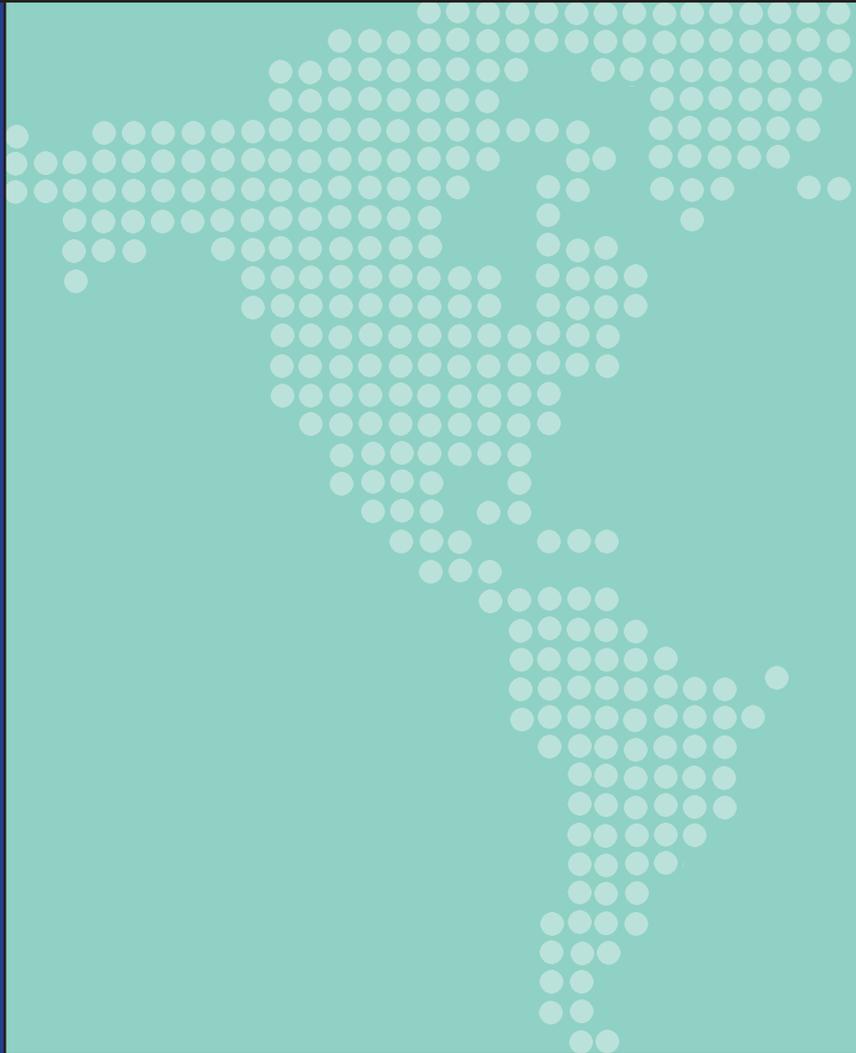




GERENCIA PARA EL DESARROLLO **82**

Participación competitiva en las subastas RER: estrategia basada en la teoría de opciones reales

Alfredo Mendiola
Carlos Aguirre
Saul de Santana
Freddy Yarma



esan
ediciones

**Participación competitiva en las subastas RER:
estrategia basada en la teoría de opciones reales**

Participación competitiva en las subastas RER: estrategia basada en la teoría de opciones reales

Alfredo Mendiola • Carlos Aguirre
Saul de Santana • Freddy Yarma



**Participación competitiva en las subastas RER:
estrategia basada en la teoría de opciones reales**

Serie Gerencia para el Desarrollo 82

© Alfredo Mendiola, Carlos Aguirre, Saul de Santana,
Freddy Yarma, 2017

© Universidad ESAN, 2020
Av. Alonso de Molina 1652, Surco, Lima-Perú
www.esan.edu.pe esanediciones@esan.edu.pe

Primera edición digital Lima, octubre del 2020

ISBN 978-612-4437-19-9

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N.° 2021-05542

DIRECCIÓN EDITORIAL

Ada Ampuero

CORRECCIÓN TÉCNICA

Ada Ampuero

CORRECCIÓN DE ESTILO Y EDICIÓN

Ada Ampuero, Carmen Salas

Diseño de carátula e interiores y diagramación

Ana María Tessey

Publicado: octubre del 2020

Índice

Introducción	7
Capítulo 1. El esquema de subastas y la promoción de las energías renovables	9
1. El mercado eléctrico peruano	11
1.1. Agentes participantes en el sector eléctrico peruano	12
1.2. Evolución y situación actual del sector eléctrico peruano	13
2. Las energías renovables y el esquema de subastas	16
2.1. Marco regulatorio	16
2.2. El esquema de subastas RER	17
Capítulo 2. La teoría de opciones reales	21
1. ¿Por qué utilizar las opciones reales?	21
2. Las opciones reales	23
3. Técnicas de valorización con las opciones reales	25
3.1. El modelo binomial	25
3.2. El modelo de Black-Scholes	27
4. Tipos de opciones reales	29
Capítulo 3. La cuarta subasta RER y las estrategias de los postores	32
1. La cuarta subasta RER	32
1.1. ¿Cómo trabajan las empresas de generación eléctrica que participan en las subastas RER?	33
1.2. Descripción de la cuarta subasta RER	33
2. Estrategia con el enfoque tradicional	36
2.1. La generación del proyecto	37

2.2. Desarrollo de la estrategia tradicional	40
2.2.1. Valorización del parque Nazca mediante el flujo de caja descontado (FCD)	40
2.2.2. Determinación del CAPM	43
2.3. Viabilidad económica del proyecto	45
3. Estrategia con el enfoque de opciones reales	46
3.1. Descripción de la estrategia con el enfoque de opciones reales	46
3.2. Desarrollo de la estrategia con el enfoque de opciones reales	50
3.2.1. Planteamiento de la estrategia	51
3.2.2. Determinación del VAN, valorado por el FCD	55
3.2.3. Valor (precio) del activo subyacente por el método de múltiplos	56
3.2.4. Volatilidad implícita por el método binomial	57
3.2.5. Valorización por Black-Scholes para la opción de compra	58
3.3. Resultados de la aplicación de opciones reales	60
3.4. Consideraciones adicionales del enfoque de opciones reales	62
Conclusiones y recomendaciones	65
Bibliografía	71
Sobre los autores	76

Introducción

Las energías o recursos energéticos renovables (RER) son una de las alternativas para reducir la emisión de gases de efecto invernadero, una de las causas de los cambios climáticos, y al mismo tiempo, un mercado en expansión vigorosa en la última década, relevante para la atracción de inversiones y la generación de empleos.

El principal mecanismo de promoción de las energías renovables en el Perú son las subastas, instrumentos eficaces que permiten obtener resultados eficientes a partir de la competencia entre los postores. Los contratos de concesión firmados con los vencedores de las subastas garantizan estabilidad económica para los negocios con reglas claras para atraer las inversiones.

En el Perú, la estructura de las subastas RER es similar a la estructura de una composición de distintas opciones de compra financieras (*call options*) e involucra una secuencia de decisiones similares, respecto al pago de primas para adquisición de derechos de decisión en fechas establecidas, a aquellas asociadas al citado instrumento financiero derivativo.

Por ello, en esta investigación se trata de establecer si se puede utilizar la teoría de las opciones reales (TOR) para comprender la racionalidad de invertir en un proyecto con gran incertidumbre respecto del VAN, como los elaborados para participar en una subasta RER. Esta perspectiva se apoya en la similitud existente entre los derechos de decisión derivados

de la inversión empresarial y los derechos de compra establecidos por las opciones financieras, y permite emplear los modelos analíticos y procedimientos matemáticos de valoración desarrollados y utilizados en los mercados de derivados financieros.

Con el fin mencionado, se evalúan las estrategias que utilizaron los postores de proyectos eólicos en la cuarta subasta RER promovida por el Gobierno peruano, y la consecuente adjudicación lograda para algunos de sus proyectos. Específicamente, sobre la base de las opciones reales y considerando las garantías requeridas, se trata de inferir la estrategia utilizada por una de las empresas postoras.

Se pretende ayudar a los postores y a los reguladores a utilizar la teoría de opciones reales para formular estrategias competitivas más eficientes en las próximas subastas RER. Los postores podrían desarrollar estrategias para aumentar su probabilidad de adjudicación a un costo de participación proporcionalmente más bajo, y los reguladores podrían mejorar la definición de las garantías de seguridad de la oferta y de fiel cumplimiento.

Este libro consta de tres capítulos. En el primero se presenta el marco contextual de las subastas RER, es decir, el mercado eléctrico peruano, el propio esquema de las subastas RER y el marco regulatorio. En el segundo se explica el marco conceptual de las opciones reales, sus aplicaciones y mecanismos para su valorización. En el tercer capítulo se presenta el estudio de caso sobre las estrategias de participación competitivas en la subasta RER, con la finalidad de plantear un nuevo abordaje basado en las opciones reales. Este capítulo, que es el más extenso, se ha dividido en tres secciones. En la primera se explica con cierto detalle la cuarta subasta RER; en la segunda, se describe la estrategia tradicionalmente utilizada en las subastas; y en la tercera, la más importante de este trabajo, se presenta la estrategia que pudo haber sido utilizada por una de las empresas postoras en la cuarta subasta RER durante el año 2016, teniendo en cuenta las opciones reales como parámetro. Se desarrolla el modelo planteado y se obtienen los resultados considerando las garantías (de seguridad de oferta y de fiel cumplimiento) requeridas a los postores participantes de las subastas RER. Así, el abordaje basado en las opciones reales para inferir la estrategia utilizada constituye el aporte de este trabajo de investigación.

1

El esquema de subastas y la promoción de las energías renovables

Las energías o recursos eléctricos renovables (RER) son una de las alternativas para reducir la emisión de gases de efecto invernadero, una de las causas del cambio climático, definido por las Naciones Unidas como «El cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana, que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos comparables» (Minam, s. f.).

El Ministerio del Ambiente del Perú (Minam), en su portal de cambio climático, menciona que los principales impactos del cambio climático son la variación en los patrones de lluvia, la elevación del nivel del mar, el derretimiento de los glaciares, la expansión de las enfermedades provocadas por las olas de calor, la mayor frecuencia e intensidad de los desastres climáticos, como el fenómeno El Niño y la reducción de la biodiversidad. También señala que el Perú es uno de los países más vulnerables a esos cambios, por lo que es urgente priorizar la agenda política de fortalecimiento de las capacidades nacionales de adaptación a los efectos de este fenómeno.

Por otro lado, desde el punto de vista de los negocios, la Agencia Internacional de Energía Renovable (Irena, 2016) afirma que las energías renovables constituyen un mercado en expansión vigorosa en la última década, importante para la atracción de inversiones y la generación de empleo. Según los datos compilados por esta institución (Irena, 2016), en diez años las inversiones en las RER en América Latina aumentaron en más

de 250%, destacando los avances recientes de Uruguay, Chile y México (ver figura 1.1). Entre las RER, en 2015, las inversiones en generación eólica y solar concentraron más del 80% de las inversiones (ver figura 1.2).

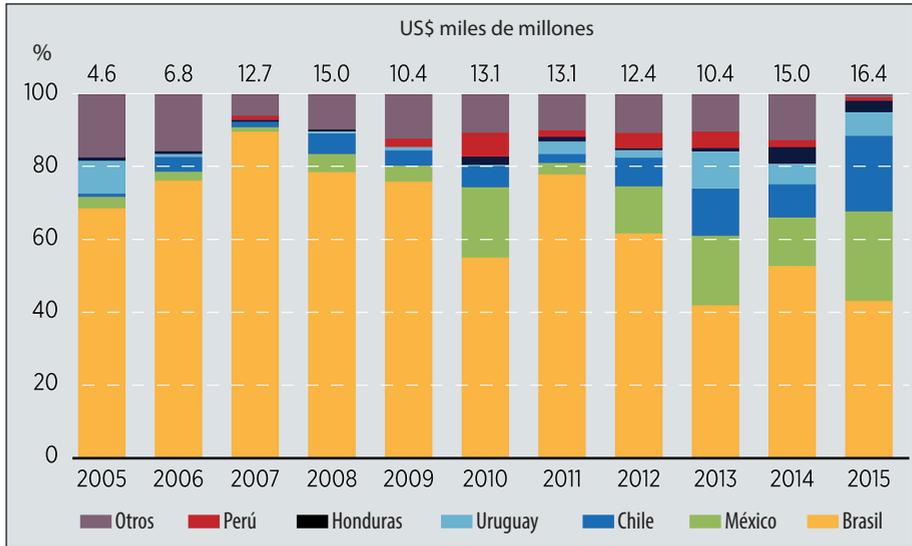


Figura 1.1. Inversiones en RER, 2005-2015, por país

Tomada de: Irena, 2016, p. 11.

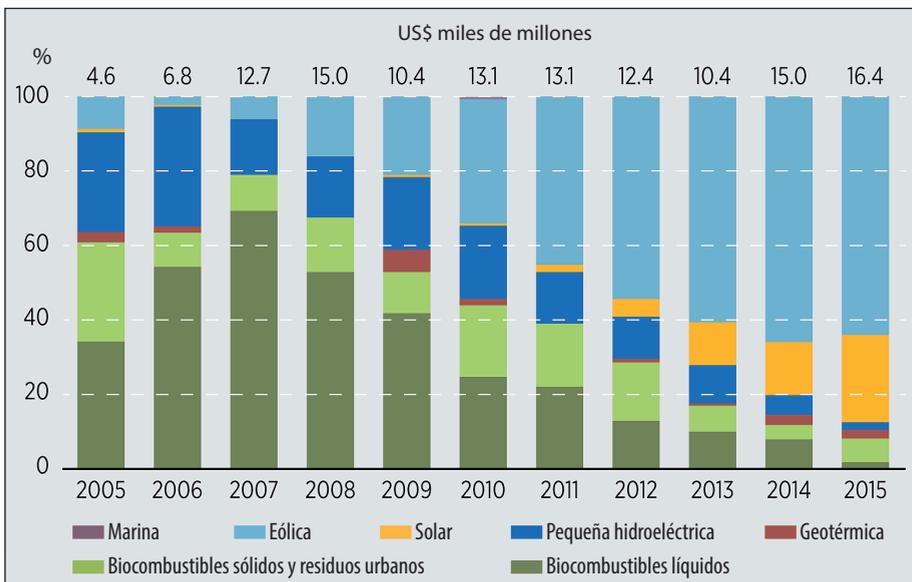


Figura 1.2. Inversiones por tecnología

Tomada de: Irena, 2016, p. 11.

Sin embargo, en el Perú, las energías renovables no convencionales, hidráulica, biomasa, fotovoltaica y eólica, han tenido una baja utilización. La geotermia no ha tenido ningún desarrollo comercial, aunque cuenta con una ley específica para la promoción de esta fuente energética (Ley N.º 26848).

A propósito de ello, este capítulo trata sobre el principal mecanismo de promoción de las energías renovables en el Perú: las subastas. Primero se describe el contexto en el cual se desarrollan las energías renovables, es decir, el sector eléctrico, y luego se destaca el esquema de la subasta: se explica en qué consiste, como funcionan en términos de precios, contratos y adjudicaciones, y qué disposiciones forman el marco legal para su desarrollo.

1. El mercado eléctrico peruano

En 1972, mediante el Decreto Ley N.º 19521, el Gobierno estatizó las empresas eléctricas y creó la empresa Electroperú para brindar servicios de electricidad a todo el país. De 1972 a 1986 se ejecutaron diversos proyectos: centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, y el sistema interconectado norte, centro y sur.

La Ley de Concesiones Eléctricas de 1992, Ley N.º 25844, promovía la competencia y la inversión privada en el sector y definió el rol del Estado como ente regulador. En el año 2006, mediante la Ley N.º 28832, se perfecciona la Ley de Concesiones Eléctricas a fin de asegurar el desarrollo eficiente de la generación, y se dicta la Ley de Electrificación Rural, N.º 28749, con el objetivo de ampliar la cobertura a las zonas pobres del país.

En el año 2008 se declara de interés nacional el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de RER, y en el 2010 se dictan medidas con el objetivo de acelerar la inversión y facilitar el financiamiento para la ejecución de proyectos de electricidad. En el año 2011 se reglamenta la generación de electricidad con energía renovable.

1.1. Agentes participantes en el sector eléctrico peruano

En el marco institucional del sector eléctrico participan el Estado, representado por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (Minem), los usuarios libres y los usuarios regulados. También participan las empresas eléctricas, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (Osinergmín), el Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (Indecopi) y la Agencia de Promoción de la Inversión Privada del Perú (ProInversión). La interrelación entre los agentes se aprecia en la figura 1.3.

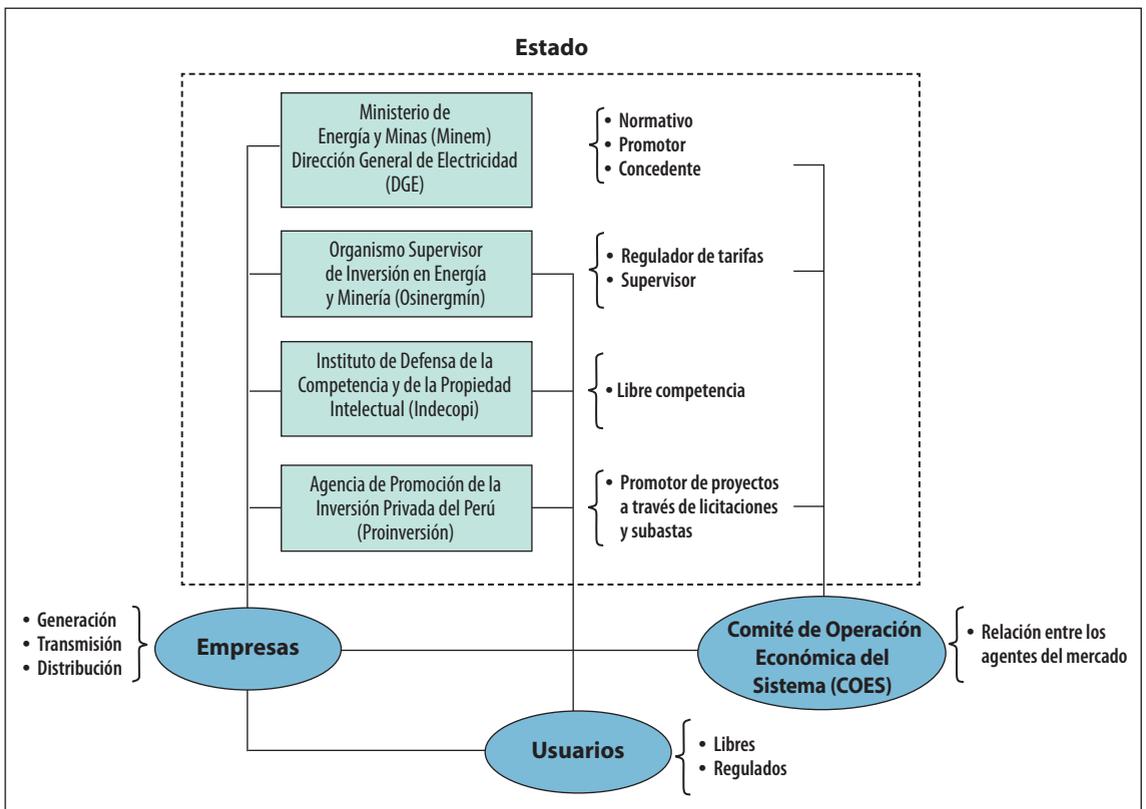


Figura 1.3. Agentes del sector eléctrico peruano

Tomada de: Portal del Ministerio de Energía y Minas. Interrelación del sistema eléctrico: actores que intervienen en el mercado eléctrico. http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=119&idMenu=sub113&idCateg=119

1.2. Evolución y situación actual del sector eléctrico peruano

La capacidad instalada del sector en el año 2015 era de 12,250 MW (megavatio), aproximadamente (ver cuadro 1.1). En enero del 2017: «La producción anual de energía eléctrica del SEIN [...] fue 4,271.93 GWh, [con] una variación de 6.17% respecto a enero de 2016» (COES Sinac, 2017, p. 1). Merece destacar que la generación con RER alcanzó el 5% de participación en la generación anual de electricidad definida en el Decreto Legislativo N.º 1002 (ver figura 1.4).

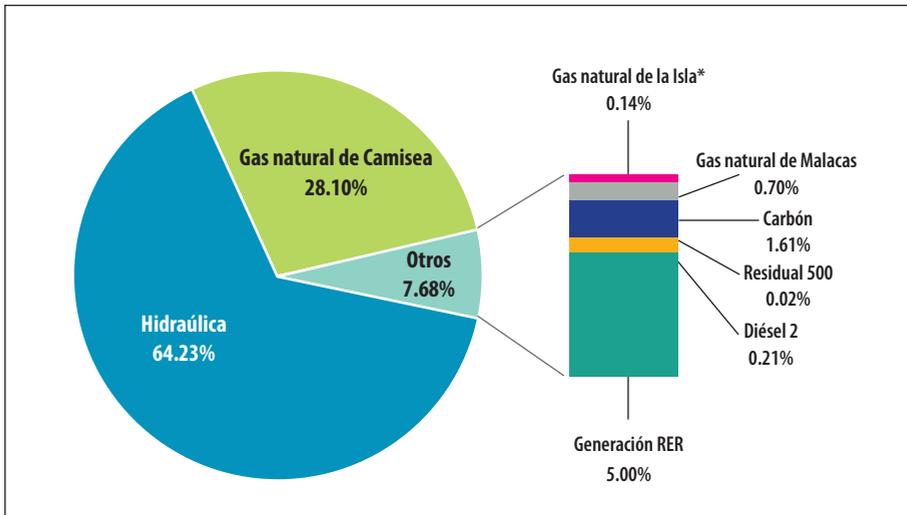


Figura 1.4. Generación de energía eléctrica por tipo de recurso energético a enero del 2017

* Yacimiento ubicado en el distrito de Colán, provincia de Paita, región Piura, que abastece a la central térmica Tablazo de SDE Piura S.A.C.

Fuente: COES Sinac, 2017, p. 3.

Según lo antes descrito, se puede inferir que el mercado eléctrico peruano ha crecido a tasas anuales del 7% en las últimas dos décadas. Durante los últimos diez años, la fuente de crecimiento de la oferta energética más importante fue el gas natural, cuyo principal lote de producción inició sus operaciones el año 2004, y en el año 2015 alcanzó una participación en la matriz eléctrica del 46%, con lo que las fuentes se diversificaron en dos relevantes: hidroeléctricas y gas natural, que en conjunto representan el 97%. Además, en el 2015 la potencia instalada se triplicó entre 1995 y 2015

Cuadro 1.1. Potencia instalada nacional de MW por tipo de origen y servicio

Año	Generación					Mercado eléctrico					Uso propio		
	Total	Hidráulica	Térmica	Solar	Eólica	Total	Hidráulica	Térmica	Solar	Eólica	Total	Hidráulica	Térmica
1995	4,461.7	2,479.4	1,982.3			3,185.7	2,190.0	995.7			1,276.0	289.4	986.6
1996	4,662.6	2,492.7	2,169.6		0.3	3,352.9	2,200.2	1,152.4		0.3	1,309.7	292.5	1,017.2
1997	5,192.5	2,513.0	2,679.3		0.3	4,325.0	2,411.5	1,913.3		0.3	867.5	101.5	766.0
1998	5,515.3	2,572.1	2,943.0		0.3	4,632.3	2,467.4	2,164.6		0.3	883.0	104.6	778.4
1999	5,742.4	2,673.3	3,068.4		0.7	4,828.2	2,587.1	2,240.4		0.7	914.2	86.2	828.0
2000	6,066.2	2,856.8	3,208.7		0.7	5,148.9	2,779.3	2,368.9		0.7	917.3	77.6	839.8
2001	5,906.7	2,966.3	2,939.7		0.7	5,050.8	2,889.4	2,160.7		0.7	855.9	76.9	779.0
2002	5,935.5	2,996.5	2,938.4		0.7	5,068.1	2,917.6	2,149.7		0.7	867.5	78.9	788.6
2003	5,970.1	3,032.3	2,937.1		0.7	5,095.1	2,946.8	2,147.6		0.7	875.0	85.5	789.5
2004	6,016.3	3,055.9	2,959.8		0.7	5,096.0	2,969.1	2,126.3		0.7	920.3	86.8	833.5
2005	6,200.5	3,207.1	2,992.8		0.7	5,220.6	3,119.2	2,100.7		0.7	979.9	87.9	892.0
2006	6,658.1	3,216.0	3,441.4		0.7	5,625.1	3,127.8	2,496.6		0.7	1,033.0	88.2	944.8
2007	7,027.5	3,233.6	3,793.2		0.7	5,989.7	3,145.1	2,843.9		0.7	1,037.8	88.5	949.3
2008	7,157.9	3,242.0	3,915.2		0.7	5,997.0	3,152.0	2,844.2		0.7	1,161.0	90.0	1,071.0
2009	7,986.5	3,277.5	4,708.3		0.7	6,723.5	3,183.1	3,539.7		0.7	1,263.0	94.3	1,168.6
2010	8,612.6	3,437.6	5,174.3		0.7	7,309.2	3,344.8	3,963.7		0.7	1,303.4	92.8	1,210.6
2011	8,691.3	3,451.0	5,239.7		0.7	7,314.2	3,357.1	3,956.5		0.7	1,377.1	93.9	1,283.2
2012	9,699.1	3,484.0	6,134.4	80.0	0.7	8,267.2	3,380.8	4,805.6	80.0	0.7	1,431.9	103.1	1,328.8
2013	11,050.7	3,556.2	7,413.8	80.0	0.7	9,634.6	3,450.5	6,103.4	80.0	0.7	1,416.1	105.6	1,310.5
2014	11,202.6	3,661.9	7,302.1	96.0	142.7	9,739.2	3,558.3	5,942.3	96.0	142.7	1,463.4	103.6	1,359.8
2015	12,251.6	4,166.0	7,749.9	96.0	239.7	10,765.3	4,062.4	6,367.2	96.0	239.7	1,486.3	103.6	1,382.7
Incremento 2015/2014	9%	14%	6%			11%	14%	7%			2%	0%	2%
Variación media 2015/2010	7%	4%	8%			8%	4%	10%			3%	2%	3%
Incremento 2015/2005	98%	30%	159%			106%	30%	203%			52%	18%	55%
Variación media 2015/2005	7%	3%	10%			8%	3%	12%			4%	2%	4%

Fuente: Minem, 2015, p. 6.

(Minem, 2016) y hacia el 2015 generaba 8,764 empleos directos y había acumulado inversiones por 2,593,308,000 dólares

El Plan Energético Nacional (PEN) 2014-2025 considera, para el horizonte de análisis, inversiones en el sector energía de 50,000 millones de dólares, y en el subsector electricidad, de 9,000 millones de dólares (Quintanilla, s. f.). Las metas son duplicar los requerimientos de demanda eléctrica y alcanzar el 60% de producción energética con fuentes renovables, así como lograr el acceso del 100% de las familias peruanas a la electricidad. Es previsible que los mayores aportes provendrán de la inversión privada, como sucedió en las últimas dos décadas.

Sobre la base de un crecimiento promedio del PBI del 4.5% anual, el PEN 2014-2025 estima una producción anual de alrededor de 70,000 GWh/año en el 2025 (ver figura 1.5). Esto implica que para mantener una participación de los RER del 5% será necesario añadir, aproximadamente, 1,500 GWh/año de generación RER. Si la cuarta subasta (1,300 GWh/año) finalizó en

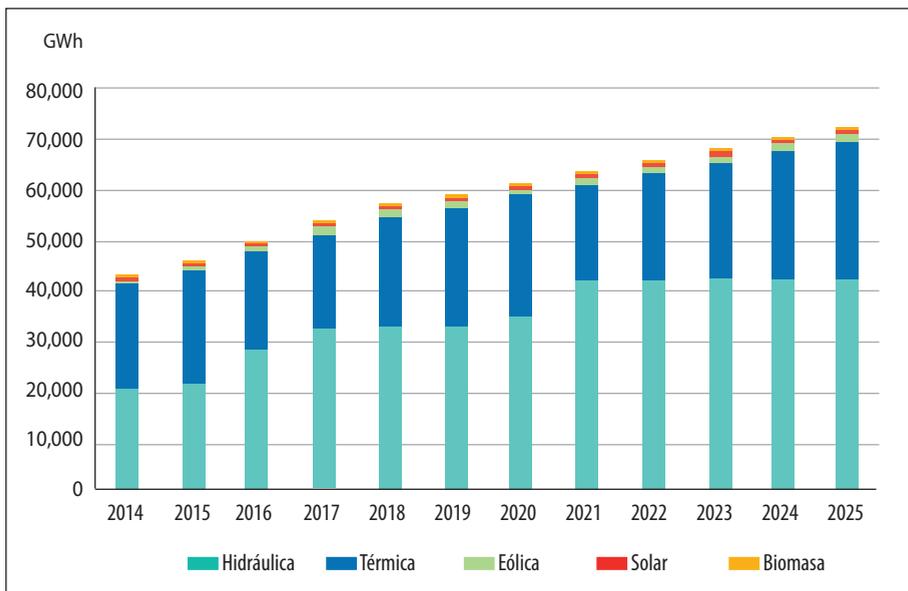


Figura 1.5. Producción de electricidad por tipo de fuente de generación (previsión 2014-2025) en GWh

Fuente: Minem, 2014, p. 20.

el 2016 y una nueva convocatoria se lleva a cabo en intervalos superiores a dos años, se estima que otra subasta para la adquisición de un volumen superior de energía deberá ocurrir entre los años 2019 y 2020.

2. Las energías renovables y el esquema de subastas

Las subastas son el principal mecanismo de promoción de las energías renovables en el Perú; son instrumentos eficaces que permiten obtener resultados eficientes sobre la base de la competencia entre los postores. Los contratos de concesión para el suministro de energía renovable al Sistema Interconectado Nacional (SIN) garantizan estabilidad económica, pues establecen reglas claras para atraer las inversiones.

En un inicio, los precios resultantes de las primeras subastas eran superiores a las tarifas eléctricas vigentes. Sin embargo, los últimos resultados indican que los precios de las tecnologías RER para generación eléctrica son competitivos en comparación con los precios de las energías convencionales.

2.1. Marco regulatorio

El marco legal de promoción de las energías renovables se inscribe en el marco normativo general del sector eléctrico (Osinergrmín, 2013), que comprende los siguientes instrumentos:

- Decreto Ley N.º 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
- Decreto Supremo N.º 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE).
- Decreto Legislativo N.º 1002, Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- Ley N.º 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER).
- Decreto Supremo N.º 025-2007-EM, Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural (RLGER).
- Ley N.º 26848, Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos (LORG).
- Decreto Supremo N.º 019-2010-EM, Reglamento de la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos (RLORG).

El conjunto de instrumentos legales de los RER está conformado, básicamente, por el Decreto Legislativo N.º 1002, por el Decreto Supremo 012-2011-EM y por las bases consolidadas de la subasta de suministro de electricidad con RER, originalmente aprobadas mediante resolución del Minem.

El Decreto Legislativo N.º 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables (2008), tiene por objeto promover el aprovechamiento de los RER para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medioambiente mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

El Decreto Supremo 012-2011-EM reemplazó al reglamento original (Decreto Supremo 050-2008-EM) y estableció la regulación de las disposiciones del Decreto Legislativo N.º 1002, así como el procedimiento administrativo para los postores RER y para la adjudicación de concesiones en la generación de electricidad con RER.

2.2. El esquema de subastas RER

Como mecanismo de promoción, las subastas fueron dispuestas por el marco normativo de promoción de los RER y se convocan con periodicidad no menor de dos años. Los requerimientos de cantidad de electricidad y tipos de fuentes se definen en términos de energía requerida en MWh/año, distribuida en distintas tecnologías (biomasa, eólica, solar, geotérmica y mareomotriz), más un adicional de pequeñas hidroeléctricas (menores de 20 MW).

El marco legal indica que el Minem debe fijar un porcentaje objetivo de participación de los RER en la generación de electricidad nacional cada cinco años. Para los primeros cinco años se determinó una participación del 5% del consumo nacional, que se mantuvo inalterada. Como parte de los incentivos y las garantías, las energías renovables tienen prioridad para el despacho de carga y acceso a las redes de transmisión y distribución (T&D).

Los postores deben presentar, junto con sus propuestas, una garantía de seriedad de oferta (50,000 dólares/MW) y, en caso de adjudicación, garantías de fiel cumplimiento (250,000 dólares/MW). La tarifa base o tarifa

máxima monómica (dólares/MWh) es calculada por Osinergmín para cada tipo de tecnología de generación RER.

Tanto las garantías de seguridad de la oferta como las garantías de fiel cumplimiento son puntos importantes en el presente trabajo para caracterizar la decisión de participar en las subastas RER como una opción real de diferir o abandonar el proyecto. Cabe destacar que el valor de las garantías y el costo de adquisición de los derechos de participación en la subasta cambiaron, de manera significativa, con el transcurso de los años (ver cuadro 1.2).

Cuadro 1.2. Derechos de participación y garantías requeridas

	Adquisición de derechos de participación (compra de las bases en dólares)	Garantías de seguridad de la oferta	Garantías de fiel cumplimiento
Primera subasta	1,000	20,000 dólares/MW	100,000 dólares/MW
Segunda subasta	1,000	20,000 dólares/MW	100,000 dólares/MW
Tercera subasta	5,000	50,000 dólares/MW	250,000 dólares/MW
Cuarta subasta	5,000	50,000 dólares/MW	250,000 dólares/MW

Fuente: Osinergmín, Sistema de información de energías renovables. <https://www.osinergmin.gov.pe/empresas/energias-renovables/subastas>

Las subastas se realizan para cada tipo de tecnología. Primero se define la energía requerida total, luego se asigna a cada tecnología la energía requerida y, por último, se efectúa la subasta para cada energía asignada. La subasta del requerimiento de proyectos hidroeléctricos no se contabiliza en la energía requerida.

El proceso de adjudicación se realiza en cuatro pasos (ver figura 1.6). Primero se abren los sobres de la oferta y se ordenan los proyectos según los precios ofertados, de menor a mayor, y se descartan los que exceden el precio máximo. Enseguida se verifica si la cantidad de energía ofertada (MWh) es menor de la energía requerida; en caso afirmativo, se adjudica el proyecto y, en caso contrario, se verifica si el postor ha concordado con

anticipación la posibilidad de adjudicación parcial, siempre y cuando esté debajo del precio máximo. Por último, se revela el precio máximo, solo si la energía requerida no fue cubierta en su totalidad y si hubo ofertas que excedieron el precio máximo.

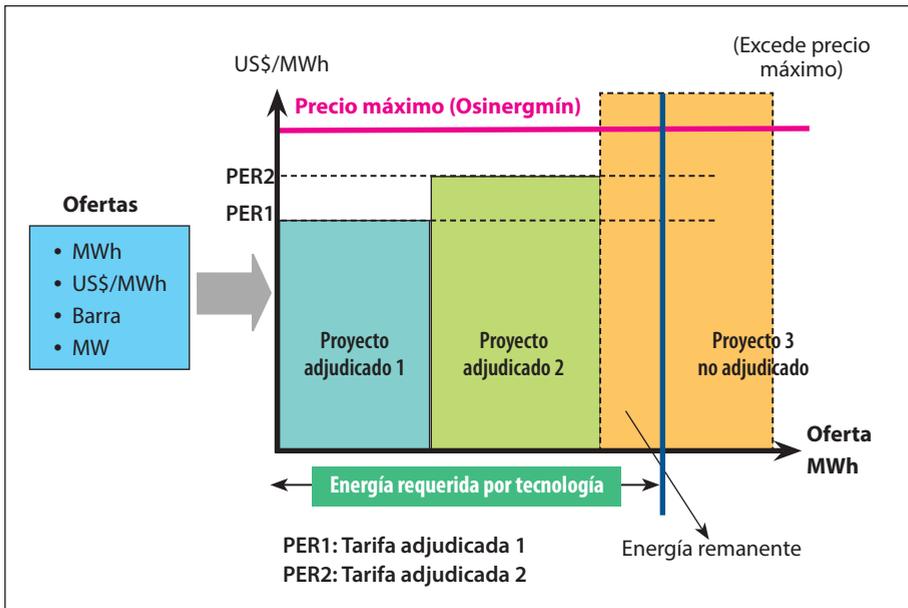


Figura 1.6. Proceso de adjudicación

Fuente: Osinergmín, 2015.

Los contratos de concesión firmados garantizan el pago del ingreso anual. Este se efectúa de acuerdo con lo siguiente: un ingreso por la venta de energía a costo marginal (CMg) y un cargo por prima proveniente de los usuarios finales de electricidad, si el ingreso anterior no cubre la tarifa de adjudicación (ver figura 1.7).

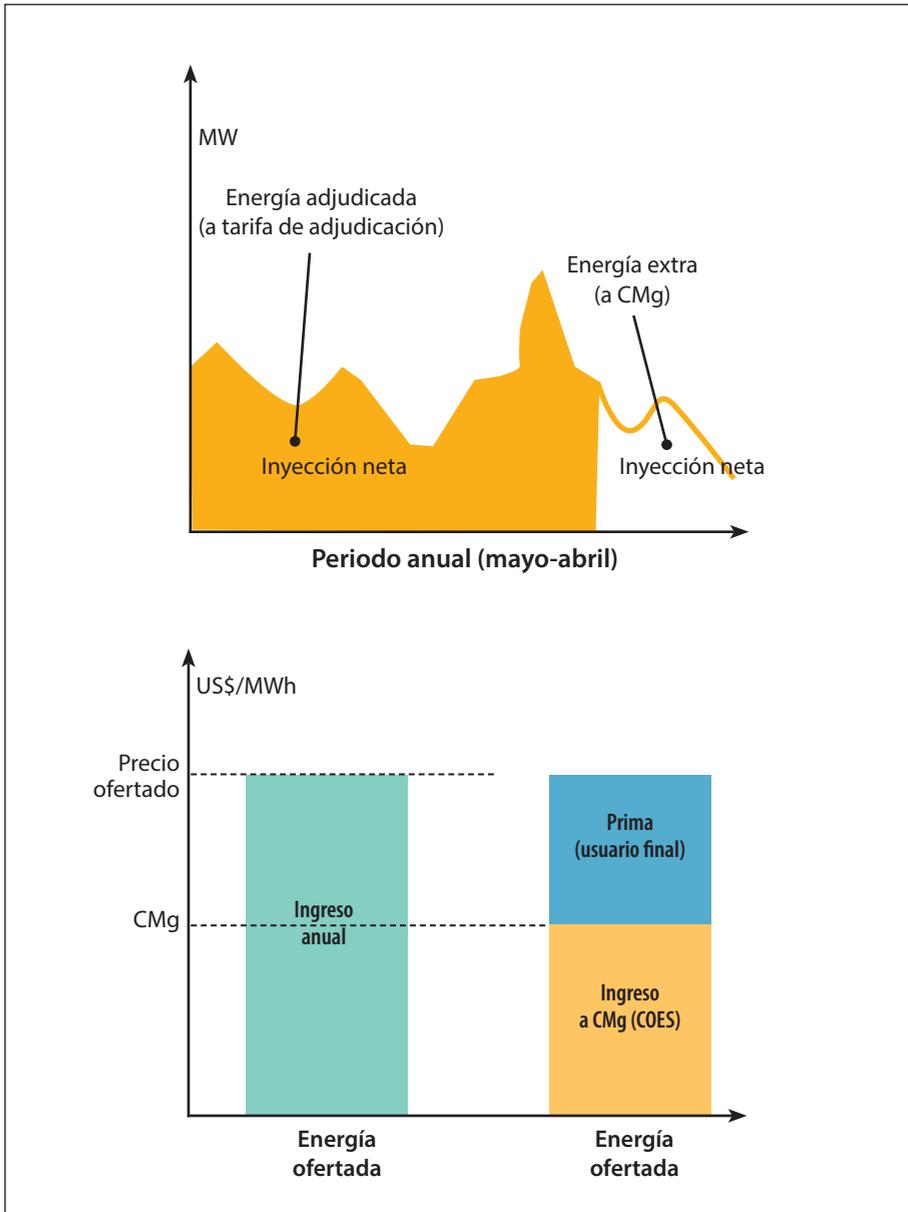


Figura 1.7. Descomposición del ingreso garantizado

Fuente: Osinergmín, 2015.

2

La teoría de opciones reales

Este capítulo está dedicado a la teoría de opciones reales (TOR), que como se ha mencionado en la introducción, se plantea en esta investigación como posible estrategia del inversionista en las subastas RER que se organizan en el Perú. Se explica el por qué se ha utilizado la teoría de opciones reales en esta investigación, se describe en qué consiste y cuáles son sus aplicaciones, así como los dos principales métodos de valorización de opciones: el modelo binomial y el modelo Black-Scholes.

1. ¿Por qué utilizar las opciones reales?

En el Perú, la estructura de las subastas RER es similar a la estructura de una composición de opciones de compra financieras e involucra una secuencia de decisiones similares a aquellas asociadas al citado instrumento financiero derivativo. Por ello, queda claro que la utilización del enfoque de las opciones reales para comprender la racionalidad de decisiones estratégicas relacionadas con la participación de algunos postores en la cuarta subasta RER puede apuntar a los factores de éxito o fracaso de algunos de ellos.

Otra motivación para utilizar las opciones reales es indicada por Sirmans & Yavas (2005), quienes en sus experimentos descubrieron que, en general, el concepto de opciones reales no es intuitivo o claro para los agentes, que fallan en identificar el valor de diferir una decisión de inversión. Sin

embargo, cuando los mismos agentes tienen que competir por el derecho a decidir realizar una inversión futura (subasta), se comportan de tal manera que sus ofertas reflejan el valor de la opción de diferir. Aun cuando los agentes desconozcan la teoría de las opciones reales, sus principios son subyacentes a la toma de decisiones estratégicas.

Además, Cong (2016) caracteriza subastas que requieren garantías de seguridad de la oferta (*bid bonds*) como subastas de opciones reales (*auctions of real options*). Por tanto, se puede utilizar el enfoque de las opciones reales como analogía para comprender la racionalidad de las decisiones estratégicas en los procesos de subasta, conforme lo han descrito Luehrman (1998a, 1998b) y Alonso Bonis, Azofra Palenzuela y De la Fuente Herrero (2009).

Sin embargo, a diferencia de las opciones financieras, a las opciones reales habitualmente les hace falta la referencia de valores de mercado con los cuales comparar los modelos de valoración o su relevancia como fuente de valor de la decisión empresarial. Existen pocas excepciones con respecto a ciertos activos reales cotizados, cuya naturaleza permite la fácil identificación de la opción real implícita. Por ejemplo, el caso de las concesiones petrolíferas, inversiones en minería o de los terrenos urbanos.

Por tanto, conocer la teoría de las opciones reales y dominar las metodologías de identificación y valoración de las oportunidades de diferir, abandonar o ampliar son importantes para los inversionistas que se presentan como postores en las subastas y para los organismos de regulación. A partir del estudio de las subastas RER realizadas en el Perú y en otros países es evidente, que la definición de las garantías requeridas podría ser mejorada utilizando los principios de las opciones reales.

Mediante la teoría de opciones reales se puede comprender la racionalidad de la decisión de invertir en un proyecto con significativa incertidumbre sobre el valor actual neto (VAN) o cuando este es negativo. De esa manera se espera que sea posible dar a conocer una estrategia competitiva planteada como opciones compuestas y poder aplicarla en las próximas subastas RER en el Perú o en otros países. En el caso seleccionado, se analizarán en detalle las estrategias utilizadas por Enel Green Power Perú, Enersur (en la actualidad, Engie Energía Perú) y Grenergy.

2. Las opciones reales

Una opción de compra financiera garantiza a su comprador el derecho de adquirir (opción de compra) un activo-objeto a un determinado precio (precio de ejercicio) al final de un periodo establecido (tiempo de expiración). Un inversor adquiere opciones de compra pagando por ellas una cantidad de dinero (premio). El titular (propietario) de la opción tiene el derecho de comprar, pero no está obligado a hacerlo. El vendedor de una opción está obligado a vender el activo-objeto al precio de ejercicio. La pérdida máxima del inversor es el valor del premio pagado, si decide no ejercer su derecho de compra del activo-objeto.

¿Qué son las opciones reales? Las opciones reales son una aplicación similar a las opciones financieras, pero el activo subyacente es un «activo real», como, por ejemplo, un inmueble, un proyecto de inversión, una empresa, una patente, etcétera. Es el derecho —pero no la obligación— para llevar a cabo ciertas iniciativas empresariales, como el aplazamiento (también llamado diferimiento), el abandono o la ampliación de un proyecto de inversión de capital.

Una opción real está presente en un proyecto de inversión cuando existe cierta posibilidad futura de actuación, al conocerse la resolución de alguna incertidumbre actual. Funciona porque ayuda a los directivos a estudiar las oportunidades que se les presentan para planear y gestionar inversiones estratégicas. En el caso analizado, la incertidumbre está relacionada con la adjudicación o no de los proyectos en la subasta.

Mascareñas (2018a) redefine la regla de decisión del valor actual neto (VAN) para la valorización de proyectos de inversión cuando la unidad de capital es superior o igual al costo de adquisición. Esta regla ignora el costo de oportunidad de realizar la inversión ahora, renunciando a la opción de esperar para obtener nueva información. Por tanto, para que un proyecto de inversión sea realizable, el VAN debería ser igual al valor de mantener viva la opción de inversión. Además, define que el VAN total es igual al VAN básico (el clásico valor actual neto) más la opción real implícita.

En la valorización de proyectos de inversión mediante la metodología de opciones reales, la decisión de invertir se basa en el grado de irreversi-

bilidad, la incertidumbre asociada y el margen de maniobra del decisor. La posibilidad de ejecutar un proyecto de inversión es similar a una opción para adquirir una acción. El valor de las opciones es una función de seis variables, como se puede observar en el cuadro 2.1.

Cuadro 2.1. Variables y parámetros que influyen en el valor de una opción financiera y de una opción real

Opción real	Variable	Opción financiera
Valor esperado de los flujos	S	Precio de la acción
Costo de la inversión	X	Precio del ejercicio
Tasa de descuento con riesgo (incorpora el riesgo del activo)	r	Interés sin riesgo (afecta al valor de la opción porque el VAN del precio de ejercicio de la opción depende de los tipos de interés)
Volatilidad de los flujos esperados	σ^2	Volatilidad
Tiempo hasta el ejercicio	t	Tiempo hasta el ejercicio
Mantenimiento de la opción	D	Dividendos

Fuente: Fernández, 2008.

- a) *El precio del activo subyacente (S).* Indica el precio actual del activo financiero subyacente; mientras que en la opción real indica el valor actual del activo real subyacente, es decir, el valor actual de los flujos de caja esperado, generado por dicho activo a lo largo de su vida futura. En el caso de la opción financiera, lo normal es conocer con certeza el precio del activo financiero subyacente. En cambio, en el caso de las opciones reales, con frecuencia el valor actual del activo real subyacente solo se conoce de forma aproximada.
- b) *El precio de ejercicio (X).* En la opción financiera indica el precio al que el propietario de la opción puede ejercerla; es decir, el precio por pagar para comprar el activo financiero subyacente (*call*). En la opción real indica el precio a pagar por hacerse con el activo real subyacente, es decir, con sus flujos de caja (por ejemplo, en un proyecto de inversión será el desembolso inicial) o el precio al que el propietario del activo subyacente tiene derecho a venderlo, si la opción es de venta.
- c) *La tasa libre de riesgo (r).* Refleja el valor temporal del dinero. En el caso de las opciones reales está representada por la tasa de descuento de los flujos e incluye los riesgos.

- d) *El tiempo hasta el vencimiento (t)*. Tiempo del que dispone el propietario para poder ejercer la opción.
- e) *El riesgo o volatilidad (σ)*. Varianza o desviación típica de los rendimientos del activo subyacente. Indica la volatilidad del activo subyacente. Si bien su precio medio es S , este oscilará en el futuro. Desde el punto de vista de las opciones reales, la volatilidad nos indica cuán equivocadas pueden estar nuestras estimaciones acerca del valor del activo subyacente. Cuanta más incertidumbre exista acerca de su valor, mayor será el beneficio obtenido de la captación de información.
- f) *Los dividendos (D)*. Ingreso generado por el activo subyacente durante el tiempo que el propietario de la opción la posee y no la realiza. Si la opción es de compra, hay una pérdida para el propietario de la opción. En el caso de las opciones reales de compra, equivale al dinero generado por el activo subyacente al cual renuncia el dueño de la opción mientras no la ejerza.

3. Técnicas de valorización con las opciones reales

Los principales métodos de valorización de opciones son: el método binomial, el Black-Scholes y la simulación de Montecarlo. Sus principales características, aplicaciones y tipos de opciones recomendadas para su utilización se observan en la figura 2.1. Por ello, en la presente investigación se utilizarán el modelo binomial y el Black-Scholes.

3.1. El modelo binomial

Un inversionista que compra una acción el día de hoy conoce su precio presente, pero el precio futuro de la acción es incierto. Dada esta incertidumbre, el comprador de las acciones enfrenta dos escenarios: el precio de estas sube o el precio de estas baja, generando o lucro o pérdidas. En vista de ello, para tener mayor seguridad, el inversionista decide comprar una opción sobre la acción. Es decir pactará un precio por la acción en el futuro, independientemente de su valor en el mercado en la fecha estipulada. Por este derecho, pagará una prima.

	Método binomial	Black & Scholes	Simulación de Montecarlo
	<ul style="list-style-type: none"> • Considera que el valor de un activo evoluciona bajo un proceso multiplicativo • Utiliza la volatilidad para determinar movimientos y probabilidades 	<ul style="list-style-type: none"> • Basado en un cálculo diferencial • Existe neutralidad al riesgo, por lo que utiliza la tasa libre de riesgo • El valor del subyacente sigue un proceso continuo estocástico 	<ul style="list-style-type: none"> • Considera que el logaritmo del valor del activo subyacente sigue un proceso geométrico browniano • Se desarrolla en un mundo de riesgo neutral
Cuándo utilizar	<ul style="list-style-type: none"> • Transacciones discretas • Para determinar el valor de opciones en etapas 	<ul style="list-style-type: none"> • Transacciones continuas • Cuando el precio de un activo (S) tenga una distribución normal 	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza para simular un conjunto grande de procesos estocásticos
Tipo de opción	<ul style="list-style-type: none"> • Ideal para opciones reales y americanas 	<ul style="list-style-type: none"> • Para opciones europeas • Efectivas para el mundo financiero 	<ul style="list-style-type: none"> • Para opciones europeas y exóticas • Especial para opciones reales complejas

Figura 2.1. Técnicas de valorización de opciones reales

Fuente: Material de clase del Curso Opciones Reales (Casos de evaluación de proyectos), Universidad ESAN, Maestría en Finanzas 2014-2.

Si el precio de la acción en el mercado en el momento pactado es menor al precio acordado, el comprador no ejercerá su derecho de compra de la acción, la comprará directamente en el mercado. Si el precio de la acción es superior al pactado, el comprador ejercerá su derecho de compra e inmediatamente venderá la acción con lucro. De esa manera su pérdida máxima está limitada al valor de la prima.

El reto es cómo definir la prima. El modelo binomial permite observar el comportamiento de las acciones a través del tiempo. Si se supone que el precio de la acción es S en el momento t , el modelo establece que dicha acción se comportará de dos formas: S puede subir a Su o bajar a Sd .

Para valorar la opción es necesario introducir el concepto de portafolio libre de riesgo, con lo cual se busca obtener la proporción de acciones Δ con las que debe contar una persona interesada en vender la opción *call*,

formando un portafolio. Se darán los dos casos ya mencionados: cuando el precio del activo subyacente suba, será $Su\Delta$, y el valor de la opción será fu , por lo que el valor del portafolio será $Su\Delta - fu$; cuando el precio del activo subyacente baje, será $Sd\Delta$, y el valor de la opción será 0, por lo que el valor del portafolio será $Sd\Delta - fd$. Para obtener el portafolio libre de riesgo se igualan estas dos ecuaciones:

$$\begin{array}{c}
 S \begin{array}{l} \nearrow \\ \searrow \end{array} \begin{array}{l} Su\Delta - fu \\ Sd\Delta - fd \end{array}
 \end{array}
 \quad
 \Delta = \frac{fu - fd}{Su - Sd}$$

Para definir los valores de fu y fd , se debe determinar el diferencial máximo del precio de la acción hoy y el precio de la opción de ejercicio en el tiempo T .

$$fu = \text{Máx} [Su - S; 0]$$

$$fd = \text{Máx} [Sd - S; 0]$$

Cabe recordar que u y d son los coeficientes que hay que multiplicar por S para obtener el precio de la acción al final del periodo.

Para generalizar el cálculo de la prima mediante las probabilidades implícitas, el portafolio libre de riesgo debe crecer a una tasa libre de riesgo en función del tiempo T . La ecuación para determinar la probabilidad implícita se presenta en la identidad (1).

$$p = \frac{e^{rT} - d}{u - d} \tag{1}$$

La ecuación para la valorización de la opción de compra f se muestra en la identidad (2).

$$f = [pf_u + (1 - p)f_d]e^{-rT} \tag{2}$$

3.2. El modelo de Black-Scholes

El modelo de Black-Scholes determina el precio intrínseco de una opción a partir de los siguientes cinco factores:

- S_0 : el precio del activo subyacente
- X : el precio de ejercicio
- T : la fecha de vencimiento
- σ : la variabilidad del activo subyacente
- r : la tasa de interés de los bonos libres de riesgo.

Para el caso de las subastas RER la opción real es similar a una opción de compra europea, porque se ejerce el derecho al final de un plazo pactado. Su fórmula es la identidad (3):

$$C = S_0 N(d_1) - Xe^{-rT} N(d_2)$$

$$d_1 = \frac{\ln(S_0 / X) + (r + \sigma^2/2) T}{(\sigma\sqrt{T})} \quad d_2 = d_1 - (\sigma\sqrt{T}) \quad (3)$$

Donde: $N(d)$ es la función de distribución de una normal estándar $N(0;1)$. La función de distribución será acotada entre dos valores, pues al ser una probabilidad arroja un valor entre 0 y 1. Esta es la probabilidad que afectará el precio de la opción. Entonces, en la fórmula, el precio inicial de la opción se multiplica por esta función de probabilidad d_1 , y una segunda parte, el precio del ejercicio traído a valor presente, se multiplica por la probabilidad d_2 .

Existe una relación entre el modelo binomial y el modelo de Black-Scholes y la relación entre ambos modelos está dada por las equivalencias descritas en la identidad (4). Así, para aplicar el modelo binomial, primero se puede estimar σ y después calcular u y d .

$$u = \exp \left\{ \sigma \sqrt{\frac{T}{n}} \right\}$$

$$d = \exp \left\{ -\sigma \sqrt{\frac{T}{n}} \right\} \quad (4)$$

4. Tipos de opciones reales

Según el estudio sobre la utilización de opciones reales en la valorización de proyectos de inversión realizado por Mascareñas (2018a), los tipos de opciones reales se pueden clasificar en tres grupos que pueden estar interrelacionados:

- Diferir/aprender
- Inversión/crecimiento
- Desinvertir/reducir

Para el estudio de caso, se desarrollarán los tipos de opciones reales del grupo diferir. Como señalan Gallardo Gómez y Andalaft Chacur (2008):

La opción de diferir un proyecto proporciona a su propietario el derecho a posponer su realización durante un plazo de tiempo determinado. Esta opción es más valiosa en proyectos donde una empresa tiene derechos exclusivos para invertir y va perdiendo valor conforme las barreras de entrada desaparezan.

Debido a que la realización anticipada del proyecto implica renunciar a la opción de diferirlo, el valor de esta última actúa como un costo de oportunidad, justificando la realización del proyecto sólo cuando el valor actual de los flujos de caja excede el valor actual del desembolso inicial por una cantidad igual al valor de la opción de diferirlo (p. 46).

Es similar a una opción de compra sobre el VAN del proyecto y cuyo precio de ejercicio es el costo de realizar el proyecto en la fecha de vencimiento de la opción.

Como ejemplo, se puede determinar un proyecto que se espera diferir a un año. Su inversión inicial hoy es A_0 y su VAN es VA . Este valor también calcula una oscilación, cuya medición se realiza por su desviación estándar, y su precio de ejercicio es A_1 , equivalente a la inversión inicial hoy (A_0) por la tasa libre de riesgo (r). El método binomial permitirá valorar dichos derechos (se verá más adelante), que viene a ser la probabilidad (p).

$$E_1^+ = \text{Máx} [VA_1^+ - A_1; 0]$$

$$E_1^- = \text{Máx} [VA_1^- - A_1; 0]$$

$$E_0 = \frac{p \cdot E_1^{++} + (1 - p) \cdot E_1^-}{1 + r}$$

Por último: Opción de diferir = VAN total – VAN básico

Con la opción de diferir se pretende obtener más información para poder decidir, entretanto existen dos costos: el costo de oportunidad de esperar a tener más información y el costo del retraso en tomar la decisión (Mascareñas, 2018b).

El valor de esperar a realizar el proyecto debe contemplarse dentro del contexto de la estrategia global de la empresa y puede verse perjudicado, incluso, gravemente por la acción de la competencia o por una estrategia de anticipación que no dé lugar a la espera. Y en todo caso, como ya se ha comentado, el valor de la opción de diferir el proyecto valdrá más para una compañía que la posea en exclusiva, valiendo mucho menos e incluso nada si es compartida.

La opción de abandono «... proporciona a su propietario el derecho a vender, liquidar, cerrar, [...] abandonar un proyecto determinado a cambio de un precio» (Gallardo Gómez & Andalaft Chacur, 2008, p. 47); por ejemplo, en el caso de las subastas serían las garantías de fiel cumplimiento.

... los directivos tienen una opción para abandonar el proyecto a cambio de su valor residual [...]. Dicha opción de venta sobre el valor actual del proyecto (VA) es de tipo americano [...] cuyo precio de ejercicio es el valor residual, o el de la mejor alternativa (VR), y capacita a la directiva a recibir:

$$VA + \text{Máx} [VR - VA ; 0] = \text{Máx} [VR ; VR]$$

Mascareñas, 2018b, p. 22.

Se puede determinar si el valor residual actual (VR_0) es inferior al valor actual del proyecto (VA_0) pues, como indica Mascareñas (2018b, p. 23):

... si esto no fuese así la directiva habría optado directamente por no acometer éste último; [si] tiene una menor varianza (así, si las cosas van bien no será óptimo abandonar tempranamente el proyecto, pero si van mal podría ser aconsejable). Por tanto, el valor del proyecto para los accionistas, suponiendo que puedan abandonarlo al final del primer año, será:

$$E_{1+} = \text{Máx} [VA_{1+}; VR_{1+}]$$

$$E_{1-} = \text{Máx} [VA_{1-}; VR_{1-}]$$

$$E_0 = \frac{pE_{1+} + (1-p)E_{1-}}{1+r} - A_0$$

Entonces, la opción de abandonar es igual a:

$$VAN \text{ total} - VAN \text{ básico}$$

«Las cláusulas de escape son la forma más directa de construir opciones de abandono porque crean una flexibilidad operativa de forma contractual con otras partes implicadas en el proyecto» (Gallardo Gómez & Andalaft Chacur, 2008, p. 47).

La existencia de una valiosa opción de abandono aumenta el deseo de invertir en un proyecto (lo mismo que una valiosa opción de reinvertir reduce las ganas de abandonar)[...] El valor de la opción de abandono aumenta: a) Cuanto mayor sea la incertidumbre sobre el valor futuro del negocio b) Cuanto mayor sea la cantidad de tiempo de que se dispone para ejercer dicha opción c) Cuanto mayor sea la relación entre el valor de abandono del proyecto (su valor de liquidación) respecto de su valor residual (valor actual de los flujos de caja libres restantes) (Mascareñas (2018b, p. 23-24).

3

La cuarta subasta RER y las estrategias de los postores

La metodología de investigación del estudio de casos está orientada a comprender en profundidad la realidad singular y a obtener conclusiones generales a partir de premisas que contienen datos particulares. La ventaja de esta metodología es que los casos están basados en la realidad, es decir, proceden de las prácticas y experiencias personales y empresariales.

En el campo de la teoría de opciones reales (TOR), la estrategia de investigación empírica más empleada es, precisamente, el estudio de casos, pues posibilita un análisis amplio del proceso de creación de valor de la inversión empresarial y de las variables de las que depende.

La mayoría de los estudios de casos desarrollados se restringían al sector de los recursos naturales o inmobiliarios. Sin embargo, la investigación se ha extendido a otros sectores económicos, y el presente trabajo se agrega a esta ramificación mediante el estudio de caso sobre las estrategias de participación competitivas en la subasta RER del sector eléctrico.

1. La cuarta subasta RER

Este caso busca definir la posible estrategia utilizada por los postores en la cuarta subasta RER promovida por el Gobierno peruano, así como orientar la formulación de juicios de valor que construyan la base para tomar

decisiones. Se pretende describir y explicar cómo la TOR podría ser utilizada por los postores para la formulación de una estrategia más competitiva; y por el regulador, para evitar comportamientos oportunistas.

Específicamente, se trabajará con la estrategia de los postores de proyectos eólicos en la subasta y en la consecuente adjudicación lograda para algunos de sus proyectos. Serán analizadas, con más atención, las estrategias utilizadas por Enel Green Power Perú, EnerSur y Grenergy Perú.

Primero se presentará la información relacionada con concesiones de generación RER; luego se comentará el proceso realizado por los postores para la formulación de proyectos, la postulación en las subastas y la implementación de los proyectos en el caso de adjudicación.

1.1. ¿Cómo trabajan las empresas de generación eléctrica que participan en las subastas RER?

Los proyectos de generación con energías renovables son proyectos de infraestructura cuya puesta en marcha demanda grandes inversiones. Sin embargo, la producción tiene una volatilidad natural (apenas se puede producir energía solar durante el día, y la eólica es variable durante el año, por ejemplo) y, algunas veces, un precio más elevado, factores que dificultan la firma de contratos con usuarios libres. Entonces, ¿cómo garantizar flujos de caja suficientemente estables para remunerar el capital invertido?

La lógica utilizada, por lo tanto, consiste en identificar sitios con potencial de aprovechamiento (solar, eólico, hídrico), medir el potencial, desarrollar proyectos de generación (planes, permisos, estudios, etc.) con el objetivo de someterlos a subastas promovidas por el Estado (en el ambiente de contratación regulada) y adjudicarse un contrato de concesión de largo plazo que asegure un ingreso garantizado, formalizado por medio de un *power purchase agreement* (PPA). El PPA hace el proyecto bancable y posibilita la financiación mediante el *project finance*.

1.2. Descripción de la cuarta subasta RER

Las bases de la cuarta subasta RER (Osinergrmín, 2015), establecían que: a) los derechos de participación debían ser adquiridos por 5,000 dólares;

b) en fecha específica, las empresas deberían presentar dos sobres: uno de calificación y otro con la propuesta económica; c) en el sobre de calificación se presentaría información preliminar sobre el proyecto, las declaraciones juradas y otros documentos; d) en el segundo sobre se incluiría información sobre las garantías de seguridad de la oferta por 50,000 dólares/MW instalado, el precio monómico ofertado (dólares/MWh), la potencia de la central (MW), la energía ofertada anual (MWh), el porcentaje mínimo requerido para obtener la adjudicación parcial y la barra de oferta.

En caso de adjudicación, las garantías de seguridad de la oferta serían sustituidas por garantías de fiel cumplimiento de 250,000 dólares/MW; sería necesario formar una sociedad de propósito específico (SPE) con una suscripción de capital equivalente a 100,000 dólares/MW y firmar el contrato de concesión con una duración de 20 años. Adjudicado el proyecto, el adjudicatario empezaría los preparativos para la construcción.

Tras la firma del contrato de concesión y el posterior cierre financiero, en el marco de las subastas RER, los proyectos adjudicados se debían poner en marcha dentro del plazo acordado, bajo el riesgo de ejecución de las garantías de fiel cumplimiento hasta la pérdida de la concesión.

El caso de estudio se enfocará solamente en la generación de energía eólica de la cuarta subasta RER. En el cuadro 3.1 se muestran los postores y los proyectos presentados en la primera ronda: en total, 8 postores presentaron 34 proyectos; y de los 8 postores, solo 4 pasaron a la segunda ronda.

Otro punto importante de la subasta es el cronograma del proceso, el cual se inició el 3 de septiembre de 2015 y culminó el 17 de mayo de 2016.

A partir de la investigación de la cuarta subasta RER, se ha podido identificar que los postores han utilizados diferentes tipos de estrategias para adjudicarse un proyecto. El presente trabajo se ha enfocado en dos de ellas: la tradicional y la de opciones reales.

Cuadro 3.1. Postores y proyectos de energía eólica en la cuarta subasta RER

Postor	Proyecto	Precio monómico (USD/MWh)	Potencia de la central (MW)	Energía ofertada anual (GWh/año)	Mínimo % de energía en adjudicación parcial	Garantías SGO (USD 50,000/MW) (en US\$ millones)
Consorcio Aldener - Petromont	CE La Brea	55.80	60.0	221,443	69%	3.00
Empresa de Generación Eléctrica Marcona SA	Pampa Caracoles IV	56.15	60.0	188,067		3.00
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca	37.83	126.0	573,000	92%	6.30
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 2	37.85	114.0	527,925	90%	5.70
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 3	38.35	102.0	476,728	92%	5.10
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 4	38.40	93.0	438,209	91%	4.65
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 5	39.39	84.0	399,357	90%	4.20
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 6	40.15	75.0	361,066	89%	3.75
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 7	40.99	66.0	322,880	87%	3.30
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 8	41.99	57.0	281,173	90%	2.85
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 10	43.77	51.0	253,599	89%	2.55
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 11	59.00	45.0	225,725	87%	2.25
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 15	63.60	81.0	310,961	90%	4.05
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 16	63.70	72.0	279,215	88%	3.60
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 17	63.80	63.0	245,924	86%	3.15
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 18	63.90	54.0	212,094	84%	2.70
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 20	64.00	45.0	178,204	81%	2.25
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 22	64.10	36.0	144,093	75%	1.80
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 25	64.20	27.0	108,396	78%	1.35
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 27	64.30	21.0	84,046	72%	1.05
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca 29	64.40	15.0	60,825	62%	0.75
Enel Green Power Perú SA	Parque Mórrope	63.00	72.0	346,328	84%	3.60
Enel Green Power Perú SA	Parque Mórrope 2	63.10	63.0	289,893	91%	3.15
Enel Green Power Perú SA	Parque Mórrope 3	63.20	57.0	266,207	91%	2.85
Enel Green Power Perú SA	Parque Mórrope 4	63.30	51.0	240,208	91%	2.55
Enel Green Power Perú SA	Parque Mórrope 5	63.40	45.0	217,906	88%	2.25
Energía Renovable del Sur SA	Parque San Juan	54.67	99.0	402,336	0%	4.95
Consorcio Torocco - Norte	Torocco Norte	56.05	55.0	228,153	0%	2.75
Consorcio Torocco - Sur	Torocco Sur	56.06	44.0	182,418	0%	2.20
Enersur SA	Parque Twister	39.45	128.6	569,753	0%	6.43
GR Paino SAC	Huambos	46.79	18.0	84,600	40%	0.90
GR Taruca SAC	Duna	51.79	18.0	81,000	40%	0.90
Invernergy Peru Wind Srl	José Quiñones	53.95	80.0	281,757	78%	4.00
Invernergy Peru Wind SRL	Parque Cerro Chocan	52.60	90.0	353,548	92%	4.50

Fuente: Actas del proceso de la cuarta subasta RER

<https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/cuarta-subasta>

Elaboración propia.

2. Estrategia con el enfoque tradicional

Las empresas de generación interesadas en participar como postores en las subastas RER promovidas por Osinergmín siguen, en general, lo que en este trabajo se denominará estrategia tradicional. Esta se subdivide en tres etapas: generación del proyecto; participación en la subasta; e implementación del proyecto, en el caso de que se obtenga la buena pro.

La estrategia tradicional presupone una relación biunívoca entre los estudios desarrollados y los proyectos presentados en la subasta. Es decir, los estudios y los esfuerzos realizados para la elaboración de un aprovechamiento eólico generan un proyecto que se presentará en la subasta. El modelo de negocio subyacente a esta estrategia tradicional, que se discutirá enseguida, se presenta en la figura 3.1.

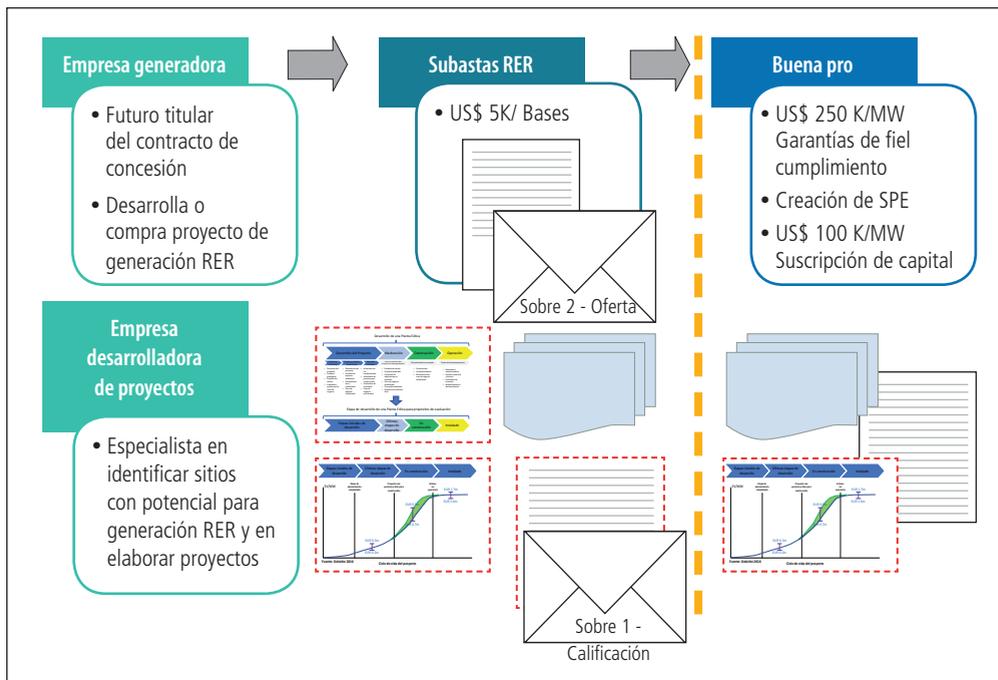


Figura 3.1. Modelo de negocio subyacente a enfoque tradicional

Elaboración propia.

2.1. La generación del proyecto

Las empresas generadoras interesadas en presentar proyectos en las subastas desarrollan sus proyectos RER de acuerdo con los criterios definidos por el Minem y solicitan concesiones temporales cuando es necesario. De manera alternativa, las empresas generadoras pueden adquirir proyectos de generación RER de otras empresas, generadoras o desarrolladoras. Por ello, la característica principal de la estrategia tradicional es también la correspondencia casi biunívoca entre las concesiones temporales y los proyectos presentados en las subastas.

El valor de los proyectos depende de la etapa de desarrollo en que se encuentren. En un estudio realizado anualmente por Deloitte (2016) se estima un múltiplo (€/MW) para la valoración de los activos de parques eólicos. El estudio, cuya muestra asciende ahora a 316 operaciones, consiste en realizar un análisis de regresión múltiple de las operaciones de compra y venta de parques eólicos.

Las etapas de desarrollo de una central eólica son cuatro. La primera es el desarrollo del proyecto, que se subdivide en tres fases: estudios de viabilidad inicial, diseño y evaluación de impacto ambiental, y acuerdos y solicitudes. La segunda etapa es la maduración del proyecto; la siguiente, la construcción y; por último, la puesta en marcha. Para fines del análisis, Deloitte (2016) estableció cuatro etapas equivalentes: etapas iniciales del *pipeline*, etapas finales del *pipeline*, en construcción y en operación comercial (ver figura 3.2).

En el análisis de las transacciones de proyectos *on shore*, el estudio de Deloitte (2016) indicó que los múltiplos (dólares/MW) para los proyectos eólicos en operación, en construcción y etapas finales del *pipeline* son: 1,76 millones de dólares, 0,88 millones de dólares y 0,33 millones de dólares, respectivamente. La regresión se realizó sobre un total de más de 278 transacciones y estimó un coeficiente de determinación de 0,95 (ver figura 3.3).

Los proyectos que cumplen con los requisitos mínimos para presentarse en las subastas son aquellos que, a su vez, cumplieron con las etapas iniciales del *pipeline* y estarían evaluados entre 0.2 millones de euros/MW y 0.3 millones de euros/MW (0.21 millones de dólares/MW y 0.31 millones



Figura 3.2. Ciclo de vida de un proyecto

Tomada de: Deloitte, 2016.

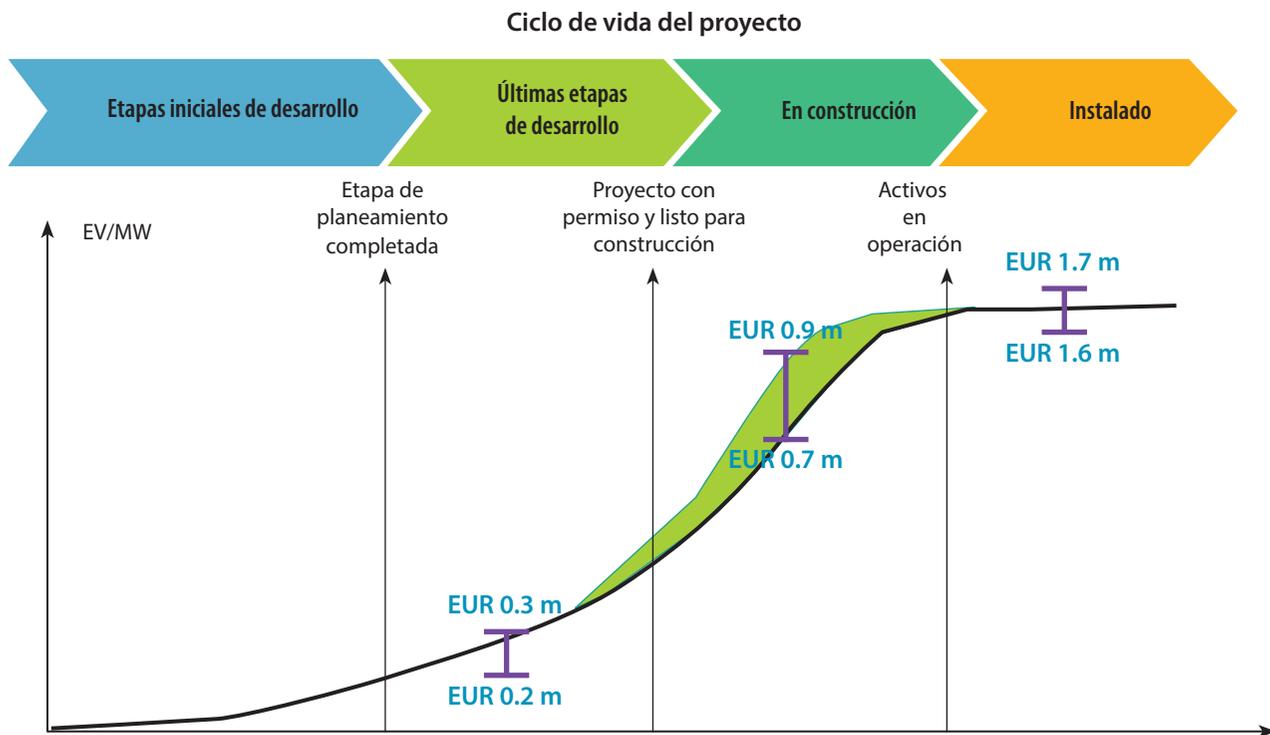


Figura 3.3. Creación de valor a lo largo del ciclo de vida de un proyecto

Tomada de: Deloitte, 2016.

de dólares/MW). Si las empresas que desarrollaron los estudios no desean participar de las subastas, podrían vender esos planes por el valor indicado. Por otro lado, si existen empresas con intenciones de postular en la subasta y no tienen estudios propios, podrían adquirirlos en el mercado por el mismo precio, en teoría.

2.2. Desarrollo de la estrategia tradicional

Para poder comparar las dos estrategias planteadas, se realiza la evaluación económica y financiera de uno de los proyectos presentados por Enel Green Power Perú: la central eólica Parque Nazca, de 126 MW de capacidad instalada. La evaluación se hace bajo el supuesto de que esta hubiera elaborado su propuesta mediante una estrategia tradicional. Es decir, tratar de simular el costo de oportunidad de capital (CAPM) para estructurar los ingresos, los costos y las inversiones con el fin de analizar los estados financieros proyectados: el estado de ganancias y pérdidas y el flujo de caja. Luego, se calcula y analiza el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

2.2.1. Valorización del parque Nazca mediante el flujo de caja descontado (FCD)

Los supuestos iniciales para el estudio del parque eólico Nazca serán los siguientes:

- La velocidad media del viento ya está determinada para la zona: 10 m/s, con una curva de potencia para los aerogeneradores de 3 MW. En total, se colocarán 42 aerogeneradores para desarrollar 126 MW.
- El plazo de vigencia es de 20 años a partir de la puesta en operación comercial. En el caso del parque eólico Nazca, el término de la construcción se proyecta a marzo del 2018, y su plazo de vencimiento es en febrero de 2038.
- Los componentes del parque eólico, la valoración de su adquisición y su instalación se determinarán sobre la base de documentación de proyectos similares, básicamente el parque eólico Tres Hermanas, ubicado en la misma localidad de Marcona, con una

capacidad instalada de 90 MW. También se considerarán los estudios realizados por Irena.

- El precio del contrato que logró Enel como ganadora en la subasta RER, que es de 37.83 US\$/MWh durante los 20 años que dura la concesión y aplicando el factor de corrección y la fórmula establecida en las bases a partir de la puesta en operación comercial.
- La proyección de ingresos se realiza mediante la cantidad anual de energía activa, expresada en MWh, que se mantendrá fija por el plazo de adjudicación, sin tomar en consideración la volatilidad de cada mes: en febrero se registra el mínimo de velocidad del viento; y en junio, el máximo de velocidad del viento.
- Los costos de servidumbre se incluirán en la evaluación, pues en el contrato se menciona que el Minem impondrá las servidumbres según la Ley, el concesionario asumirá los costos y no se considerará el costo de arrendamiento a terceros.
- Los aportes por regulación que se deben entregar a Osinergmín se encuentran, para el 2016, en 0,54% de la venta mensual, sin incluir el impuesto general a las ventas.

La descripción del proceso de valorización del parque eólico Nazca incluye lo siguiente:

- Localización del parque eólico Nazca
 - Mapa eólico del Perú
 - Calidad del viento
 - Distancia de interconexión de alta tensión
 - Área del proyecto
- Caracterización de las condiciones del viento
- Caracterización de los aerogeneradores
- Costos de inversión
- Costos de producción (explotación)
- Determinación del CAPM
 - Beta desapalancado del mercado (Bu)
 - Beta apalancado a la estructura de Enel Green Power Perú (Be)
 - Costo del capital (Ke)
 - Costo promedio ponderado del capital (CPPC).

Los costos de inversión de una planta eólica pueden ser asignados a cuatro categorías principales:

- Coste de la turbina: palas de rotor, caja de cambios, generador, convertidor de potencia, torre y transformador.
- Obras civiles: obras de construcción de obras, preparación y cimientos para las torres.
- Costes de conexión a la red: transformadores, subestaciones y conexión a la distribución local o red de transmisión.
- Gastos de planificación y proyecto: coste de desarrollo y honorarios, licencias, costos de cierre financiero, estudios de viabilidad y desarrollo, honorarios legales y gestión de la construcción.

EL estudio realizado por Irena (2015) sobre los costos de generación de energía renovable desglosa, a partir de tres casos, los costos totales de los parques eólicos: las turbinas eólicas representan entre el 64% y el 74% de los costos totales instalados; los costos de conexión a la red pueden variar entre el 8% y el 11%; los de construcción y obras civiles, entre el 8% y el 16%; mientras que otros costos de planeamiento y estudio, entre el 4% y el 10%.

Para el estudio de valorización del parque eólico Nazca, sobre la base de lo realizado en el parque eólico Tres Hermanas, los datos de la subasta y, por último, el estudio realizado por Irena (2015), se consideran los costos de inversión que se muestran en el cuadro 3.2.

Cuadro 3.2. Costos de inversión del parque eólico Nazca

Concepto	Cantidad	Precio unitario	Monto (US\$)	Porcentaje
Aerogenerador	42	US\$ 3,353	140,838	74
Obras civiles	42	428	17,961	9
Subestación y transmisión			10,579	6
Ingeniería, estudios, supervisión			20,713	11
Capex			190,090	100

Fuente: Irena, 2015.

Para la determinación del costo de producción, el mayor impacto recae en los costos de operación y mantenimiento (O&M). Estos costos se han determinado a partir del estudio realizado por Irena (2015) para una serie

de países de la OCDE. Se aplican a los costos de O&M un valor promedio de entre 0.02 dólares/KWh y 0.03 dólares/KWh en el año 2011; mientras que en el último estudio del año 2015, el valor promedio está entre 0.005 dólares/KWh y 0.015 dólares/KWh.

El estudio de Irena (2015) y el trabajo de Molina Medina (2012) acerca de la viabilidad económica de un parque eólico de 40 MW han sido utilizados en la presente investigación para determinar un costo de operación y mantenimiento de 0.0094 euro/KWh, equivalente a 0.007 dólares/KWh (ver cuadro 3.3).

2.2.2. Determinación del CAPM

Para el cálculo del costo de capital se utiliza el CAPM y el resultado es un $K_e = 8.75\%$.

$$K_e = R_f + B(R_m - R_f) + RP$$

$$K_e = 2.30\% + 0.72(7.25\% - 2.30\%) + 2.87\%$$

$$K_e = 8.75\%$$

En donde:

- *Tasa libre de riesgo (R_f) y rendimiento de mercado (R_m):* se tomaron en cuenta el promedio aritmético del periodo 1985-2015 (30 años) para los bonos del Gobierno: 2.30%, y el rendimiento del índice S&P 500 para el mismo periodo: 7.25%.
- *Riesgo país (RP):* se tomó como fuente Damodaran (s. f.), donde el riesgo país fue de 2.87% (9 de marzo de 2016).

El método del costo promedio ponderado de capital (CPPC) es el más utilizado para evaluar la viabilidad del proyecto. De acuerdo con los cálculos y los supuestos considerados, el CPPC de Enel Green Power Perú es igual a 4.67%.

$$CPPC = \frac{B}{B + S} (1 - tx) Kd + \frac{S}{B + S} Ke$$

$$CPPC = 70\% * (1 - 28\%) * 4.05\% + 30\% * 8.75\%$$

$$CPPC = 4.67\%$$

Cuadro 3.3. Flujo de caja descontado (FCD) del parque eólico Nazca

CE PARQUE NAZCA																							
Miles US\$																							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
FLUJO DE CAJA (método directo)																							
+ Ventas	-	16,649	22,471	22,748	23,033	23,324	23,623	23,928	24,241	24,562	24,890	25,226	25,570	25,922	26,282	26,652	27,030	27,417	27,813	28,219	28,635	7,265	
- Costos	-	(123)	(166)	(169)	(171)	(174)	(176)	(179)	(182)	(184)	(187)	(190)	(193)	(196)	(199)	(202)	(205)	(209)	(212)	(216)	(219)	(56)	
- O&M	-	(3,068)	(4,173)	(4,256)	(4,341)	(4,428)	(4,517)	(4,607)	(4,699)	(4,793)	(4,889)	(4,987)	(5,087)	(5,188)	(5,292)	(5,398)	(5,506)	(5,616)	(5,728)	(5,843)	(5,960)	(1,520)	
- SG&A	-	(156)	(215)	(219)	(223)	(228)	(233)	(238)	(243)	(248)	(253)	(258)	(263)	(269)	(275)	(280)	(286)	(292)	(298)	(305)	(311)	(75)	
= EBITDA	-	13,303	17,917	18,104	18,297	18,494	18,697	18,905	19,118	19,336	19,561	19,791	20,027	20,268	20,517	20,771	21,032	21,300	21,575	21,856	22,145	5,615	
+ / - capital de trabajo	-	(656)	(226)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(12)	(13)	1,068	
- Tasa de impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,515)	(5,653)	(5,723)	(5,794)	(5,867)	(5,942)	(6,019)	(6,098)	(6,179)	(1,550)	
= Flujo de caja operacional	-	12,646	17,690	18,096	18,289	18,486	18,688	18,896	19,108	19,327	19,551	19,781	16,501	14,605	14,783	14,966	15,154	15,346	15,544	15,746	15,954	5,133	
- CAPEX	(151,674)	(38,416)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
= Inversiones flujo de caja	(151,674)	(38,416)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
= Final cash flow	(151,674)	(25,769)	17,690	18,096	18,289	18,486	18,688	18,896	19,108	19,327	19,551	19,781	16,501	14,605	14,783	14,966	15,154	15,346	15,544	15,746	15,954	5,133	
FREE CASH FLOW económico																							
= EBITDA	-	13,303	17,917	18,104	18,297	18,494	18,697	18,905	19,118	19,336	19,561	19,791	20,027	20,268	20,517	20,771	21,032	21,300	21,575	21,856	22,145	5,615	
+ / - capital de trabajo	-	(656)	(226)	(8)	(8)	(9)	(9)	(9)	(9)	(10)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(12)	(13)	1,068	
- Tasa de impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,201)	(5,607)	(5,675)	(5,745)	(5,816)	(5,889)	(5,964)	(6,041)	(6,120)	(6,201)	(1,572)	
- CAPEX (no apalancado)	(151,674)	(38,416)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
= Free cash flow	(151,674)	(25,769)	17,690	18,096	18,289	18,486	18,688	18,896	19,108	19,327	19,551	16,579	14,409	14,583	14,761	14,944	15,132	15,324	15,522	15,724	15,932	5,111	
= Valor terminal (no apalancado)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TIRE económica	6.5%	(151,674)	(25,769)	17,690	18,096	18,289	18,486	18,688	18,896	19,108	19,327	19,551	16,579	14,409	14,583	14,761	14,944	15,132	15,324	15,522	15,724	15,932	5,111
VAN económica @ CPPC	4.67%	29,952																					

Elaboración propia.

En donde el costo de la deuda (K_d) es igual a $= 4.05\%$, que es un dato de endeudamiento, según Damodaran (s. f.) utilizado por las empresas del sector.

2.3. Viabilidad económica del proyecto

Luego de la determinación de los flujos futuros y el costo promedio de capital, se obtiene el VAN y la TIR del proyecto, tanto económico como financiero:

TIR económica	6.5%
VAN económico @ CPPC 4.67%	29,952

Se destaca del análisis que la TIR de los flujos económicos es mayor que el CPPC. Si bien hay variables que no son analizadas, están relacionadas, como la tecnología en los aerogeneradores, y se puede obtener ahorros significativos en los costos de O&M y de inversión, pues se vinculan con la cantidad de aerogeneradores por adquirir.

Por otro lado, el costo de capital K_e determinado para Enel Green Power Perú mediante la metodología del CAPM puede diferir del costo de capital real, del cual no se tiene certeza. Según información disponible en su portal, la corporación Enel (2017) tiene una emisión de bonos verdes, cuya tasa es de 1%. Esta emisión le puede servir como capital para sus nuevos proyectos de energía renovable, y se puede esperar que con esta tasa el costo de capital sea menor.

Así también, cuando se evalúa la TIR financiera, cuyo resultado es de 10.10%, se evidencia cómo es el financiamiento de este tipo de proyectos, básicamente realizados mediante *Project Finance*, considerando que un 70% del capex (*capital expenditures*, inversiones en bienes de capital) será financiado por un costo de la deuda (K_d) de 4.05%. Este es menor al costo de capital (K_e) determinado en el análisis, cuyo valor es de 8.75%, resultado de la evaluación del CPPC.

3. Estrategia con el enfoque de opciones reales

En esta sección se presenta la supuesta estrategia utilizada por una de las empresas postoras en la cuarta subasta RER en el Perú, durante el año 2016, teniendo en cuenta las opciones reales como parámetro. Se desarrolla el modelo planteado y se obtienen los resultados considerando las garantías (de seguridad de la oferta y de fiel cumplimiento) requeridas a los postores participantes de las subastas RER.

3.1. Descripción de la estrategia con el enfoque de opciones reales

La estrategia basada en el enfoque de las opciones reales es igual a la estrategia tradicional en cuanto a la participación en el proceso de la subasta y en la ejecución de los proyectos adjudicados. La diferencia entre ambas estrategias radica en que en la nueva estrategia la correspondencia biunívoca entre las concesiones temporales y los proyectos presentados en las subastas deja de ser dominante.

En la estrategia tradicional, un estudio desarrollado de acuerdo con una concesión temporal otorgada por el Minem genera un proyecto que se presenta en la subasta. En la estrategia planteada, un estudio puede generar varios proyectos. Se define como *configuración base* del proyecto a las condiciones descritas en la resolución ministerial por medio de la cual se otorga la concesión temporal, y como *configuración adicional*, cualquiera de los proyectos presentados en la subasta considerados como variaciones de la configuración base. En el cuadro 3.4 se muestran los ejemplos de los proyectos presentados por tres empresas en la cuarta subasta RER, los que se supone son variaciones de las configuraciones base.

La consulta a las configuraciones adicionales presentadas en la cuarta subasta RER se hicieron aquí: <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/cuarta-subasta>

Sin lugar a duda, el proceso decisorio relativo a todas las etapas de la subasta RER—desde la adquisición de los derechos de participación hasta la puesta en marcha de las plantas, pasando por la definición de precios, adjudicación y firma del contrato de suministro— puede ser caracterizado como una *rainbow option*, es decir, un conjunto de distintas opciones: diferir, abandonar y ampliar.

Cuadro 3.4. Ejemplos de configuraciones base y adicionales de proyectos presentados en la cuarta subasta RER

Empresa	Configuración inicial (CT otorgada)	Configuración adicional (presentada en la 4. ^a subasta)
Grenergy	CE Parque Duna 12 MW (RM N.º 575-2015-MEM/DM)	CE Duna 18 MW CE Huambos 18 MW
Cobra	CE Parque Torocco 75 MW (RM N.º 406-2013-MEM/DM)	CE Torocco Norte 55 MW CE Torocco Sur 44 MW
Enel	CE Parque Nazca 120 MW (RM N.º 262-2015-MEM/DM)	CE Parque Nazca 1 26.00 MW CE Parque Nazca 2 114.00 MW CE Parque Nazca 3 102.00 MW CE Parque Nazca 4 93.00 MW CE Parque Nazca 5 84.00 MW CE Parque Nazca 15 81.00 MW CE Parque Nazca 6 75.00 MW CE Parque Nazca 16 72.00 MW CE Parque Nazca 7 66.00 MW CE Parque Nazca 17 63.00 MW CE Parque Nazca 8 57.00 MW CE Parque Nazca 18 54.00 MW CE Parque Nazca 10 51.00 MW CE Parque Nazca 20 45.00 MW CE Parque Nazca 11 45.00 MW CE Parque Nazca 22 36.00 MW CE Parque Nazca 25 27.00 MW CE Parque Nazca 27 21.00 MW CE Parque Nazca 29 15.00 MW

Fuente: Actas del proceso de la cuarta subasta RER [<https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/cuarta-subasta>] y datos sobre concesiones temporales otorgadas por el Minem [http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=2428&idMenu=sub2405&idCateg=662].

Elaboración propia.

En la figura 3.4 se presentan, de acuerdo con el cronograma y otras orientaciones de las bases de la cuarta subasta RER (Osinergmín, 2015), los elementos de una opción (adquisición de un derecho de decisión, en fecha específica, a partir del pago de una prima) para cada una de las etapas del proceso.

La estructura de las subastas RER en el Perú se caracteriza como una composición de distintas opciones de compra (*call options*). Sin embargo, del conjunto de opciones identificadas, el estudio se limitará a las opciones de diferir y abandonar. Otros tipos de opciones identificadas y sus composiciones son posibles, pero no serán tratados en la presente investigación.

FLUJOGRAMA DE SUBASTA RER Y OPCIONES REALES

	Flujo cuarta subasta RER	Fecha	Proceso	Tipo de opción real	Prima
01	Participa	03/09/2015	Convocatoria 4. ^a subasta RER		
02	Compra de bases	07/09/2015	Venta de bases	«Opción de diferir» Compra el derecho de participar	US\$ 5,000
03	Sigue	26/11/2015	Publicación del precio máximo		Pierde prima (US\$ 5,000)
04	Presenta los sobres	18/12/2015	Presentación de sobres 1. Calificación 2. Propuesta	«Opción de diferir» Compra el derecho de decidir hacer la inversión si logra la adjudicación. Hoy el proyecto tiene VAN<0	Garantía de seguridad de la oferta US\$ 50,000/MW
05	Califica	21/12/2015	Evaluación del sobre n.º 1		Pierde gastos financieros de la prima (US\$ 50,000/MW) (comisión por carta fianza)
06	Adjudica 1. ^a ronda	16/02/2016	Buena Pro 1. ^a ronda (Derecho FCD1)		
07	Participa 2. ^a ronda	16/02/2016	Buena Pro 2. ^a ronda		Pierde gastos financieros de la prima (US\$ 50,000/MW) (comisión por carta fianza)
08	Adjudica 2. ^a ronda	16/02/2016	Buena Pro 2. ^a ronda (Derecho FCD2)		
09	Firma contrato	17/05/2016	Fecha de cierre (firma del contrato)		Pierde prima (US\$ 50,000/MW)
10	Contrato firmado	17/05/2016	Fecha de cierre (firma del contrato)	«Opción de abandono» Compra el derecho de no realizar el proyecto	Garantía de fiel cumplimiento (US\$ 250,000/MW)
11	Construye	18/05/2016	Inicio de la construcción		Pierde prima (US\$ 250,000/MW)
12	Opera	31/12/2018	Inicio de operaciones	«Opción de venta» Compra el derecho de realizar la venta del proyecto	
13	Ampliación		Ampliación de operaciones	«Opción de ampliación» Compra el derecho de realizar una ampliación de operaciones en la próxima subasta RER	
	Fin				

Figura 3.4. Caracterización de una subasta como una secuencia de opciones reales

Elaboración propia.

La primera opción sobre la cual tiene que decidir la empresa se refiere a la compra de los derechos de participación, etapas 1 y 2. Una vez divulgada la convocatoria, la empresa decide comprar los derechos de participación (compra de las bases); luego de revelar el precio máximo establecido por tecnología (etapa 3), la empresa deliberará sobre presentarse o no como postor. De manera independiente a la decisión de la empresa, ese derecho tiene un costo de 5,000 dólares.

Entre las etapas 4 y 8 se produce el proceso de adjudicación, descrito anteriormente, que se realiza en cuatro pasos. Primero se abren los sobres de oferta y se ordenan los proyectos según los precios, de menor a mayor, y se descartan los que exceden el precio máximo. Enseguida se verifica si la cantidad de energía ofertada (MWh) es menor a la energía requerida; en caso afirmativo, se adjudica el proyecto y en caso contrario, se verifica si el postor ha concordado con anticipación la posibilidad de adjudicación parcial, siempre y cuando esté debajo del precio máximo.

Desde el punto de vista de los postores, las opciones son las siguientes: en la etapa 4, si decide presentar una propuesta, el postor también debe presentar garantías de seguridad de la oferta (GSO) por 50,000 dólares/MW. Si la propuesta califica (etapa 5), la oferta económica será evaluada; si no califica, el proyecto es excluido y se devuelven los documentos. Eso implica un costo para el postor: el costo financiero de las GSO presentadas.

Los proyectos calificados pasan a la segunda ronda. Si se obtiene la buena pro, el postor tendrá la opción de firmar el contrato de concesión (esa posibilidad será tratada con más detalle en la etapa 9). Si el proyecto no se adjudica en la primera ronda, el postor tiene la opción de participar en una segunda ronda (etapa 7). Cabe señalar que es mejor tener otra propuesta ante la eventualidad de una segunda ronda (sea una oferta con menor precio o aceptar una adjudicación parcial del proyecto), una vez que la «prima» (el costo financiero de las GSO presentadas) ya está pagada.

Si el proyecto no se adjudica en la segunda ronda (etapa 8), los documentos se devuelven y el postor asume el costo financiero de las GSO presentadas. En el caso de adjudicación en la segunda ronda, los postores tendrán la opción de firmar el contrato de concesión (etapa 10). Si por alguna restricción no lo pueden firmar o si por cualquiera razón deciden no

hacerlo, el Estado ejecutará las GSO, lo cual será equivalente al costo de la decisión de no concluir el proceso.

Firmado el contrato de concesión, las GSO se devuelven a los postores y se les exige la presentación de garantías de fiel cumplimiento (GFC) por 250,000 dólares/MW. Es decir, en la etapa 11, si por alguna razón el adjudicatario no logra concluir la construcción o él mismo desiste de llevarla a cabo, las GFC se ejecutan y ese será el costo de abandono del proyecto¹. En la etapa 12, después de la puesta en marcha de la central, la empresa tendrá las siguientes opciones: seguir operando la planta, venderla o ampliarla.

En la etapa 4 de la subasta es posible que una empresa postule con diversos proyectos (configuraciones adicionales), elaborados sobre la base de un mismo estudio (configuración base), mediante la presentación de las garantías de seguridad de oferta (50,000 dólares/MW), garantizando así el derecho de decidir firmar o no el contrato de concesión en el caso de que se adjudique el proyecto. Es decir, se difiere la decisión de realizar la inversión (K) para cuando tenga la seguridad de la adjudicación. Ese derecho de decisión ha sido «comprado» mediante la presentación de las GSO. Si decide no firmar, pagará 50,000 dólares/MW, equivalente a la prima de la opción (c).

3.2. Desarrollo de la estrategia con el enfoque de opciones reales

El enfoque de las opciones reales se fundamenta en la analogía existente entre el derecho de decisión —derivado de la inversión empresarial— y los derechos de compra por las opciones financieras. Esta analogía permite aprovechar los modelos de valorización para opciones financieras y trasladarlos a las decisiones de inversión empresariales, pues posibilita superar varias limitaciones del modelo de valorización por flujo descontado y, así, poder ampliar la toma de decisiones.

En función de ello se ha tratado de interpretar lo realizado por la empresa Enel Green Power Perú (Enel) en la cuarta subasta RER, pues el estudio se sustenta en el hecho de que la empresa podría haber utilizado

1. No se consideran otras posibilidades, como la venta de la SPE detentora del contrato de concesión o la inclusión de nuevos socios en el consorcio, etcétera.

la teoría de opciones reales, además de la tradicional evaluación mediante el flujo de caja descontado, para tomar la decisión estratégica de ingreso y tener éxito en concesionar el parque eólico Nazca en la subasta RER. Estas opciones reales son del tipo opción de diferir (opción de compra), porque dio el derecho a Enel de diferir su decisión de realizar la inversión, si se adjudicaba el proyecto en la subasta RER.

Tradicionalmente, en las subastas RER las postulaciones eran biunívocas, es decir, si una empresa tenía la concesión temporal de un proyecto eólico, solo presentaba un proyecto para su participación en la subasta. Entonces, por la cantidad de proyectos presentados, cada empresa participante tenía la misma probabilidad de tener éxito en la subasta RER, sin tomar en cuenta variables como el precio ofertado, la capacidad, la potencia, etc. De manera empírica, se puede decir que a más proyectos presentados, mayor será la probabilidad de éxito; es decir, de obtener la concesión de un parque eólico.

A continuación, en función del caso propuesto, se aclararán los conceptos de configuración base y configuración adicional del proyecto. Cuando una empresa tiene la concesión temporal de un parque eólico con una capacidad y potencia definidas, se trata de una configuración base del proyecto; y cuando se presenta, además, el proyecto de un parque eólico sobre esta misma concesión temporal, pero con un porcentaje menor a la capacidad del original, se le denomina como configuración adicional al proyecto.

Se ha elaborado un flujograma para explicar mejor el desarrollo de la estrategia con enfoque de opciones reales supuestamente implementada con éxito por Enel en la última subasta RER (ver figura 3.5). En los siguientes acápite se describirá cada punto de este flujograma.

3.2.1. Planteamiento de la estrategia

El modelo será aplicado a la etapa 4 del proceso de la subasta que, según el flujograma (ver figura 3.4), se extiende desde el periodo de la presentación de los sobres conteniendo los proyectos (18 de diciembre de 2015) hasta la fecha de cierre o adjudicación de la concesión y firma del contrato (17 de mayo de 2016). Se identifica que en este periodo, Enel tomó decisiones de inversión a partir de una estrategia enfocada en la teoría de opciones reales,

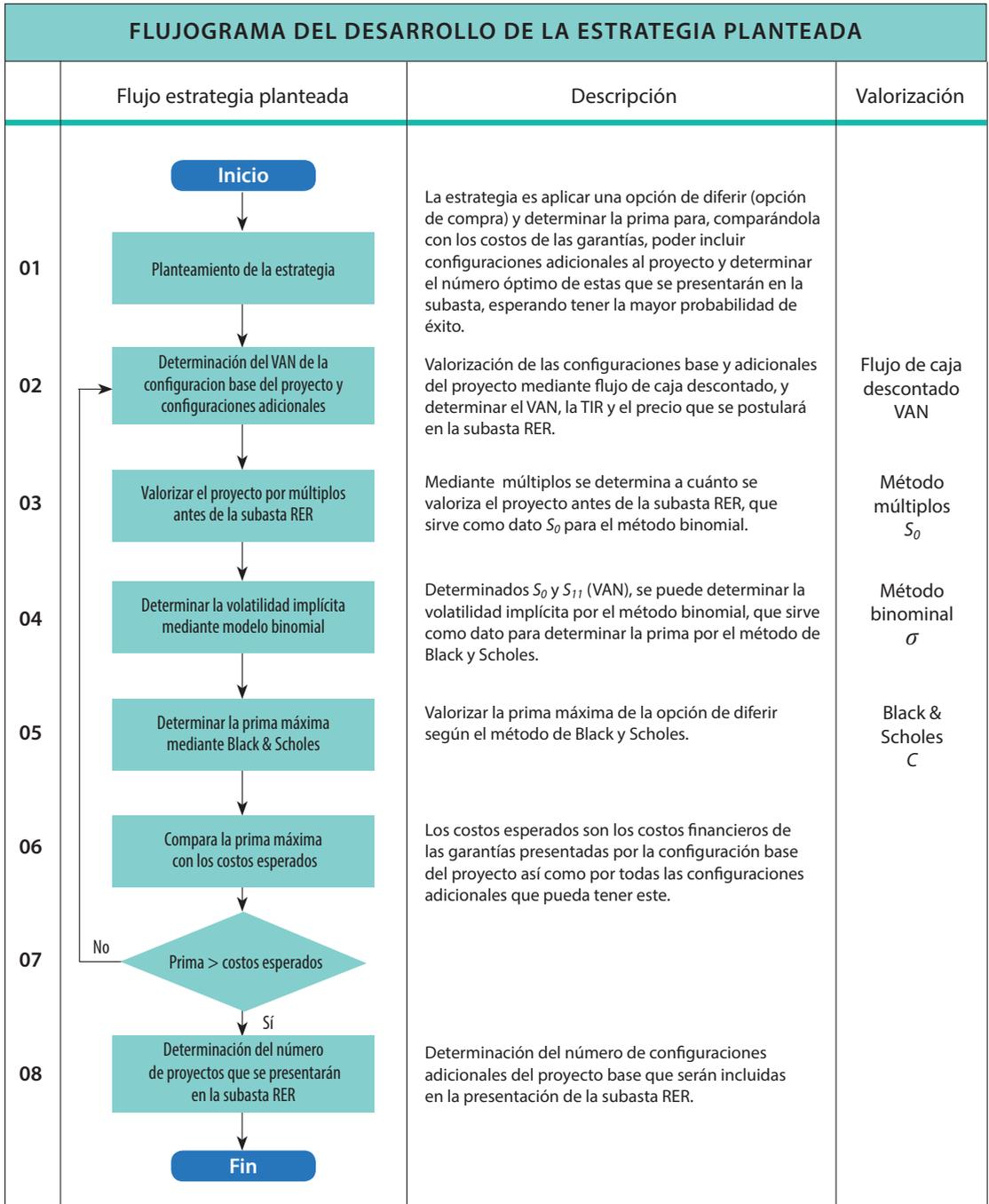


Figura 3.5. Desarrollo de la estrategia supuestamente utilizada por Enel

Elaboración propia.

lo que le permitió tener mayor información, con lo que valorizó su opción de diferir su decisión (opción de compra) y la incorporó en su evaluación.

Se puede decir que la estrategia se fundamenta en la teoría de opciones reales porque, en el momento anterior a la presentación de los sobres, el VAN del proyecto es menor a cero, pues todavía no se ha garantizado un PPA que genere un ingreso estable al proyecto. Si Enel decidiera no participar en la subasta, podría vender el proyecto a otro potencial postor, debido a la existencia de un mercado de proyectos muy activo en los periodos anteriores a la subasta. En el trabajo se utilizan los múltiples divulgados por Deloitte (2016) para estimar el valor del proyecto en ese momento y se considera el precio del activo subyacente (S_0), en el momento inicial (t_0).

En cambio, si decide participar en la subasta, una de las configuraciones adicionales del proyecto puede lograr la adjudicación (garantizando un ingreso por medio de un PPA) y obtener un VAN positivo, valorizado mediante flujo de caja descontado (FCD), equivalente al valor de la configuración del proyecto, si logra la adjudicación (S_{11}). Si no se logra la adjudicación, el proyecto tendrá un valor S_{12} , donde $S_{12} < S_0$, pues el mercado de compra y venta de proyectos se desacelera después de la subasta.

Si se considera que el costo de la inversión para establecer el parque eólico es el precio de ejercicio (K), el VAN sería igual a $(S_{11}-K)$, en el caso de que la empresa se adjudique la subasta o $(S_{12}-K)$, si no obtiene la buena pro. Como ya se mencionó, si la empresa obtiene la adjudicación y decide no firmar el contrato de concesión, el Estado ejecutará las GSO (50,000 dólares/MW). En el modelo de las opciones reales, las GSO serían equivalentes a la prima real de la opción (c).

Ese proceso de cambio potencial en el valor del proyecto (activo subyacente) —de S_0 en t_0 (presentación de los sobres) a S_{11} en t_1 (firma del contrato de concesión), si se adjudica la subasta o a un valor S_{12} en t_1 , si no lo hace— implica que es una opción de compra, pues la empresa siempre elegiría, de manera racional, realizar la inversión K en cualquiera de los casos siempre que $S_1 > K$ o $S_1 - K > 0$, es decir, cuando el VAN del proyecto es positivo. Si $S_1 - K < 0$, la compañía tiene el derecho de decidir no realizar la inversión, pero el Estado ejecuta la GSO o, dicho de otra manera, la empresa puede pagar la prima (c) para no firmar el contrato. En términos de opciones,

luego de la adjudicación, la empresa tiene que decidir, si el proyecto fue adjudicado, entre S_{11-K} o c . Dicho de otra manera, el **Máx** (S_{11-K} , c).

Llevándolo a opciones reales, ese sería un tipo de opción de diferir que se valoriza como una opción de compra. Esta opción de diferir sería solo teórica si no sirviera para tomar una decisión empresarial: aumentar la probabilidad de éxito de adjudicarse un proyecto eólico. Por ello, al conocer el valor de la opción (prima), este se compara con los costos de las garantías: si estos son menores que la prima, se podría tomar la decisión de incluir más configuraciones adicionales del proyecto, pues al aumentar el número de proyectos presentados en la subasta, también aumentan las probabilidades de obtener la adjudicación.

Como se menciona en la estrategia con enfoque de opciones reales, competir apenas con la configuración base del proyecto (parque eólico Nazca) generaría un costo financiero por las garantías presentadas en la subasta. Hasta el momento de la divulgación de la convocatoria, el 3 de septiembre de 2015, el total de concesiones temporales vigentes para proyectos eólicos ascendía a 17, incluyendo la concesión temporal de Enel. En función de la estrategia tradicional (relación biunívoca entre concesiones temporales y proyectos presentados), se podría suponer que el número de proyectos en competencia en la subasta ascendería a 17.

Según el planteamiento anterior, la estrategia consiste en aumentar la probabilidad de éxito en la adjudicación mediante la inscripción de la mayor cantidad de configuraciones adicionales del proyecto. Sin embargo, si se tiene en cuenta los costos de las garantías presentadas por cada una de estas adiciones del proyecto, surge la pregunta: ¿cuál es el número óptimo de estas adiciones?

El incremento en el número de proyectos, en realidad, ocurrió. De acuerdo con el Acta Notarial de Postores del 29 de enero de 2016, se presentaron 34 proyectos eólicos, de los cuales 24 le correspondían a Enel.

Según se explicó anteriormente, uno de los requisitos para participar en la subasta RER, es la presentación de las GSO por cada proyecto presentado (50,000 dólares por MW). Los costos esperados constan de dos partes: el costo financiero por tasa (por la emisión de la carta fianza, equivalente

al monto de las garantías exigidas) y las comisiones. En el estudio se ha considerado la tasa del 1% por el periodo de presentación de sobres hasta el término del proceso de adjudicación. En el mercado hay diferentes tasas y comisiones que varían en función del tipo de empresa, su solvencia y el tiempo de estar constituida constitución. Este costo financiero se hará efectivo solo por el hecho de participar, independientemente de si se adjudica o no el proyecto. En el caso de la presente investigación, se hará efectivo cuando el proyecto haya sido adjudicado y la empresa decida no firmar el contrato.

Además, se ha considerado la probabilidad inversa de q_u y q_d de la opción de compra: q_d para los costos financieros de las garantías (igual a la probabilidad de no lograr la adjudicación, en cuyo caso las GSO son devueltas al postor), y q_u para las garantías (probabilidad de adjudicación del proyecto y ejecución de las garantías si el postor no firma el contrato de suministro).

3.2.2. Determinación del VAN, valorado por el FCD

Este punto del proceso de descripción del modelo planteado ya ha sido desarrollado en la sección dedicada al desarrollo de la estrategia con enfoque tradicional, donde se detalla la valorización mediante el FCD de la configuración base del proyecto, cuyos datos principales son:

Precio ofertado	:	37.83 dólares/MWh
Potencia	:	126 MW
Energía anual	:	573 GWh/año

La empresa Enel presentó dieciocho configuraciones adicionales al proyecto en la subasta RER. En el caso de la presente investigación, se realizaron dieciocho valorizaciones, cada una de ellas tuvo en cuenta los mismos supuestos, solo varió lo que diferencia a cada configuración adicional: el precio ofertado, la potencia y la energía anual. Sin embargo, el cambio en estas variables también implicó variaciones significativas en la valorización: el número de aerogeneradores, el factor de planta, las comisiones por cartas fianzas asociados a la potencia, el CAPEX, el OPEX (*operating expense*, gasto operativo) y, por último, el VAN y la TIR. Las variables que no se modificaron fueron: los costos de capital (K_E) y de deuda (K_D), el porcentaje

de endeudamiento, el tiempo de construcción de la central (aun cuando algunas configuraciones iniciales sean de menor potencia y, por ende, se necesite un número menor de aerogeneradores) y los costos unitarios de O&M. En el cuadro 3.5 se muestra la inversión, el VAN financiero y la TIR económica de las dieciocho configuraciones adicionales.

Cuadro 3.5. Resumen de valorización por flujo de caja descontado

Proyecto	Potencia de la central (MW)	Energía ofertada anual (GWh/año)	Precio ofertado (USD/MWh)	Inversión (miles US\$)	VANE (miles US\$)	TIRE
Parque Nazca	126	573,000	37.83	190,089	29,952	6.51%
Parque Nazca 2	114	527,925	37.85	175,073	27,609	6.52%
Parque Nazca 3	102	476,728	38.35	160,057	25,776	6.55%
Parque Nazca 4	93	438,209	38.40	148,795	22,457	6.44%
Parque Nazca 5	84	399,357	39.39	137,533	23,043	6.63%
Parque Nazca 6	75	361,066	40.15	126,271	22,100	6.71%
Parque Nazca 7	66	322,880	40.99	115,009	20,844	6.78%
Parque Nazca 8	57	281,173	41.99	103,747	18,073	6.70%
Parque Nazca 10	51	253,599	43.77	96,239	18,864	6.95%
Parque Nazca 11	45	225,725	59.00	88,739	50,821	10.96%
Parque Nazca 15	81	310,961	63.60	133,790	76,302	10.93%
Parque Nazca 16	72	279,215	63.70	122,526	66,773	10.67%
Parque Nazca 17	63	245,924	63.80	111,262	56,256	10.27%
Parque Nazca 18	54	212,094	63.90	99,998	45,328	9.73%
Parque Nazca 20	45	178,204	64.00	88,734	34,273	9.02%
Parque Nazca 22	36	144,093	64.10	77,470	22,995	8.06%
Parque Nazca 25	27	108,396	64.20	66,205	10,619	6.54%
Parque Nazca 27	21	84,046	64.30	58,696	1,945	5.07%
Parque Nazca 29	15	60,825	64.40	43,686	145	4.71%

Elaboración propia.

3.2.3. Valor (precio) del activo subyacente por el método de múltiplos

Sobre la base de lo desarrollado respecto a la estrategia del enfoque tradicional, el estudio utilizó el análisis de regresión múltiple de las operaciones de compra y venta de parques eólicos. Los proyectos que cumplen con los

requisitos mínimos para presentarse en las subastas estarían valuados en 200,000 dólares/MW, aproximadamente. Es decir, las empresas generadoras interesadas en presentar proyectos en las subastas, que desarrollan sus proyectos RER, podrían venderlos en el mercado por ese valor o adquirirlos de empresas desarrolladoras por el mismo monto. Este monto comprende ciertos criterios, tales como tener una concesión temporal y servidumbre sobre el terreno donde se desarrolla el proyecto, los gastos por los estudios e ingeniería.

El valor del proyecto estimado por múltiplo para el estudio es el *input* para el siguiente paso, que es la valorización de la opción de compra. Por tanto, al ser este valor el precio del activo subyacente S_0 , también se tendrá el valor de la configuración base y de las configuraciones adicionales.

Para el caso de estudio, el valor del activo subyacente S_0 para la configuración base del proyecto, que tiene una potencia de 126 MW, tendría el valor de 25.2 millones de dólares.

3.2.4. Volatilidad implícita por el método binomial

La estimación de la volatilidad es uno de los principales problemas en la implementación de la valoración por opciones reales, pues en la valorización por el método binomial todos los parámetros de la fórmula son conocidos, excepto la volatilidad. Como la volatilidad es futura y varía en función del precio del ejercicio, se estima que el activo subyacente se realizará entre la fecha de valoración y la fecha de vencimiento. Por ello, para la configuración base del proyecto que fue de 318%, se estimará la volatilidad implícita, pues se conoce el valor del activo subyacente, el precio de ejercicio, los plazos y la tasa libre de riesgo.

Se debe resaltar que la volatilidad es una aproximación de lo que puede suceder en el futuro. En el caso de la valoración de las opciones financieras, se utiliza la volatilidad de las acciones como *input*. Con esta premisa se analizaron las subastas RER realizadas con anterioridad y, por coincidencia, se obtuvo la misma probabilidad de éxito de adjudicación y, por ende, la misma volatilidad. En la figura 3.6 se muestra la metodología aplicada.

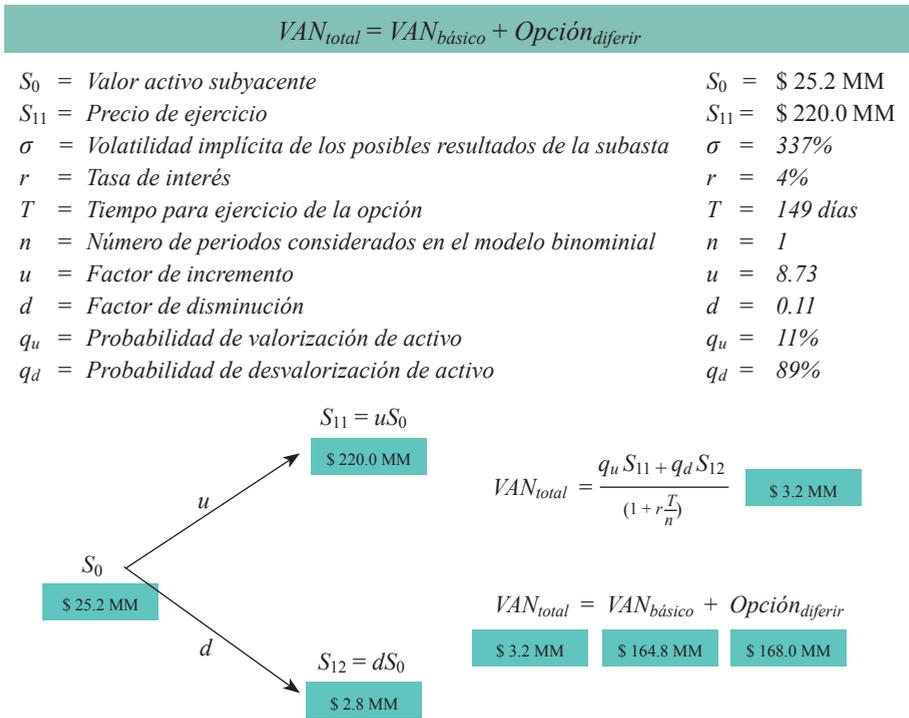


Figura 3.6. Método binomial para opción de diferir

Elaboración propia.

Esta metodología, valoración por método binomial, se ha aplicado a todas las demás configuraciones adicionales del proyecto con el fin de determinar su volatilidad implícita, y poder aplicar la valoración de Black-Scholes para calcular el valor de la opción de compra.

Las volatilidades implícitas calculadas para todas las configuraciones adicionales del proyecto se presentan en el cuadro 3.6 y se ubican, en promedio, por encima de la volatilidad encontrada en la configuración base del proyecto.

3.2.5. Valorización por Black-Scholes para la opción de compra

Luego de encontrar la volatilidad implícita mediante el método binomial, se procede a calcular el valor de la prima de la opción compra, a partir del modelo de Black-Scholes (ver figura 3.7).

Cuadro 3.6. Método Binomial volatilidad

Proyecto	Valor proyecto (miles US\$)	K + VANE (miles US\$)	Factor disminución aumento		Probabilidad		Volatilidad implícita
	S_0	S_{11}	u	d	qu	qd	σ
Parque Nazca	25,200	220,041	8.73	0.11	11%	89%	337%
Parque Nazca 2	22,800	202,683	8.89	0.11	11%	89%	340%
Parque Nazca 3	20,400	185,833	9.11	0.11	10%	90%	343%
Parque Nazca 4	18,600	171,252	9.21	0.11	10%	90%	345%
Parque Nazca 5	16,800	160,577	9.56	0.10	10%	90%	351%
Parque Nazca 6	15,000	148,371	9.89	0.10	10%	90%	356%
Parque Nazca 7	13,200	135,854	10.29	0.10	9%	91%	362%
Parque Nazca 8	11,400	121,820	10.69	0.09	9%	91%	368%
Parque Nazca 10	10,200	115,103	11.28	0.09	8%	92%	377%
Parque Nazca 11	9,000	139,560	15.51	0.06	6%	94%	426%
Parque Nazca 15	16,200	210,092	12.97	0.08	7%	93%	398%
Parque Nazca 16	14,400	189,300	13.15	0.08	7%	93%	400%
Parque Nazca 17	12,600	167,519	13.30	0.08	7%	93%	402%
Parque Nazca 18	10,800	145,326	13.46	0.07	7%	93%	404%
Parque Nazca 20	9,000	123,007	13.67	0.07	7%	93%	406%
Parque Nazca 22	7,200	100,465	13.95	0.07	7%	93%	410%
Parque Nazca 25	5,400	76,824	14.23	0.07	7%	93%	413%
Parque Nazca 27	4,200	60,641	14.44	0.07	7%	93%	415%
Parque Nazca 29	3,000	51,331	14.61	0.07	7%	93%	417%

Elaboración propia.

$$C = S_0 N(d_1) - Xe^{-rT} N(d_2)$$

$S_0 =$ Valor activo subyacente	$S_0 =$ \$ 25.2 MM
$X =$ Precio de ejercicio	$S_{11} =$ \$ 220.0 MM
$\sigma =$ Volatilidad del activo	$\sigma =$ 337%
$r =$ Tasa de interés	$r =$ 4%
$T =$ Tiempo para ejercicio de la opción	$T =$ 149 días
$d_1 =$ Probabilidad del precio del activo	$d_1 =$ 0.091
$d_2 =$ Probabilidad del precio del ejercicio	$d_2 =$ -2.076
$N =$ Distribución normal	$N(d_1) =$ 0.536
	$N(d_2) =$ 0.019

$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{K}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)(T-t)}{\sigma\sqrt{T-t}}$	0.091	$C = S_0 N(d_1) - Xe^{-rT} N(d_2)$	\$ 9.4 MM	\$ 13.5 MM	-\$ 4.1 MM
$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T-t}$	-2.076				

Figura 3.7. Método Black & Scholes

Elaboración propia.

Así también se determina el valor de la prima de la opción de compra para todas las configuraciones adicionales del proyecto, lo que se muestra en el cuadro 3.7.

Cuadro 3.7. Método Black & Scholes: prima máxima

Proyecto	Valor proyecto (miles US\$)	K + VANE (miles US\$)	Probabilidad		Distribución normal		Prima (miles US\$)
	S_0	X	d_1	d_2	$N(d_1)$	$N(d_2)$	c
Parque Nazca	25,200	220,041	0.09	-2.08	0.54	0.02	9,413
Parque Nazca 2	22,800	202,683	0.10	-2.08	0.54	0.02	8,612
Parque Nazca 3	20,400	185,833	0.11	-2.10	0.54	0.02	7,823
Parque Nazca 4	18,600	171,252	0.12	-2.10	0.55	0.02	7,179
Parque Nazca 5	16,800	160,577	0.14	-2.12	0.55	0.02	6,632
Parque Nazca 6	15,000	148,371	0.15	-2.14	0.56	0.02	6,043
Parque Nazca 7	13,200	135,854	0.17	-2.16	0.57	0.02	5,442
Parque Nazca 8	11,400	121,820	0.19	-2.18	0.58	0.01	4,801
Parque Nazca 10	10,200	115,103	0.22	-2.20	0.59	0.01	4,428
Parque Nazca 11	9,000	139,560	0.38	-2.36	0.65	0.01	4,582
Parque Nazca 15	16,200	210,092	0.29	-2.27	0.61	0.01	7,566
Parque Nazca 16	14,400	189,300	0.29	-2.28	0.62	0.01	6,772
Parque Nazca 17	12,600	167,519	0.30	-2.29	0.62	0.01	5,959
Parque Nazca 18	10,800	145,326	0.31	-2.29	0.62	0.01	5,138
Parque Nazca 20	9,000	123,007	0.31	-2.30	0.62	0.01	4,315
Parque Nazca 22	7,200	100,465	0.32	-2.31	0.63	0.01	3,487
Parque Nazca 25	5,400	76,824	0.33	-2.32	0.63	0.01	2,640
Parque Nazca 27	4,200	60,641	0.34	-2.33	0.63	0.01	2,068
Parque Nazca 29	3,000	51,331	0.35	-2.33	0.64	0.01	1,486

Elaboración propia.

3.3. Resultados de la aplicación de opciones reales

Se comparó el valor de la prima teórica (determinada por Black-Scholes) de la opción de compra de la configuración base del proyecto parque eólico Nazca con el costo esperado de la garantía efectivamente presentada en la cuarta subasta RER. En primera instancia, se puede decir que la prima teórica es de 9.4 millones de dólares y el costo esperado de la garantía presentada es 773,000 dólares, es decir, apenas un 9% de la prima teórica por tener la

opción de compra. Este resultado significa que la garantía solicitada por la subasta RER es «barata». Además, ratifica la decisión de Enel de incluir configuraciones adicionales al proyecto y elevar así su probabilidad de éxito de adjudicación, pagando por todos los costos de las garantías adicionales un monto menor a la prima teórica por la opción de compra (diferir) de la configuración base del proyecto Nazca.

Según el cuadro 3.8, con la prima de la configuración base del proyecto se puede cubrir los costos esperados de la presentación de dieciocho configuraciones adicionales, que en total suman aproximadamente 7 millones de dólares.

Cuadro 3.8. Comparativo prima máxima y costos esperados

Proyecto	Costos esperados (miles US\$)	Prima binomial (miles US\$)	Prima B&S (miles US\$)	Prima B&S – costos esperados (miles US\$)
Parque Nazca	773	3,164	9,413	8,640
Parque Nazca 2	702	2,870	8,612	7,938
Parque Nazca 3	612	2,621	7,823	7,326
Parque Nazca 4	560	2,261	7,179	6,766
Parque Nazca 5	498	2,243	6,632	6,268
Parque Nazca 6	440	2,085	6,043	5,829
Parque Nazca 7	386	1,896	5,442	5,442
Parque Nazca 8	319	1,588	4,801	5,123
Parque Nazca 10	280	1,577	4,428	4,843
Parque Nazca 11	199	3,158	4,582	4,644
Parque Nazca 15	396	5,606	7,566	4,248
Parque Nazca 16	413	4,845	6,772	3,835
Parque Nazca 17	316	4,039	5,959	3,519
Parque Nazca 18	276	3,218	5,138	3,243
Parque Nazca 20	262	2,398	4,315	2,981
Parque Nazca 22	204	1,578	3,487	2,777
Parque Nazca 25	155	716	2,640	2,622
Parque Nazca 27	141	129	2,068	2,480
Parque Nazca 29	155	-	1,486	2,325

Elaboración propia.

3.4. Consideraciones adicionales del enfoque de opciones reales

En el proceso de la cuarta subasta RER se identificó que otras empresas podrían haber aplicado la estrategia con enfoque de opciones reales utilizada por Enel. Es el caso de EnerSur, que participó con su propuesta del parque eólico Twister, y de Grenergy.

Como se aprecia en el cuadro 3.9, las dos empresas ingresaron propuestas similares. EnerSur, con un menor factor de planta, pues aun cuando la potencia es mayor, su generación de electricidad es menor en un 0.57%, y con un precio ofertado mayor en 4.28%. Cabe resaltar algo muy importante: el porcentaje de adjudicación parcial es cero; es decir, la empresa no estaba dispuesta a obtener la adjudicación de un porcentaje menor de electricidad. Tampoco participó en la segunda ronda.

Si EnerSur hubiese planteado una estrategia utilizando un enfoque de opciones reales, pudo haber obtenido la buena pro en forma parcial o en segunda ronda, ya que los gastos de las GSO ya estaban asumidos para la primera y la segunda ronda. Como no hubo propuesta de suministro para la energía por biomasa, no se llegó a cubrir la demanda solicitada y esta demanda pasó a las otras energías RER. Al final, Grenergy se adjudicó la subasta con dos proyectos de 18 MW cada uno. Con un enfoque de opciones reales y la posibilidad de adjudicarse una parte de su proyecto, EnerSur pudo haber elegido una opción de ampliación en las siguientes subastas RER y tener una probabilidad de éxito de adjudicación mayor, porque los gastos de inversión podrían utilizarse en el siguiente proyecto.

El caso de Grenergy también amerita ser analizado, pues utilizó opciones reales, aunque en otra parte del proceso de la subasta RER. Supuestamente optó por la opción de abandono (punto 10 en la figura 3.4); es decir, si no lograba cumplir los requisitos para firmar el contrato, abandonaría uno o los dos proyectos adjudicados. Para poder firmar el contrato, el adjudicatario debería, entre otros requisitos, presentar como capital social, y haberlo suscrito, el monto de 100 mil dólares por MW, es decir, 3.60 millones de dólares (ver el cuadro 3.10).

Grenergy necesitaba un capital de 3.60 millones de dólares y tenía hasta el 17 de mayo de 2016 para obtenerlo y firmar el contrato. Según el

Cuadro 3.9. Postores con menor precio en la cuarta subasta RER

Postor	Proyecto	Potencia de la central (MW)	Energía ofertada anual (GWh/año)	Factor de planta	Mínimo % de energía en adjudicación parcial	Garantías SGO (USD 50 mil/MW)	Precio ofertado en 1.ª ronda (US\$/MWh)
Enel Green Power Perú SA	Parque Nazca	126.0	573,000	52%	92%	US\$ 6.30 MM	37.83
Enersur SA	Parque Twister	128.6	569,753	51%	0%	US\$ 6.43 MM	39.45

Elaboración propia.

Cuadro 3.10. Proyectos presentados por Grenergy

Postor	Proyecto	Potencia de la central (MW)	Energía ofertada anual (GWh/año)	Factor de planta	Mínimo % de energía en adjudicación parcial	Capital social (USD 100 mil/MW)	Precio adjudicado (US\$/MWh)
Grenergy	Parque Huambos	18.0	84,600	54%	40%	US\$ 1.80 MM	36.84
Grenergy	Parque Duna	18.0	81,000	51%	40%	US\$ 1.80 MM	37.79

Elaboración propia.

Registro Mercantil (2016, p. 4977), Grenergy Renovables S.A. y la Junta General extraordinaria de la compañía (celebrada el 19 de mayo de 2015) acordaron ampliar el capital social de Grenergy con la emisión de un máximo de 2,072,727 nuevas acciones, con un precio o tipo de emisión de 1.90 euros por título, siendo el valor efectivo de esta ampliación de capital de un total máximo de 3,938,181.30 euros.

Un buen análisis de opciones reales nos puede llevar a tomar mejores decisiones. En este caso, se supone que Grenergy analizó su prima por opción de abandono, y aun cuando no tenía el capital social y había la probabilidad de no obtener la venta de acciones en el mercado, era más «barata» la probabilidad de perder las garantías de fiel cumplimiento por no firmar el contrato. Por diferir su decisión, Grenergy pudo postergar la emisión de acciones y realizarla cuando tuvo la seguridad de que se había adjudicado la buena pro.

Conclusiones y recomendaciones

La propuesta de este trabajo de investigación fue evaluar una nueva estrategia de participación en las subastas RER, considerando la semejanza de su estructura con la de una composición de opciones de compra financieras (*call options*), y si sería posible, desde la perspectiva del uso de opciones reales, emplear los modelos analíticos y los procedimientos matemáticos de valoración desarrollados y utilizados en los mercados de derivados financieros.

Se seleccionó la estrategia utilizada por los postores en la cuarta subasta RER como caso de estudio y se desarrolló un abordaje basado en las opciones reales para evaluar las estrategias de competición de las empresas en las subastas. Se planteó que esta estrategia permitió a las empresas que la utilizaron aumentar su probabilidad de éxito a un costo de participación proporcionalmente más bajo. A continuación, se presentan conclusiones y recomendaciones de la investigación, clasificadas según los distintos resultados alcanzados.

1. Se caracterizó la estructura de las subastas RER en el Perú como una composición de distintas opciones de compra.

Se logró la caracterización de la subasta como una secuencia de opciones reales al identificar los elementos de una opción: adquisición de un derecho de decisión, en fecha definida, mediante el pago de una prima.

En la nueva estrategia, la correspondencia biunívoca entre las concesiones temporales y los proyectos presentados en las subastas deja de ser dominante. Se demostró que una empresa puede realizar variaciones a la *configuración base*, definidas como *configuraciones adicionales*, para cada una de las etapas del proceso. Del conjunto de opciones identificadas, el estudio se limitó a la opción de diferir.

Para la etapa 4 de la subasta, se consideró la posibilidad de que una empresa postule con diversos proyectos (configuraciones adicionales) elaborados sobre la base de un mismo estudio (configuración base), a partir de la presentación de las SGO (50,000 dólares/MW). Así, se garantiza el derecho de decidir firmar o no firmar el contrato de concesión en el caso de que se logre la adjudicación.

2. Se modelaron las decisiones asociadas a las decisiones estratégicas en la etapa 4 de la subasta RER.

Se modelaron las decisiones elegidas por la empresa Enel Green Power (Enel) en la última subasta RER, a partir de la teoría de opciones reales. Estas opciones reales fueron del tipo opción de diferir (opción de compra), porque le dieron el derecho a Enel de posponer su decisión de realizar la inversión si el proyecto se adjudicaba la buena pro en la subasta.

En el caso de que la empresa decidiera no participar de la subasta, podría vender esa configuración adicional a otro potencial postor, y S_0 sería considerado como el precio del activo subyacente en el momento inicial (t_0). Si se adjudicara la buena pro a una de las configuraciones adicionales del proyecto, garantizando un ingreso mediante un PPA, el FCD equivaldría al valor de la configuración del proyecto (S_{11}). En caso contrario, el proyecto tendrá el valor de S_{12} , donde $S_{12} < S_0$.

Como el costo de la inversión para implantar una planta es el precio de ejercicio (K), el VAN sería equivalente a $S_{11}-K$ si la empresa se adjudicara la buena pro, o $S_{12}-K$ si sucede lo contrario. Si la empresa obtiene la buena pro y decide no firmar el contrato de concesión, tal decisión tendría un costo equivalente a las GSO, que en el modelo de las opciones reales sería la prima real de la opción (c). Por tanto, la empresa tendría que decidir elegir en función de **Máx ($S_{11}-K, c$)**.

3. Se determinó una metodología para la identificación de la volatilidad implícita en la etapa 4.

Competir apenas con la configuración base del proyecto (parque eólico Nazca) generaría un costo financiero por las garantías presentadas en la subasta. Según lo planteado con anterioridad, la estrategia consiste en aumentar la probabilidad de éxito por medio de la inscripción de la mayor cantidad de configuraciones adicionales del proyecto. Sin embargo, es importante preguntar cuál es el número óptimo de estas, teniendo en cuenta los costos de las garantías presentadas por cada una de estas adiciones del proyecto, asociadas a la probabilidad máxima que tendría en la subasta.

Sin embargo, mientras la probabilidad de éxito de adjudicación en la subasta se incrementará con cada configuración adicional del proyecto, la probabilidad marginal de adjudicación disminuye y los costos de participación aumentan.

Tal como se explicó, los costos esperados constan de dos partes: el costo financiero por tasa (por la emisión de la carta fianza, equivalente al monto de las garantías exigidas) que cobrará la entidad financiera y los costos de participación. En la sección que trata sobre el desarrollo de la estrategia tradicional, se detalla la valorización mediante el FCD de la configuración base del proyecto.

Sobre la base del desarrollo de la estrategia del enfoque en opciones reales, el valor del proyecto estimado por múltiplo para el estudio es igual al *input* del siguiente paso: la valorización de la opción de compra, el precio del activo subyacente S_0 . La volatilidad implícita se determinó en 337%.

4. Se calculó el monto máximo de la «prima» a pagar por cada una de las opciones en las etapas antes definidas.

Con el fin de determinar la volatilidad implícita, se ha aplicado la valorización por el método binomial para luego emplear la valorización de Black-Scholes y calcular el valor teórico de la opción de compra, es decir, el valor de la prima.

Los resultados muestran que con la prima teórica de la valorización de la opción de compra de la configuración base del proyecto parque eólico Nazca se puede cubrir los costos esperados de la presentación de dieciocho configuraciones adicionales.

5. Se encontró que los reguladores pueden utilizar el enfoque de las opciones para mejorar la definición de las garantías de seguridad de la oferta y de fiel cumplimiento.

Se encontró que la prima (GSO) exigida es baja. Esto puede incentivar comportamientos oportunistas; es decir, los postores asumen riesgos elevados al presentar proyectos poco robustos, porque elaboran los estudios después del resultado de las subastas. Este hecho puede generar retrasos y abandonos, pues entre un VAN negativo y perder las garantías, casi siempre es más barato lo segundo.

Quizá ante la situación descrita, Osinergmín decidió elevar los montos de adquisición de los derechos de participación: de 1,000 dólares a 5,000 dólares (+400%); las GSO aumentaron 150%: de 20,000 dólares a 50,000 dólares; y las garantías de fiel cumplimiento se incrementaron en la misma proporción, de 100,000 dólares a 250,000 dólares. Esa decisión se justifica cuando se observan los constantes y crecientes retrasos en la puesta en marcha de los proyectos adjudicados.

Los proyectos adjudicados en la segunda y la tercera subasta mostraron un porcentaje de retrasos elevadísimo. El 50% de los proyectos de la segunda subasta aún no han entrado en operación comercial, y los que ya están en marcha tardarán el doble de tiempo en comparación con la primera subasta. En la tercera subasta la situación es más seria: el 93% de los proyectos no entró en operación.

6. Se elaboraron directrices útiles para los postores con el fin de que planteen una estrategia de participación en las subastas más eficiente, en costo y riesgo, y que, a la vez, maximice las posibilidades de lograr la adjudicación y minimizar las pérdidas esperadas.

Para los postores, son válidas las siguientes directrices:

- Siempre utilizar el modelo binomial para estimar la volatilidad implícita de la configuración base de los proyectos y luego, a partir del modelo de Black-Scholes, estimar la prima teórica. Después, se determina el número de configuraciones adicionales que podrán presentarse en la subasta.
- Los postores siempre deben tener en cuenta la posibilidad de participar en la segunda ronda de la subasta, pues el premio ya está «pagado». Por cada configuración presentada se debe determinar un porcentaje mínimo de adjudicación.
- Considerar la opción de ampliación implícita en los proyectos, sobre todo en los eólicos. Como, por ejemplo, el proyecto híbrido (solar y eólico) de Enel en el Brasil.
- Es siempre ventajoso participar en las subastas, pues el valor esperado de las primas a pagar por el derecho de decidir firmar el contrato de concesión, en el caso de adjudicación, es muy bajo. Las GSO ascienden a 50,000 dólares/MW y pueden considerarse como una prima contingente. Después de presentar las primas, se puede tener los siguientes escenarios:
 - o La empresa participa en la subasta (primera y segunda ronda) y, si no logra la adjudicación, se le devuelven las garantías. Según las estadísticas de las subastas RER, en el Perú y en el Brasil, en la última década, el 90% de los proyectos presentados no logran la adjudicación.
 - o Si la empresa logra la adjudicación de uno de sus proyectos, pueden presentarse dos situaciones: la empresa firma el contrato de concesión o la empresa decide no firmarlo.

De esa manera, el valor esperado de esa prima contingente sería igual a:

$$Prima = \begin{cases} i\% * \frac{\$50k}{MW}, & \text{si no adjudica, con probabilidad de } 90\% \\ \frac{\$50k}{MW}, & \text{si adjudica y decide NO firmar el contrato, con probabilidad de } x\% \\ i\% * \frac{\$50k}{MW}, & \text{si adjudica y decide firmar el contrato, con probabilidad de } 10\% - x\% \end{cases}$$

Donde:

$i\%$: costo financiero de las garantías por el tiempo requerido.

$x\%$: probabilidad de la empresa de lograr la adjudicación y decidir no firmar el contrato de concesión.

Los resultados de las subastas RER muestran que la situación en la cual la empresa logra la adjudicación y no logra firmar el contrato de concesión es muy rara. Por tanto, $x\%$ es muy bajo, casi nulo. Así, el valor esperado para esa prima contingente es igual a:

$$\text{Prima} = i\% * \text{US\$ } 50\text{k/MW}$$

El caso real analizado revela la existencia de fuentes de valor en la decisión empresarial, diferentes a solo analizar la generación de flujos, que permiten justificar la estrategia adoptada.

La valoración de la opción de participar en la subasta por parte de Enel explica, en cierta medida, la racionalidad de la estrategia empleada. De hecho, el valor incremental aportado limita el efecto negativo de las garantías realizadas en los escenarios considerados.

En conjunto, la información reunida y analizada en este trabajo contribuye a incrementar la evidencia empírica favorable a la relevancia de las opciones reales como fuente de valor en las decisiones empresariales, ampliando el rango de casos estudiados en otros sectores de la actividad económica.

Bibliografía

- Abadie, L. M. & Chamorro, J. M. (2014). Valuation of wind energy projects: A real options approach. *Energies*, 7(5), 3218-3255. Recuperado de <https://doi.org/10.3390/en7053218>
- Alonso Bonis, S., Azofra Palenzuela, V. & De la Fuente Herrero, G. (2009). Las opciones reales en el sector eléctrico: el caso de la expansión de Endesa en Latinoamérica. *Cuadernos de Economía y Dirección de la Empresa*, 12(38), 65-94. Recuperado de [https://doi.org/10.1016/S1138-5758\(09\)70030-1](https://doi.org/10.1016/S1138-5758(09)70030-1)
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, COES SINAC. (2 de febrero, 2017). *Boletín Mensual*, B-SGI-0117. Recuperado de <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/>
- Cong, L. W. (marzo, 2016). Auctions of real options. Recuperado de SSRN: <https://ssrn.com/abstract=2136359> o <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2136359>
- Costa, B. E. da. (2014). *Estudo bibliométrico sobre opções reais no Brasil* (tesis de maestría no publicada). Universidade Federal de Uberlandia, Uberlandia, Brasil.
- Damodaran, A. (s. f). *Damodaran Online*. Recuperado de http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/home.htm
- Deloitte, (2016). *A market approach for valuing wind farm assets: Global results*. Copenhague: Deloitte Statsautoriseret Revisionspartnerselskab. Recuperado de <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/nl/Documents/energy-resources/deloitte-nl-er-valuing-wind-farm-assets.pdf>

- Enel Group. (9 de enero de 2017). *ENEL group launches its first green bond totalling 1,250 million euros on European market*. Recuperado de <https://www.enel.com/media/explore/search-press-releases/press/2017/01/enel-group-launches-its-first-green-bond-totalling-1250-million-euros-on-european-market->
- Energía Renovable del Sur & Pacific PIR Soluciones Sostenibles. [2014]. Resumen Ejecutivo del Estudio de Impacto Ambiental del Parque Eólico San Juan y su interconexión al SEIN. AUTOR. Recuperado de http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGGAE/DGGAE/ARCHIVOS/estudios/EIAS%20-%20electricidad/EIA/EIA%20San%20Juan_CD/Resumen%20Ejecutivo/Resumen%20Ejecutivo%20Final.pdf
- Fernández, P. (2008). *Valorización de opciones reales: dificultades, problemas y errores*. (Documento de Investigación DI-760). Barcelona: IESE Business School, Universidad de Navarra.
- Foro Regional Ica 2013. [2013]. *Eficiencia y nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos: parques eólicos en Marcona*. Autor.
- Frolund, S.G. & Obling, P.E. (2010). *Valuation models for wind farms under development* (tesis de maestría). Copenhagen Business School. Copenhagen, Dinamarca.
- Gallardo Gómez, M. & Andalaft Chacur, A. (2008). Análisis de la incorporación de flexibilidad en la evaluación de proyectos de inversión utilizando opciones reales y descuento de flujos dinámico. *Horizontes empresariales*, 7(1), 41-56. Recuperado de <http://revistas.ubiobio.cl/index.php/HHEE/article/view/2047>
- Haro de Rosario, A. & Rosario Díaz, J. F. (2017). *Dirección financiera: inversión*. Almería (España): Universidad de Almería.
- International Renewable Energy Agency (Irena). (2015). *Renewable power generation costs in 2014*. Bonn: Autor. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf
- International Renewable Energy Agency (Irena). (2016). *Renewable energy market analysis: Latin America*. Abu Dabi (Emiratos Árabes Unidos): Autor. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_2016.pdf

- Luehrman, T. A. (July-August, 1998a). Investment opportunities as real options: Getting started on the numbers. *Harvard Business Review*, 76(4), 51-67.
- Luehrman, T. A. (September-October, 1998b). Strategy as a portfolio of real options. *Harvard Business Review*, 76(5), 87-99.
- Mascareñas, J. (2015, última versión; 1994, versión inicial). Opciones reales: valoración por el método binomial. *Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas*. Recuperado de https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2316647
- Mascareñas, J. (2018a, última versión; 2003, versión inicial). Opciones reales: introducción. *Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas*. Recuperado de https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2316027&download=yes
- Mascareñas, J. (2018b, última versión; 1999, versión inicial). Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión. *Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas*. Recuperado de https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2314567
- Mendoza Gacon, J. R. (2016). Marco regulatorio de las energías renovables en el Perú. Recuperado de http://www.camara-alemana.org.pe/downloads/160405-05_160405-PRE-JMG-Marco-Regulatorio-RER-Camara-Comercio-Alemana.pdf.
http://www.camara-alemana.org.pe/downloads/160405-05_160405-PRE-JMG-Marco-Regulatorio-RER-Camara-Comercio-Alemana.pdf
- Ministerio del Ambiente del Perú (Minam). (2010). *El Perú y el cambio climático. Segunda comunicación Nacional del Perú a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Lima: Autor, 2010. Recuperado de <https://libelula.com.pe/wp-content/uploads/2014/10/SCNCC-MINAM.pdf>
- Ministerio del Ambiente (Minam). (2016). *El Perú y el cambio climático. Tercera Comunicación Nacional del Perú a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Lima: Autor, 2016. Recuperado de <https://sinia.minam.gob.pe/documentos/tercera-comunicacion-nacional-peru-convencion-marco-las-naciones>
- Ministerio del Ambiente (Minam). (s.f.). Energías renovables no convencionales. *Portal de cambio climático*. Recuperado de <http://cambioclimatico.minam.gob.pe/mitigacion-del-cc/peru-pais-con-potencial-para-la-mitigacion/energias-renovables-no-convencionales/>

- Ministerio de Energía y Minas (Minem). (2014). *Plan energético nacional 2014-2025: documento de trabajo*. Lima: Autor, Dirección General de Eficiencia Energética. Recuperado de <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/InformePlanEnerg%C3%ADa2025-%20281114.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas (Minem). (2016). *Anuario estadístico de electricidad 2015*. Lima: Autor. Recuperado de http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=10179
- Ministerio de Energía y Minas (Minem). (s. f.). Interrelación del sistema eléctrico: actores que intervienen en el mercado eléctrico. Recuperado de http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=119&idMenu=sub113&idCateg=119
- Molina Medina, J. M. (2012). Estudio de viabilidad técnico-económica de un parque eólico de 40 MW de potencia (tesis de maestría). Universidad de Barcelona-Universidad Politécnica de Cataluña. Recuperado de https://www.google.com/search?q=Molina%2C+J.M.+2012.+Estudio+de+Viabilidad+T%C3%A9cnico-Econ%C3%B3mica+de+un+Parque+E%C3%B3lico+de+40mw+de+potencia.&rlz=1C1WLXB_enPE689PE689&oq=Molina%2C+J.M.+2012.+Estudio+de+Viabilidad+T%C3%A9cnico-Econ%C3%B3mica+de+un+Parque+E%C3%B3lico+de+40mw+de+potencia.&aqs=chrome..69i57.1341j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8B3mica+de+un+Parque+E%C3%B3lico+de+40mw+de+potencia.&aqs=chrome..69i57.1341j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8
- Naciones Unidas. (1992). *Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático*. Recuperado de https://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/convsp.pdf
- Nouicer A. (2015). *Diffusion of new renewable power in Brazil: a real options approach* (tesis de maestría). Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/326344444/Thesis-Athir-Nouicer>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmín). (2013). *Normas relacionadas con la promoción de energías renovables*. Recuperado de <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/Normas.html>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmín). (2014). *Generación eléctrica con recursos energéticos renovables no convencionales en el*

- Perú, Lima: Autor, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Recuperado de https://www.osinergmin.gob.pe/Paginas/COP20/uploads/Oct_2014_Generacion_Electrica_RER_No_Convencionales_Peru.pdf
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmín). (2015), *Bases para la cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables*. Recuperado de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/Bases%20ta%20Subasta_MEM.pdf
- Quintanilla, E. (s. f.). *Perú: Soluciones para un mercado eléctrico de alto crecimiento: promoción de energías renovables... y competitivas*. Lima: Osinergmín. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/Paginas/ARIAE-XX/uploads/Energias-renovables-competitivas-ARIAE.pdf>
- Registro Mercantil (2016, 18 de mayo). Sección Segunda, Anuncios y avisos legales. *Boletín Oficial del Registro Mercantil*, 93, 4977-4980. Recuperado de <https://www.boe.es/borme/dias/2016/05/18/pdfs/BORME-C-2016-4246.pdf>
- Ricart, J. E. (2009). Modelo de negocio: el eslabón perdido en la dirección estratégica, *Universia Business Review*. Tercer trimestre, 12-25. Recuperado de <http://www.matizyasociados.com/wp-content/uploads/2014/02/Modelo-de-negocio-el-eslabon-perdido-Ricart.pdf>
- Ross, S. A, Westerfield, R. W. & Jaffe, J. F. (2012). *Finanzas corporativas* (9.^a ed.). McGraw-Hill.
- Sáenz-Diez Rojas, R. 2004. *Valoración de inversiones a través del método de opciones reales: el caso de una empresa tecnológica* (tesis doctoral). Universidad Pontificia de Comillas, Madrid, España.
- Salles A. C N., Melo A. C. G. & Legey, L. F. L. (noviembre, 2003). *Avaliação financeira de projetos de geração eólica considerando a aleatoriedade da velocidade do vento. A pesquisa operacional e os recursos renováveis*. Documento presentado al XXXV Simposio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO), Natal, Río Grande del Norte, Brasil. Recuperado de <http://www.din.uem.br/sbpo/sbpo2003/pdf/arq0091.pdf>
- Sirmans, C. F. & Yavas, A. (Agosto, 2005). Real options: Experimental evidence. *Journal of Real Estate Finance & Economics*, 31(1), 27-52. Recuperado de <https://doi.org/10.1007/s11146-005-0992-6>

Sobre los autores

Alfredo MENDIOLA CABRERA

amendio@esan.edu.pe

Ph. D. en Management por la Cornell University, Ithaca, Nueva York, máster en Business Administration por la University of Toronto, magíster en Administración de Negocios (MBA) por la Universidad ESAN y bachiller en Ciencias con mención en Ingeniería de Sistemas por la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Actualmente es profesor principal del área de Finanzas, Contabilidad y Economía de la Escuela de Posgrado de la Universidad ESAN. Ha sido gerente de importantes empresas del medio y realizado consultoría en finanzas, análisis de inversiones, reestructuración empresarial y planeamiento para empresas de los sectores alimentos, bancario, minero, construcción y hotelero. Ha llevado a cabo diversos trabajos de investigación en su especialidad.

Carlos AGUIRRE GAMARRA

caguirre@esan.edu.pe

Profesor del área de Finanzas, Contabilidad y Economía de la Universidad ESAN, doctorando del Programa de Administración y Dirección de Empresas de la Universidad Complutense de Madrid, magíster en Finanzas por la Universidad ESAN, economista. Ha cursado programas de especialización en Finanzas, Regulación Económica de las Telecomunicaciones y Administración Bancaria, y programas intensivos (semanas intensivas) en la Florida International University (FIU, Miami), la Frankfurt Business School of Finance and Management (Fráncfort) y la Esade Business and Law School (Barcelona). Más de diez años de experiencia profesional en áreas financieras de empresas industriales y de servicios, así como en asesoría en financiamiento, reestructuraciones empresariales, evaluación de proyectos, valorización de empresas, proceso de compraventa de empresas, e implementación de sistemas de planeamiento y control de gestión. Asimismo, ha elaborado y expuesto exitosamente planes de reestructuración patrimonial en Indecopi.

Saul de SANTANA MENDONÇA

saul.mendonca@eletrobras.com

Maestro en Finanzas con mención en Proyectos de Inversión por la Universidad ESAN, máster en Administración de Empresas por la Universidad Otto-von-Guericke (Alemania), máster en Ingeniería Industrial y licenciado en Administración

de Empresas por la Universidad Federal de Pernambuco (Brasil). Administrador en la Compañía Hidroeléctrica de San Francisco, empresa del grupo Eletrobrás, tiene experiencia en gestión de procesos y en la enseñanza de cursos de ingeniería y gestión de empresas.

Freddy YARMA LAPOINT

fyarma@hotmail.com

Maestro en Finanzas con mención en Proyectos de Inversión por la Universidad ESAN, egresado de la Maestría en Administración con mención en Gerencia Estratégica por la Universidad San Martín de Porras e ingeniero administrativo de la Universidad Inca Garcilaso de la Vega. Especialista en Planificación Financiera, tiene amplia experiencia en elaboración, formulación, evaluación y control financiero de proyectos y ha dictado cursos de gestión financiera. Actualmente labora en el Grupo Armando Paredes.

Creada para reflexionar sobre el Perú y sus posibilidades, la serie Gerencia para el Desarrollo comprende estudios y propuestas orientados a la generación de capacidades gerenciales para que los gestores públicos y privados conciban el desarrollo como un proceso sostenido de prosperidad y definan políticas idóneas. Cubre una amplia gama temática de carácter multidimensional, desde el fortalecimiento de capacidades institucionales en la gestión pública, que permita superar la lectura de corto plazo y aprovechar las oportunidades de la descentralización, hasta proyectos en los que se privilegie la construcción de visiones compartidas entre Estado, empresa y sociedad, capaces de movilizar los capitales sociales de una sociedad democrática.