, lo que ocasionó un gran impacto en los costos de electricidad y combustible de Paiton. En octubre del mismo año, PLN intentó anular el PPA argumentando que el proyecto había costado el doble de lo previsto y que el precio por unidad más que duplicaba el de otras centrales, acusando a Paiton de corrupción. Esta situación no solo afectó las operaciones actuales al impedir la compra de combustible y la generación de ingresos para cubrir los préstamos, sino que también tuvo un impacto negativo en el financiamiento futuro del proyecto. A pesar de que Paiton operaba satisfactoriamente, en el año 2000 recibió una calificación CC debido a que estaba sujeta a un acuerdo provisional con PLN y sus ingresos fueron menores de lo previsto debido a incumplimientos por parte de PLN.

En el año 2000, Paiton y PLN lograron llegar a un nuevo acuerdo para el PPA, luego de un periodo turbulento de incumplimientos y disputas. El nuevo acuerdo incluía una estructura de precios escalonada que permitía un aumento de tarifas para reflejar los aumentos en los costos operativos, una prórroga del contrato por 30 años adicionales y la posibilidad de construir otra central eléctrica en el futuro. Este acuerdo fue visto como un avance significativo para Paiton, ya que brindaba estabilidad y seguridad financiera a largo plazo. En consecuencia, a principios del 2003, Moody's mejoró la calificación de Paiton a B3, reflejando una mayor confianza en la capacidad del proyecto para cumplir con sus obligaciones financieras y una mayor estabilidad del PPA. La mejora continuó en noviembre de 2004, cuando Paiton subió a la categoría B2 de calificación crediticia de Moody's, como resultado de la implementación exitosa de su estrategia y el fortalecimiento de sus finanzas y operaciones de PLN.

En conclusión, el caso de Paiton proporciona más evidencia que respalda las dos conclusiones alcanzadas en el estudio del Quezon Power Project. Por un lado, al igual que en el Quezon Power Project, el proyecto de Paiton estuvo en línea con las investigaciones realizadas por Dailami y Hauswald, ya que su costo fue de 327 puntos básicos por encima del costo de los bonos del Tesoro de Estados Unidos, lo que indica un ligero ajuste en comparación con los 300 puntos básicos estimados por los investigadores y con el spread de Quezon. Además, los bonos de Filipinas también fueron más costosos que los del proyecto de Paiton, aunque aquí la diferencia es de solo 25 puntos básicos en comparación con los 100 puntos básicos del Quezon Power Project. Por otro lado, el caso de Paiton subraya una vez más la importancia crucial del *offtaker* en los proyectos de energía y cómo este puede afectar significativamente la calificación crediticia de la empresa. Tanto Quezon como Paiton son buenos ejemplos de cómo la solvencia del *offtaker* está estrechamente relacionada con la calificación

crediticia de la empresa y destacan la necesidad de que los proyectos de energía diversifiquen su base de *offtakers* para no depender del rendimiento de una sola compañía.

Conclusión

A lo largo del desarrollo de este trabajo se puso en evidencia que el Project Finance es una estructura financiera sumamente compleja y que, aunque financiar un proyecto a través de esta metodología puede parecer una alternativa evidente, no todos los proyectos son aptos para soportar una estructura de este tipo. Se puede concluir que el Project Finance es una alternativa muy atractiva para las empresas que desean abordar proyectos de gran envergadura, ya que les permite no comprometer capital propio, compartir los riesgos con otros agentes, y acceder a un nivel de apalancamiento que de otra manera no estarían a su alcance, generando rendimientos excepcionales a los accionistas y obteniendo economías de escala en la producción. Aun así, se demuestra claramente que es importante ser cauteloso a la hora de embarcarse en un Project Finance debido a la altísima complejidad estructural que requiere su elaboración, no sólo debido al gran número de contratos necesarios para alinear las funciones y los intereses de los múltiples agentes, sino fundamentalmente debido a la dinámica de ensamblarlos dado su grado de interdependencia. Análogamente, se puede afirmar que la posibilidad de emitir Project Bonds en el marco del Project Finance aporta un incuestionable valor añadido, ya que permite acceder a un amplio mercado de inversores de diferentes perfiles y geografías que difícilmente se obtendría de otra manera, obtener fondos a largo plazo alineados con la vida útil de las actividades operativas del proyecto, y proporcionar un tipo de interés más competitivo que otros tipos de financiamiento. Aunque en la práctica la emisión conlleva altos costes de estructuración y una mayor exposición del proyecto al mercado a través de las agencias de calificación de riesgo, se remarca que una ejecución adecuada del proyecto puede compensar estos riesgos y permitir aprovechar todas las ventajas que ofrecen estos instrumentos innovadores.

Por último, el estudio detallado del Quezon Power Project a través de los tres capítulos lleva a la conclusión de que el proyecto fue un gran éxito ya que, desde su concepción, este se desarrolló en un contexto favorable que permitió a los sponsors establecer bases y fundamentos sólidos. Se puede notar que la alta eficiencia de las estructuras comerciales se debió al compromiso de los agentes operativos en cumplir con sus obligaciones en todas las fases del proyecto, así como a una distribución efectiva de las tareas que permitió cubrir con éxito los aspectos que podrían haber afectado negativamente el desarrollo de este. Conjuntamente, se pone de manifiesto que la estructura de capital utilizada fue muy beneficiosa, ya que permitió a la empresa apalancarse en una amplia variedad de tipos de deuda, incluidos instrumentos sindicados, con y sin garantía, de naturaleza privada y pública, y dio lugar a un equilibrio excepcionalmente favorable en el financiamiento a lo largo de la vida del proyecto. Además, se observa que la exitosa emisión de Project Bonds se adaptó a las oportunidades del mercado, alineando los parámetros con lo analizado en la bibliografía y concluyendo que las calificaciones crediticias de la época estaban estrechamente vinculadas con el desempeño de los *offtakers*. Paralelamente, las comparaciones entre el Quezon Power Project y otros proyectos de los temas analizados validan dos ideas importantes: (1) se demuestra que existían alternativas en el mercado para diferentes aspectos del proyecto, como la financiación pública de capital y las garantías privadas de riesgo político, y (2) numerosos puntos exitosos en este proyecto no están necesariamente garantizados en otros, ya que fácilmente pueden surgir problemas como organizaciones comerciales ineficientes, modelos financieros mal implementados, y constructores poco eficaces.

Bibliografía

1. Arias Barrera, L. C. (2012). Perspectiva legal de la financiación de proyectos "Project Finance" y el manejo del riesgo: Legal perspective and risk management. *Revista de derecho privado*.
2. *Corporate Finance vs Project Finance*. EDUCBA. Dirección URL: <https://www.educba.com/corporate-finance-vs-project-finance/>.
3. *Corporate Finance vs. Project Finance*. Wall Street Prep. Dirección URL: <https://www.wallstreetprep.com/knowledge/corporate-finance-vs-project-finance/>.
4. Dailami, M., & Hauswald, R. (2003). *The emerging project bond market: Covenant provisions and credit spreads* (Vol. 3095). World Bank Publications.
5. Davis, H. (2003). *Project Finance: Practical Case Study*. Euromoney Books.
6. De los Heros Echecopar, J. C., & Marín, L. E. (2016). Una Revisión al Project Finance. *Revista de Derecho Administrativo*.
7. De los Reyes, Tomás Ignacio. *El Project Finance en proyectos industriales*. e-Reding, Biblioteca de la Escuela Superior de los Ingenieros de Sevilla. Dirección URL: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/4858/fichero/3.EL.PROJECT.FINANCE.pdf>.
8. *Debt Ratios and Fundamentals - NYU Stern*. Aswath Damodaran. Dirección URL: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/dbtfund.htm
9. EOI Escuela de Negocios. *Project Finance: Riesgos en Los Proyectos Internacionales*. Dirección URL: <https://www.eoi.es/sites/default/files/savia/documents/componente48347.pdf>.
10. ESCAP, U. (2019). *Infrastructure financing for sustainable development in Asia and the Pacific*. United Nations.
11. Fabella, R., & Madhur, S. (2003). Bond market development in East Asia: issues and challenges.
12. Fitch Ratings. *Metodología de Calificación para Infraestructura y Financiamiento de Proyectos*, 26 de octubre de 2020. Dirección URL: https://assets.ctfassets.net/03fbs7oah13w/5YH275D86HKuVmTRxFjHHm/928bf6838b237b0517b1eb1e1e2f46d3/Methodologia_de_Calificacion_para_Infraestructura_y_Financiamiento_de_Proyectos.pdf.
13. Gatti, S., & Bonetti, V. (2009). *Quezon Power Ltd Co. Project Finance. The impact of risk management on the cost of funding*.
14. Gestión Empresarial. *Alternativas para la financiación de proyectos: Project Bonds*, febrero de 2013. Dirección URL: <https://www.empresaglobal.es/EGAFI/descargas/1269203/1601149/alternativas-para-la-financiacion-de-proyectos-project-bonds.pdf>.
15. Government to honor CBK contract with IMPSA. *Phil Star Global*, 12 de enero de 2001. Dirección URL: <https://www.philstar.com/business/2001/01/12/96715/government-honor-cbk-contract-impesa>.
16. Impsa embolsa u\$s 100 millones por la filipina CBK. *El Cronista*, 22 de abril de 2014. Dirección URL: <https://www.cronista.com/impesa-general/Impsa-embolsa-us-100-millones-por-la-filipina-CBK-20050426-0023.html>.
17. Impsa, al igual que otras compañías de la región, se va afectada por la baja disponibilidad de fuentes de financiamiento. *Ámbito Financiero*, 18 de octubre de 2001. Dirección URL: <https://www.ambito.com/economia/impesa-al-igual-que-otras-companias-la-region-se-va-afectada-la-baja-disponibilidad-fuentes-financiamiento-n3140057>.

18. *Introducción a la documentación de financiación de proyectos*. Pinsent Masons. Dirección URL: <https://www.pinsentmasons.com/es-es/out-law/guia/an-introduction-to-project-finance-documents>.
19. Involucran a Impsa en un caso de corrupción. *La Nación*, 15 de enero de 2003. Dirección URL: <https://www.lanacion.com.ar/economia/involucran-a-impesa-en-un-caso-de-corrupcion-nid466334/>.
20. Kennedy, R. E. (1999). *InterGen and the Quezon Power Project: Building infrastructure in emerging markets*. Harvard Business School.
21. Ma, G., & Remolona, E. M. (2005). Opening markets through a regional bond fund: lessons from ABF2. *BIS Quarterly Review*, June.
22. Meralco lists the Largest Corporate Bond Issuance for 2013. *PDS Group*, 7 de enero de 2014. Dirección URL: <https://www.pds.com.ph/index.html%3Fp=4749.html>.
23. Meseko, A. A. (2018). Project Finance Versus Corporate Finance.
24. Moody's Investors Service. *Quezon Power Philippines Co. Credit Ratings*. <https://www.moodys.com/credit-ratings/Quezon-Power-Philippines-Limited-Co-credit-rating-600020871?lang=es-ar&cy=arg>.
25. Moody's Investors Service. *Paiton Energy (P.T.) Credit Ratings*. https://www.moodys.com/credit-ratings/Paiton-Energy-PT-credit-rating-600018531/reports?category=Ratings and Assessments Reports_rc%7CIssuer Reports_rc&type=Rating Action_rc%7CAnnouncement_rc.Credit Opinion_ir_rc.
26. Murphy, L. M., Brokaw, J., & Boyle, C. (2002). *Transitioning to Private-Sector Financing: Characteristics of Success*. National Renewable Energy Laboratory.
27. Pinilla Cisneros, Antonio. *Estrategias contractuales para el desarrollo de Proyectos*. Dirección URL: <https://es.scribd.com/doc/248928649/Estrategias-contractuales-para-el-desarrollo-de-proyectos>.
28. Pinto, J., & Guedes, S. Pricing of Project Finance Bonds: A Comparative Analysis of Primary Market Spreads. Available at SSRN 4299808.
29. *Principales Riesgo de los Participantes en un Proyecto Ejecutado mediante Project Finance*. MB. Dirección URL: <https://www.mbgs.es/ingenieria/principales-riesgos-de-los-participantes-en-un-proyecto-ejecutado-mediante-project-finance/?v=5b61a1b298a0>.
30. Project Bond Focus. *15 Project Bonds To Change Your Preconceptions*, enero de 2021. Dirección URL: <https://www.ca-cib.com/sites/default/files/2021-04/Project-Bond-Focus-15-Milestone-Transactions-2021.pdf>.
31. Project Bond Focus. *Project Bond Fundamentals*, mayo de 2019. Dirección URL: https://www.ca-cib.com/sites/default/files/2020-03/Project-Bond-Focus-2019-Project-Bond-Fundamentals_0.pdf.
32. *Project Finance and Corporate Finance: An overview*. Resurgent India. Dirección URL: <https://www.resurgentindia.com/project-finance-and-corporate-finance-an-overview>.
33. *Project Finance Laws and Regulations*. ICLG. Dirección URL: <https://iclg.com/practice-areas/project-finance-laws-and-regulations/1-why-the-world-needs-project-bonds-and-project-finance-lawyers>.
34. Rivera Galvis, J. P., & Hernández Ramírez, M. M. (2019). *Gestión del riesgo de crédito en Project Finance* (Doctoral dissertation, Universidad EAFIT).
35. Sabatini, A. N. *Bancabilidad de PPA's Renovables en el Marco de un Project Finance*.
36. Salvatierra, P. N., & Cubillas, J. C. (2015). Conceptos Básicos del Project Finance en APP. *Derecho & Sociedad*.
37. San Martín Inzunza, H. (2014). Estructuración de proyectos de inversión bajo Project Financing. *Horizontes Empresariales*.

38. Sorge, M. (2011). The nature of credit risk in project finance. *BIS Quarterly Review, December*.
39. Teixeira, T. B. E. P. (2020). *The pricing of project finance bonds: an empirical analysis of spread determinants* (Doctoral dissertation).
40. Vilanova, L. (2006). Financial distress, lender passivity and project finance: the case of Eurotunnel. *Lender Passivity and Project Finance: The Case of Eurotunnel (September 2006)*.
41. Woodhouse, E. J. (2006). IPP study case selection and project outcomes: An additional note. *Program on Energy and Sustainable Development At the Center for Environmental Science and Policy Working Paper, 59(10)*.
42. Zapata Quimbayo, C. (2016). Análisis de riesgos y modelación financiera en proyectos de infraestructura (Risk Analysis and Financial Modeling in Infrastructure Projects). *Available at SSRN 2919426*.