



**“APLICACIÓN DE OPCIONES REALES PARA CAPTURAR EL  
VERDADERO VALOR DE UNA CENTRAL TÉRMICA”**

**Trabajo de Investigación presentado para optar al Grado Académico  
de Magíster en Finanzas**

**Presentado por**

**Srta. Bertha Fabiola Suárez Salazar**

**Asesor: Profesor Roddy Rivas-Llosa M.**

**2014**

El trabajo lo dedico a mis inefables padres Bertha y Leoncio. Mi agradecimiento a Dios, a mis hermanas y en especial al profesor Roddy Rivas-Llosa por su dedicada asesoría para hacer posible el presente trabajo.

## Índice

<b>Índice de tablas .....</b>	<b>iii</b>
<b>Índice de gráficos.....</b>	<b>iv</b>
<b>Índice de anexos.....</b>	<b>v</b>
<b>Capítulo I. Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo II. Marco teórico.....</b>	<b>5</b>
1. Enfoque de opciones.....	9
2. Factores que determinan el valor de una opción .....	10
3. Opciones Reales .....	11
4. Técnica para valorar opciones reales.....	12
<b>Capítulo II. Sector de energía y descripción del proyecto .....</b>	<b>15</b>
1. Oferta.....	15
2. Demanda.....	16
3. Costo marginal.....	16
4. Caso práctico .....	17
<b>Capítulo III. Evaluación de la inversión .....</b>	<b>24</b>
1. Método tradicional.....	24
2. Método de Opciones Reales con Black-Scholes .....	26
3. Método de opciones reales con árbol binomial .....	29
<b>Conclusiones .....</b>	<b>34</b>
Conclusiones generales: .....	34
Conclusiones específicas:.....	35
<b>Bibliografía .....</b>	<b>36</b>

## Índice de tablas

Tabla 1.	Componentes de una opción .....	11
Tabla 2.	Precio base de potencia y energía en los contratos a plazo .....	19
Tabla 3.	Exposición a la volatilidad del CMG .....	20
Tabla 4.	Precio proyectado de energía, potencia y gas .....	20
Tabla 5.	Proyección de ingresos de la central a ciclo abierto .....	21
Tabla 6.	Proyección de costo de ventas.....	22
Tabla 7.	Presupuesto de inversión.....	22
Tabla 8.	Fuentes y usos estándar.....	23
Tabla 9.	Flujo de caja proyectado .....	23
Tabla 10.	Tasa de descuento WACC .....	24
Tabla 11.	Flujo de caja libre para la empresa.....	24
Tabla 12.	Esquema de fuentes y usos para la financiación .....	26
Tabla 13.	Valor de la planta basado en opciones .....	29
Tabla 14.	Flujo de caja incremental .....	30
Tabla 15.	Valor de la opción de expansión .....	32
Tabla 16.	VPN de la inversión .....	33

## Índice de gráficos

Gráfico 1.	Flujo de caja descontado con simulación .....	7
Gráfico 2.	Metodología tradicional vis a vis opciones .....	7
Gráfico 3.	Enfoque de opciones reales .....	9
Gráfico 4.	Valor actual de un proyecto en un mundo neutral al riesgo .....	13
Gráfico 5.	Producción anual en GW.H.....	15
Gráfico 6.	Evolución de la potencia efectiva del SEIN .....	16
Gráfico 7.	Evolución deprecios 2004 - 2013 .....	17
Gráfico 8.	Evolución de precios 2004 - 2013 .....	21
Gráfico 9.	Posibles valores proyectados del VPN .....	25
Gráfico 10.	Posibles valores de los flujos incrementales.....	31
Gráfico 11.	Parámetro de proyección para elWPU05.....	40
Gráfico 12.	Parámetro de proyección paraWPS1191 .....	40
Gráfico 13.	Distribución estadística del tipo de cambio .....	49
Gráfico 14.	Distribución estadística del índice de inflación de Estados Unidos .....	49
Gráfico 15.	Distribución estadística de la inflación de Perú.....	50
Gráfico 16.	Distribución estadística del precio de energía .....	50
Gráfico 17.	VPN esperado del proyecto en el tiempo y precio del petróleo.....	59
Gráfico 18.	Desempeño esperado del VPN del proyecto .....	62

## Índice de anexos

Anexo 1.	Metodología para el cálculo de los precios de la central .....	39
Anexo 2.	Evaluación de caudales con probabilidad de excedencia .....	43
Anexo 3.	Precio de energía spot proyectado 2014 -2021 .....	44
Anexo 4.	Estado de pérdidas y ganancias proyectado en ciclo abierto .....	45
Anexo 5.	Cálculo de latasa de descuento .....	47
Anexo 6.	Estadísticos y distribuciones.....	49
Anexo 7.	Escenarios de costo variable para ciclo abierto .....	51
Anexo 8.	Cálculo de la volatilidad del precio de energía desde 2009.....	55
Anexo 9.	Estados financieros del ciclo combinado en2016.....	57
Anexo 10.	Valor de las opciones reales utilizando el árbol binomial. ....	59

## **Resumen Ejecutivo**

El objetivo del presente trabajo es utilizar la metodología de opciones reales para valorar la flexibilidad operativa de una central de energía térmica así como el crecimiento natural del activo y contribuir al desarrollo de las inversiones en energía con deuda y recurso limitado.

Para ello se utilizó en primer lugar la metodología tradicional de flujo de caja descontado (DCF) con el objetivo de hacer evidente la rigidez y limitaciones de los flujos de caja descontados para descubrir y cuantificar el valor de una central operada eficientemente en un mercado volátil. La inversión a través del método tradicional DCF hubiera sido abandonada por falta de financiamiento. El proyecto se desarrolló con un mayor aporte de capital y dejó de ser un proyecto de inversión con recurso limitado.

En segundo lugar se utilizó el método de opciones reales que permite asignar un valor objetivo a la flexibilidad del activo para reaccionar al mercado una vez la incertidumbre de los precios sea conocida así como asignar un valor objetivo al derecho de expansión intrínseca a la inversión en cuestión. El margen bruto de la central se determinó utilizando el método de opciones reales con Black-Scholes que captura la actividad real de la central de ciclo abierto. Es decir la flexibilidad del activo para una gestión ad hoc al desempeño de los precios una vez la incertidumbre sea conocida. El operador racional ejerce su derecho de producir energía cuando el precio es mayor al costo variable de la central. La volatilidad del precio de energía es resultado de la desviación típica de las desviaciones mes del precio spot durante el periodo 2009-2013. Los costos fijos se estimaron con el método tradicional DCF. La opción de expansión se calculó con el método de opciones reales a través del flujo de caja incremental resultado de expandir la capacidad de generación en 100MW y se aplicó el árbol binomial cuya volatilidad es calculada a través de la Simulación de Montecarlo.

El valor empresa de la central de ciclo abierto se estimó entre US\$ 119MM y US\$ 153MM considerando una volatilidad anual de 90% o en promedio 10x EBITDA. El 2 de diciembre de 2013 Duke Energy anunció la venta de la central de ciclo abierto de 192.5MW Las Flores a Kallpa y el precio pagado fue US\$110 millones.

## Capítulo I. Introducción

En enero de 2013, el gobierno del Perú, en línea con su política orientada a cambios de la matriz energética<sup>1</sup>, promulgó la ley de seguridad energética del Perú. La ley constituye el marco legal necesario para dar en concesión la construcción, operación y mantenimiento de dos infraestructuras principales: (i) un ducto por la selva paralelo al Gasoducto de Camisea y (ii) el Gasoducto Sur Peruano (GSP). Hunt Oil, empresa que forma parte del consorcio Camisea anunció el 6 de noviembre de 2013 que a fines de 2014 empezará a perforar el primer pozo del Lote 76 en Madre Dios. El viceministro de Energía del Perú, Edwin Quintanilla, señaló que el Lote 76, ubicado en Madre de Dios, albergaría reservas de gas que podrían ser 3 veces el tamaño del yacimiento de Camisea, en Cusco<sup>2</sup>.

Esto permitiría al Perú: (i) disponer de un abundante recurso energético en reemplazo de los combustibles tradicionales (Carbón y Petróleo), (ii) promover el desarrollo de la industria del gas natural, (iii) diversificar las fuentes energéticas mediante la instalación de más centrales de generación térmica, (iv) ampliar la seguridad energética, (v) mantener precios de energía bajos, y (vi) ganar competitividad en el aparato productivo del país. Todo ello será compatible con la sostenibilidad ambiental<sup>3</sup>.

Si fluyen las inversiones en el sector energético, Perú podría ser un potencial exportador de gas con valor agregado a países vecinos como Brasil y Chile, pero a precios más elevados. En Perú, el precio de energía en los contratos de suministro de energía de largo plazo con clientes regulados está alrededor de US\$ 42MWh<sup>4</sup> y en Chile está sobre los US\$ 120 MWh<sup>5</sup>.

En el distrito de Chilca, a 70 km. al sur de Lima, están ubicadas centrales de energía térmica a partir del gas de Camisea. Estas centrales generan cerca del 50% (2,600MW) de la generación eléctrica del país<sup>6</sup>.

---

<sup>1</sup> Es la representación cuantitativa de toda la energía disponible en un determinado país. Su análisis es fundamental para orientar la planificación del sector energético con el fin de garantizar la producción, la seguridad energética y el uso adecuado de la energía disponible.

<sup>2</sup> *El Diario Gestión* (Noviembre 2013) “Ministerio de Energía y Minas del Perú [MEM]: sí sería como tres Camiseas”.

<sup>3</sup> MEM, “Preguntas Frecuentes en Relación al Gas Natural en el Perú”. MEM, 10/05/2013 <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/Preguntas/preguntasgasnatural.pdf>.

<sup>4</sup> Estudios Económicos del Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN], “Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado Eléctrico”. OSINERGMIN, Diciembre 2013, 10/01/2014 <<http://www.osinerg.gob.pe>>

<sup>5</sup> Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile [CNC], “Fijación de Precios de Nudo Promedio Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande”. CNC, Noviembre 2012 <<http://www.cne.cl/>>.

<sup>6</sup> Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN, “Operación del Sector Eléctrico”. OSINERGMIN, Noviembre 2013, 13/11/2013 <<http://www.osinerg.gob.pe>>.

La decisión de despacho de una central está basada en la eficiencia de la unidad<sup>7</sup>, es decir, en su capacidad de operar con una estructura de costos más baja que aquella de la competencia. La tecnología menos costosa de instalar es la central a gas (US\$ 0.5MM/MW)<sup>8</sup> y en Perú se ve incrementada su competitividad por el precio del gas de Camisea a US\$ 1/MMBTU<sup>9</sup>.

La administración de los sistemas eléctricos interconectados en el país es privada, y se rige bajo principios de eficiencia y minimización de costos<sup>10</sup>. La primera central que abastecerá la demanda en cada momento será aquella con el menor costo variable de operación y, si esta no logra abastecer a toda la demanda, se encenderá la central que tenga un nivel de costo variable mayor y así sucesivamente<sup>11</sup>.

Utilizar procedimientos tradicionales de evaluación, como el Flujo de Caja Descontado, ignora el valor de la flexibilidad, especialmente en centrales de ciclo abierto<sup>12</sup>. Estos modelos no capturan el valor implícito de la central para reaccionar dinámicamente a las condiciones cambiantes del mercado, registrado en la volatilidad del costo variable.

Los modelos tradicionales utilizan tendencias de precios construidos a partir de simulaciones del mercado. El método de opciones reales incorpora el valor de la incertidumbre en torno a la curva de precios futuros de energía y el incremento de la incertidumbre se traduce en un mayor valor.

El desarrollo del presente trabajo permitió capturar el verdadero valor de la central térmica: (i) cuantifica la incertidumbre sobre el desempeño futuro de los precios de energía, (ii) incorpora al valor de la central el valor de la flexibilidad de la gestión e (iii) incluye en el patrimonio la opción de expansión.

El objetivo del presente trabajo es utilizar las opciones reales para determinar el valor de una central de energía térmica de ciclo abierto y facilitar la inversión en energía con deuda y recurso limitado. La principal característica de la central es la flexibilidad para adecuarse a las condiciones de mercado así como tener el derecho exclusivo para expandir la producción a ciclo

---

<sup>7</sup> Hsu, Michael (1998)

<sup>8</sup> Sargent & Lundy Consulting (2011). “Termochilca *project independent engineering report*”. Chicago.

<sup>9</sup> Precio base del gas en el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 88 suscrito entre PERUPETRO y Consorcio Camisea, Noviembre 2000.

<sup>10</sup> Estatuto del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES.

<sup>11</sup> Criterios y Metodología para la programación de la operación de corto plazo de las centrales de generación del COES – Procedimiento N° 32.

<sup>12</sup> Frayer, Julia y Uludere, Nazli Z. (Octubre 2001)

combinado. En el capítulo II, se desarrolla el marco teórico con aplicaciones prácticas. En el capítulo III, se describe el sector eléctrico del país y el proyecto de inversión en una generadora térmica. En el capítulo IV, se desarrolla la metodología tradicional y la metodología de opciones reales. Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo.

## Capítulo II. Marco teórico

El modelo básico<sup>13</sup> para estimar el valor de una empresa es el modelo de Dividendos Descontados. Este modelo define el valor de la acción como: (i) la suma del valor presente de los dividendos futuros y (ii) el valor esperado del precio de la acción al final del periodo de inversión. La racionalidad de este modelo está en la regla del valor presente neto (VPN), es decir, el valor de cualquier activo es el VPN de los flujos de caja esperados descontados a una tasa de descuento apropiada al grado de riesgo de la empresa, la industria y el país en que opera. Existen dos inputs básicos: (i) los dividendos esperados y (ii) la tasa de retorno requerida sobre el capital. Para obtener los dividendos esperados, se hacen supuestos sobre el crecimiento esperado de los beneficios y el ratio de *Payout*<sup>14</sup>. La tasa de retorno requerida sobre el capital o costo de oportunidad del capital es estimada con el modelo CAPM<sup>15</sup>.

Un segundo modelo es el Flujo de Caja Libre para el Accionista (FCFE). El FCFE representa el dinero que la empresa puede disponer para pagar dividendos. Sin embargo, los dividendos pagados son diferentes al FCFE por distintas razones, como la necesidad de inversión futura, factores tributarios, entre otros. El modelo define el valor de la empresa como la suma del valor presente de los FCFE esperados más el valor presente del flujo terminal al final del periodo. La diferencia del Modelo de Dividendos Descontados y FCFE está en los flujos de caja esperados.

Un tercer modelo es el Flujo de Caja Libre para la Empresa (FCFF) descontado. La diferencia principal entre el FCFE y el FCFF está en los flujos asociados con la deuda principalmente. El FCFF no considera los flujos vinculados a la deuda y, en consecuencia, la tasa de descuento a utilizar es el costo promedio de capital WACC<sup>16</sup>. El valor de la inversión es la suma del valor presente de los FCFF esperados durante el periodo de inversión más el valor presente del valor terminal al final del periodo. La tasa de descuento es distinta a los dos primeros modelos porque es el resultado de ponderar el costo de la deuda y del capital de acuerdo con la estructura de capital de la empresa. Estos métodos son ampliamente conocidos, utilizados y de fácil explicación.

Sin embargo, existen críticas a los métodos tradicionales de valorización. Resaltan significativamente su debilidad por ser un método determinista, supone cero incertidumbre,

---

<sup>13</sup> Damodaran, Aswath (2000)

<sup>14</sup> *Payout* es el término en inglés para expresar el porcentaje de las utilidades distribuidas como dividendos.

<sup>15</sup> CAPM es la sigla de *Capital Asset Pricing Model* método para la estimación del costo del capital.

<sup>16</sup> WACC es la sigla en inglés del costo de capital promedio ponderado

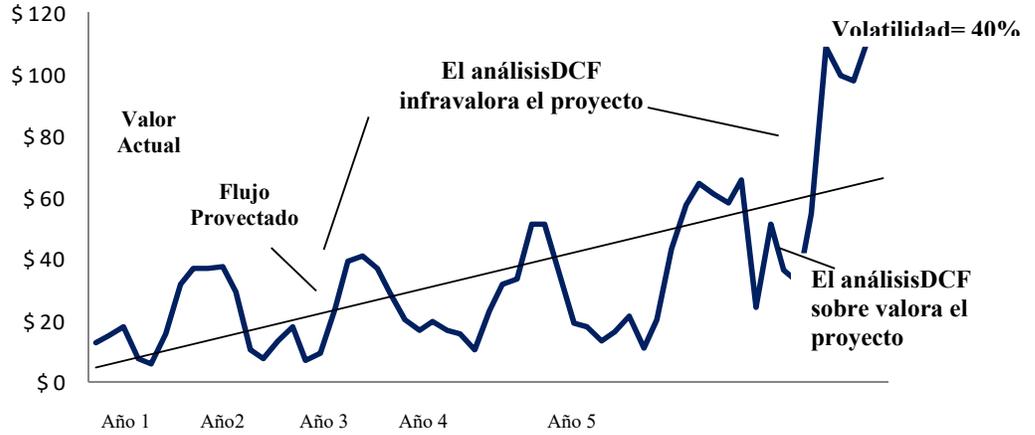
asume desde el principio que todos los resultados futuros son fijos y que no habrá cambio en las condiciones del negocio que puedan modificar el valor de un proyecto en particular. En ese sentido, Trigeorgis (1993) señala que muchos académicos reconocen que el VPN y el enfoque de Flujos de Caja Descontado (DCF) aplicado a decisiones de inversión son inadecuados. Argumenta que dichos métodos no capturan el valor de la flexibilidad de la gestión para adaptarse y revisar las decisiones en respuesta a un desempeño inesperado del mercado. Define la flexibilidad como la capacidad de la gestión de diferir, expandir, contratar, abandonar o alterar el proyecto en las diferentes etapas durante la vida del mismo. Mun (2006) es más preciso cuando se refiere al valor de la flexibilidad al señalar que primero se debe determinar si existe o no un valor de flexibilidad. Es decir, debe estudiarse la realidad del negocio y analizar si la gestión tiene flexibilidad, cuando la incertidumbre es conocida, para hacer cambios adecuados. De existir flexibilidad, la metodología tradicional subestima significativamente el valor de la inversión usando un modelo de DCF.

Dixit y Pindyck (1994) expanden la crítica a la teoría tradicional al resaltar que esta teoría no ha reconocido la importancia cualitativa y cuantitativa de la interacción entre la irreversibilidad, incertidumbre y la elección del momento en una decisión de inversión. Señala que en la mayoría de las decisiones de inversión interactúan tres características, no debidamente reconocidas en la teoría tradicional: (i) la inversión es completamente o parcialmente irreversible, (ii) la incertidumbre sobre los flujos de caja esperados, y (iii) la libertad en la elección del momento para invertir. García (2001) define estas características como aspectos estratégicos intangibles no reconocidos en los modelos tradicionales de valoración. Trigeorgis (1993) define el valor de una oportunidad de inversión incorporando estas características en dos valores: un valor tradicional (estático y pasivo) y un segundo determinado por el valor de la opción de una gestión activa. El segundo componente asigna un valor a la flexibilidad de la empresa para alterar la estrategia operativa con el objetivo de capitalizar las oportunidades futuras y mitigar las pérdidas. La asimetría resultante originada por la adaptabilidad de la gestión es conocida como VPN expandido.

$$\text{VPN expandido} = \text{VPN} + \text{Valor de una opción futura de una gestión activa}$$

El valor de la flexibilidad está directamente relacionado con los riesgos e incertidumbres que abundan en la realidad del negocio (ver gráfico 1).

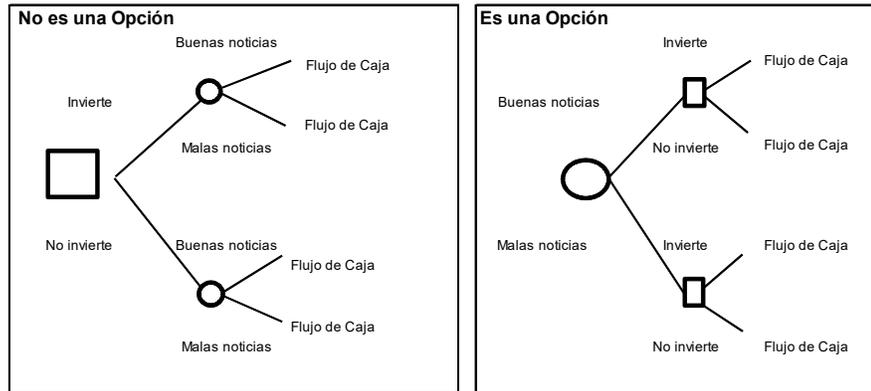
**Gráfico 1. Flujo de caja descontado con simulación**



Fuente: Johnathan Mun, 2006.

En el siguiente gráfico, se muestran los dos enfoques: tradicional y opciones. Las opciones pueden ser naturales como diferir, contratar, cerrar o abandonar una inversión, mientras otras pueden ser planificadas como expandir la capacidad mediante una inversión adicional.

**Gráfico 2. Metodología tradicional vis a vis opciones**



Fuente: Timothy A. Luerhrman, 1994.

Mun (2006) resalta que el enfoque de opciones reales solo tiene valor cuando (i) un modelo financiero puede ser construido, (ii) existe incertidumbre, (iii) la incertidumbre impulsa el valor del proyecto, (iv) la gestión tiene flexibilidad, y finalmente (v) la gestión es racional en ejercer las opciones. Existen aplicaciones prácticas del enfoque de opciones reales en generadores de energía térmica a ciclo abierto. Frayer y Uludere (2001) describen la flexibilidad de estos

generadores y demuestran que estos activos son uno de los mejores ejemplos que poseen esa flexibilidad “estas plantas pueden reaccionar rápidamente ante incrementos del precio de energía o de la demanda es decir flexibilidad para apagar la planta cuando los precios del mercado o la dinámica de la planta lo necesita”. Dichos autores demuestran que el modelo tradicional DCF ignora el valor de la flexibilidad de la gestión por no capturar el valor implícito en la habilidad del operador para reaccionar dinámicamente ante cambios en las condiciones de mercado.

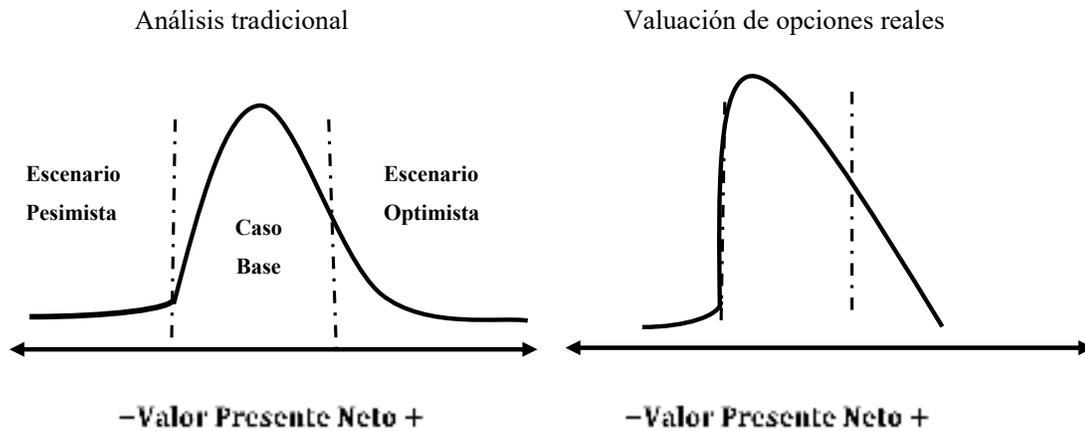
Hsu (1998) hace un aporte adicional al utilizar el enfoque de opciones reales como instrumento financiero para mitigar la exposición al riesgo del precio de energía e insumo y no únicamente como herramienta para valorizar un generador a ciclo abierto. Ambos definen el valor de un generador térmico como una serie de opciones *call* que permiten valorar directamente la opcionalidad. El aporte de Hsu (1998) está en reconocer que el riesgo de precio que una generadora de energía térmica enfrenta en el mercado es elevado y propone contratos a plazo de energía y gas como instrumento para mitigar la exposición al precio. Identifica que la exposición a la volatilidad del precio de energía puede ser enorme y la ausencia en gestionar el riesgo puede afectar adversamente el flujo de caja y su habilidad para cumplir con el pago de la deuda.

Adicionalmente a la flexibilidad inherente al activo, Frayer y Uludere (2001) resaltan que el valor de un generador térmico a ciclo abierto sería subestimado si solo considerara la flexibilidad operativa y no la opción de expansión de la inversión (ciclo combinado). Damodaran (2000) establece una metodología para identificar el valor de una oportunidad de expansión futura en una decisión de inversión a través del análisis a tres preguntas: (i) ¿la primera inversión es un requisito previo para la segunda inversión?, (ii) ¿se cuenta con el derecho exclusivo para la siguiente inversión?, (iii) ¿las ventajas competitivas de la inversión son sostenibles en el tiempo?

La literatura revisada revela que existen deficiencias importantes cuando se asigna valor a una inversión únicamente con el método tradicional. Las razones identificadas son (i) ausencia del valor de la flexibilidad operativa inherente al activo, y (ii) ausencia del valor en la opcionalidad, que interactúa en la inversión, como expandir, diferir o abandonar una inversión. El método de opciones reales reconoce que la incertidumbre añade valor intrínseco al activo a diferencia del DCF donde la incertidumbre es tratada como un riesgo constante en una tasa de descuento más alta cuyo resultado es un VPN negativo. La ventaja de considerar el enfoque de opciones reales

es la capacidad de capitalizar las oportunidades y mitigar las pérdidas. En consecuencia, el valor de la oportunidad se incrementa sustancialmente siempre que el activo tenga la flexibilidad y capacidad operativa para explotar las oportunidades (ver gráfico 3).

**Gráfico 3. Enfoque de opciones reales**



Fuente: Julia Frayer y Nazli Z. Uludere, 2001.

Se debe señalar también que definir el precio de una opción pone de manifiesto las complejidades matemáticas y deficiencias realistas de la metodología, entre las que se mencionan las siguientes:

- (i) El modelo de *Black-Scholes* parte del supuesto que la fuente de incertidumbre debe ser registrada, es decir, supone que el activo subyacente es negociado continuamente y, en consecuencia, la distribución de sus rendimientos es logarítmica normal.
- (ii) La determinación apropiada de los parámetros para el análisis de opciones reales resulta más difícil conforme uno se aleja del mercado (es decir, cuando son difíciles de obtener). En este caso, el análisis más apropiado es a través de los árboles de decisión al proporcionar un mejor tratamiento de la incertidumbre que el VAN tradicional.
- (iii) La posibilidad de capturar la opcionalidad del activo estará en función de la tecnología y la experiencia en la gestión para reaccionar eficazmente a los cambios de las condiciones de mercado.

### 1. Enfoque de opciones

Una opción otorga el derecho pero no la obligación de tomar una determinada decisión en el futuro y tiene valor en situaciones de incertidumbre. La opción es un contrato entre dos partes

en el que el comprador adquiere el derecho (distinto de una obligación) de comprar o vender un determinado activo (“Activo Subyacente”) a un precio fijo predeterminado (“Precio de Ejercicio”) en o antes de una fecha fija (“Fecha de Vencimiento”) a cambio de una prima. El activo subyacente puede ser desde un activo financiero (acción o índice bursátil) hasta un activo real como una mercancía agraria (café, soya, etc.).

En el contrato, interviene el comprador que paga una prima por el derecho y el vendedor recibe la prima a cambio de la obligación. La opción puede ser de estilo americana o europea. En la opción americana, el comprador puede ejercer el derecho en cualquier día antes de la fecha de vencimiento. En la opción europea, solamente se puede ejercer el derecho en la fecha de vencimiento.

Existen dos tipos de opciones: (i) la Opción de Compra (*Call*) otorga el derecho al comprador del contrato de la opción a adquirir el activo subyacente, es decir, a tomar una posición larga o compradora, si la opción se ejerce. El vendedor se obliga, por tanto, a vender dicho activo, es decir a tomar una posición corta o vendedora. (ii) La Opción de Venta (*Put*) otorga el derecho al comprador a vender un activo subyacente. Es decir una posición corta o vendedora si decide ejercer la opción y el vendedor de esta opción se obliga a adquirir el activo o lo que es igual una posición larga o compradora, si la opción se ejerce.

## **2. Factores que determinan el valor de una opción**

El comprador de una opción debe pagar un premio o prima al vendedor por el derecho que adquiere. La prima es siempre un coste efectivo para el comprador y para el vendedor representa la cantidad máxima que puede ganar si el comprador ejerce la opción (derecho). El comprador solo ejercerá su derecho cuando esta tenga lo que se denomina valor intrínseco y el vendedor tendrá, en consecuencia, una posición de pérdida. Los elementos esenciales para determinar el valor de la prima de una opción son: el precio del activo subyacente, el tiempo que falta hasta el vencimiento y la volatilidad del activo subyacente, según la siguiente ecuación:

$$\text{Prima} = \text{Valor Intrínseco} + \text{Valor Tiempo} .$$

El valor intrínseco es igual al precio de mercado del activo subyacente menos el precio de ejercicio. Existen tres posiciones posibles con relación al valor intrínseco:

### Opción *Call*<sup>17</sup>

- (i) “*in the Money*”, con valor intrínseco, el Precio Ejercicio < Precio del activo subyacente,
- (ii) “*at the Money*”, en paridad de precio, Precio Ejercicio = Precio del activo subyacente, y
- (iii) “*out of the Money*”, sin valor intrínseco, Precio Ejercicio > Precio del activo subyacente.

El valor tiempo es el dinero que el comprador de una opción paga por la posibilidad, en el tiempo, de un cambio en el precio del activo subyacente que, a su vez, pueda originar un aumento en el valor de la opción. Los componentes son: (i) tiempo hasta el vencimiento, (ii) volatilidad del precio del activo subyacente, (iii) la relación entre el precio de ejercicio y el precio de mercado, y (iv) tipo de interés libre de riesgo, según la siguiente ecuación:

$$\text{Valor Tiempo} = \text{Prima} - \text{Valor Intrínseco}$$

La volatilidad indica la variabilidad en el rendimiento del activo subyacente. Si todos los demás factores son constantes, la prima de la opción es más alta durante períodos de precios volátiles. La tasa de interés libre de riesgo afecta el valor tiempo de las opciones aunque no en el mismo grado que lo hace la volatilidad y el plazo hasta la fecha de vencimiento.

### 3. Opciones reales

En la tabla 1, se presentan de forma análoga los componentes de una opción real con una opción financiera:

**Tabla 1. Componentes de una opción**

Proyecto de Inversión	Variable	Opción de Compra
Costo de la inversión	X	Precio de Ejercicio
Valor presente de los flujos de caja esperados	S	Precio de la Acción
Plazo de tiempo que puede demorar la decisión de inversión antes que la oportunidad desaparezca	T	Tiempo hasta el vencimiento
Riesgo del Activo Operativo subyacente	$\sigma^2$	Varianza de los rendimientos
Valor temporal del dinero	$r_f$	Tasa de interés sin riesgo

Fuente: Juan Mascareñas, 1999.

<sup>17</sup> En el caso de una opción *Put* es la inversa de la opción *Call*.

#### 4. Técnica para valorar opciones reales

El árbol binomial planteado por Cox, Ross y Rubinstein en 1976 es uno de los enfoques utilizados para valorar opciones reales y la solución se puede obtener utilizando el enfoque de probabilidades de riesgo neutral.

Las opciones reales pueden ser debidamente valoradas usando el análisis de los derechos contingentes dentro de un proceso de valuación neutral al riesgo. El análisis de derechos contingentes es un procedimiento de valoración de activos cuya metodología consiste en utilizar los precios y las volatilidades de uno o más activos relacionados con el que se pretende valorar. Para ello, el análisis busca replicar los flujos de caja proporcionados por dicho activo mediante la utilización de los precios de mercado de otros similares a él. Por ejemplo, para replicar los flujos de caja de un proyecto de cara a obtener su valor actual es condición necesaria conocer la distribución de los valores futuros que puedan tomar sus activos, considerando que la exactitud de la valoración dependerá de la exactitud con que se conozca dicha distribución.

Existen tres posibles formas de estimar la volatilidad del rendimiento del activo en el proyecto de inversión: adivinar, utilizar datos históricos, y simular. A través de la simulación de Montecarlo y de las proyecciones sobre escenarios futuros, se pueden extraer distribuciones de los rendimientos proyectados<sup>18</sup>.

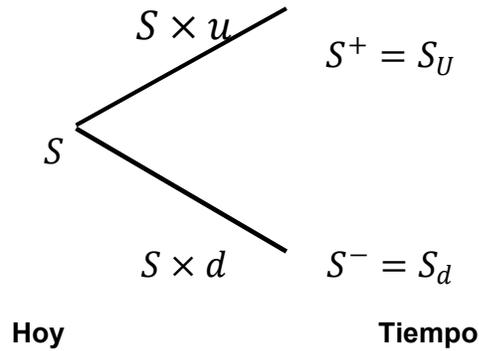
Esencialmente la misma solución se puede obtener en un mundo adverso al riesgo como en un mundo neutral al riesgo en donde el valor actual de cualquier derecho contingente podría ser obtenido del valor futuro esperado, utilizando la probabilidad de riesgo neutral “p”. La probabilidad “p” puede ser estimada desde la dinámica de los precios de un activo gemelo.

En un mundo neutral, al riesgo el valor actual (al inicio del periodo) de un proyecto, E se determina por los siguientes inputs  $S, X, \sigma, T, r, p$  (ver gráfico 4).

---

<sup>18</sup> Amram, Martha (2000)

**Gráfico 4. Valor actual de un proyecto en un mundo neutral al riesgo**



$$u = e^{\delta\sqrt{t}}, d = \frac{1}{u} \text{ y } p = \frac{e^{rf} - d}{u - d}$$

Fuente: Martha Amram, 2000.

En el Anexo XI, se describe con un ejemplo los principios básicos para cuantificar el valor de Opciones Reales utilizando el árbol binomial.

El segundo enfoque utilizado es el de *Black-Scholes Merton* que fue inicialmente utilizado para valorar opciones financieras. El supuesto base del enfoque asume que el precio de las acciones son aleatorios y que la volatilidad puede ser modelada como constante en el tiempo. *Black-Scholes* calcula el precio de opciones europeas de compra y venta sobre acciones con las siguientes fórmulas, donde N corresponde a la distribución normal acumulada:

$$call = SN(d_1) - Xe^{-rT} N(d_2), put = Xe^{-rT} N(-d_2) - SN(-d_1), \text{ donde}$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}}; \text{ y } d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

El enfoque de *Black-Scholes* simula una serie de opciones *call* para valorar la flexibilidad. En un generador de energía, la flexibilidad es valorada como una serie de opciones *call* donde la central tiene el derecho de producir energía si el precio es mayor al costo variable de la central. Los inputs utilizados son los siguientes:

- Precio Spot del activo subyacente = Precio Energía
- Precio de Ejercicio = Costo Variable de la central
- Volatilidad = La volatilidad anual de los precios de energía

- Tiempo = tiempo al vencimiento de la opción
- Tasa de interés = Tasa libre de riesgo

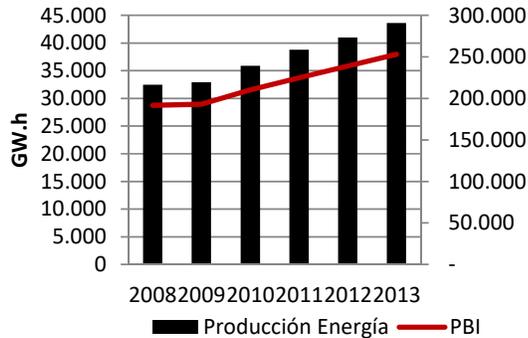
La flexibilidad se captura por las características del activo. La central opera (o despacha) cuando el margen entre el precio de energía y el costo variable es mayor a cero. La central se apaga (no despacha) cuando el margen es negativo. El margen bruto de una central con la fórmula de *Black-Scholes* incorpora el valor de la incertidumbre con respecto a la curva de precios forwards. El valor de la flexibilidad resulta de la diferencia entre el margen bruto y el flujo de caja descontado tradicional. El valor de la planta es el valor de la opcionalidad neta resultado de sustraer al margen bruto los costos fijos.

## Capítulo II. Sector de energía y descripción del proyecto

### 1. Oferta

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los sistemas aislados registraron la producción de electricidad a 42 empresas en el país durante 2012. El 33% son empresas públicas y 67% privadas. La generación eléctrica en el SEIN y en sistemas aislados se incrementó sostenidamente en los últimos años. En el 2012, se produjeron 39,964 GWh, superior en 5.7% a la producción del año 2011. Sin embargo, la tasa de crecimiento fue inferior a la registrada el año anterior (8%), debido a la desaceleración mostrada en el Producto Bruto Interno (PBI). Cabe precisar que el PBI es uno de los principales factores que explican la demanda eléctrica<sup>19</sup>. En el 2013, se tiene previsto un producción de 43,593 GWh (ver gráfico 5).

**Gráfico 5. Producción anual en GW.H**

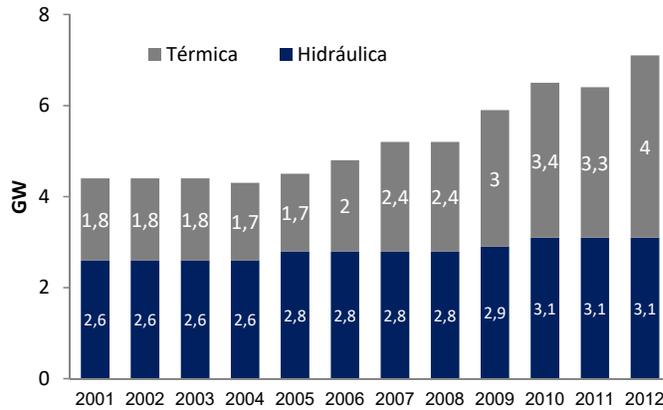


Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema-COES

El parque generador en 2012 se encuentra dividido principalmente en dos grandes grupos: la generación hidráulica representa el 54.6% y la generación térmica el 43.5%. La generación de recursos energéticos renovables (RER) representa el 1.8% (681GWh). La potencia efectiva del SEIN en el 2012 alcanzó los 7.12 GW de los cuales el 44% fue hidráulica y el 56% fue térmica (ver gráfico 6).

<sup>19</sup> Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN, “Mercado Libre de Electricidad”. OSINERGMIN, 13/10/2013 10/01/2014 <[www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe)>.

**Gráfico 6. Evolución de la potencia efectiva del SEIN**



Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema-COES

## **2. Demanda**

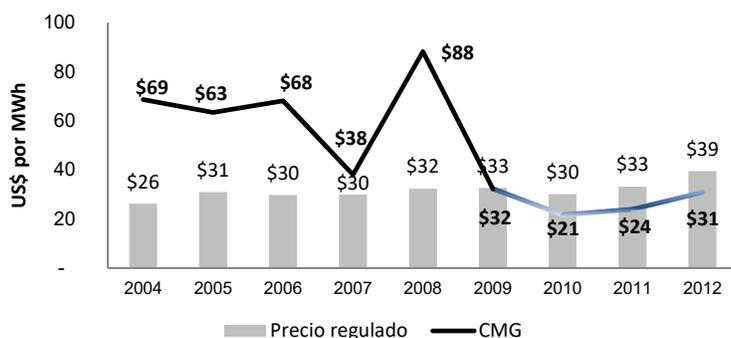
En el 2012, la máxima demanda de potencia fue 5,291 MW (aumento 6.6% respecto de 2011). La potencia efectiva y la máxima demanda crecieron en los últimos años, siendo superior el crecimiento de la máxima demanda. El margen de reserva efectivo de 2012 fue de 35% (15.4% por encima de 2011) gracias al inicio de operaciones de la central térmica de ciclo combinado de la empresa Kallpa, que adicionó alrededor de 280 MW de potencia efectiva al sistema. La ventas ascendieron a 33,635 GWh en 2012 (5.9% superior a 2011).

Los clientes del sector se clasifican en libres y regulados. Los usuarios libres son los conectados al SEIN no sujetos a la regulación de precio debido a la magnitud de energía y/o potencia que pueden contratar (mayor a 200 KW). Los usuarios regulados son los que están sujetos a la regulación del precio de energía y de la potencia y que se encuentran dentro de la concesión del distribuidor con una demanda que no supera los 200 KW.

## **3. Costo marginal**

El costo marginal<sup>20</sup> del SEIN de 2012 fue de US\$ 31.94 MWh (S/. 81.4MWh) y representó un incremento de 22.6% respecto de 2011. Por su parte, los precios regulados en 2012 fueron en promedio US\$ 39MWh (ver gráfico 7). Los precios regulados de energía se calculan en base a los costos de producción de energía para los próximos 24 meses con estimados de oferta y demanda. El cálculo utiliza el modelo Perseo que es una representación del sistema eléctrico donde se combinan los estimados de costos y proyección de demanda.

**Gráfico 7. Evolución de precios 2004 - 2013**



Fuente: GART – OSINERGMIN

Desde el 2009, se aplica el Decreto de Urgencia N° 049-2008. En consideración a la estructura de la oferta de generación y el nivel de crecimiento de la demanda, se introduce el concepto de costo marginal idealizado. El objetivo fue disminuir el riesgo que supone contratar electricidad por las distribuidoras a costos marginales extremadamente elevados. La normativa desde su aplicación ha permitido asegurar el suministro de la demanda de potencia y energía a las distribuidoras que no cuenten con contratos de suministros de energía que las respalde, y garantizarla estabilidad del sistema eléctrico y continuidad del servicio público desde el 2009 a la fecha.

#### 4. Caso práctico

Termochilca S.A.C. desarrolló un proyecto para la instalación de una central térmica de hasta 600 MW en cuatro etapas. La primera etapa consiste en una turbina de gas de ciclo abierto de 200 MW utilizando el gas natural de Camisea. La central estará conectada al SEIN y al ducto de

<sup>20</sup>El costo marginal es el costo variable de energía de la última unidad térmica que operó en el sistema. En adelante cuando se hable de precios al contado de energía se utilizará el término de costo marginal (CMG).

Camisea. La inversión de la primera etapa es de US\$ 128 millones. La fecha prevista para iniciar la operación comercial es 1 de enero de 2014.

El proyecto cuenta con los siguientes activos y contratos para la primera etapa:

- Terreno de 10 mil m<sup>2</sup> en Chilca
- Contrato de ingeniería, procuraduría y construcción - EPC para la compra e instalación de una turbina de gas en ciclo abierto con una potencia nominal de 200MW, con opción de expansión a ciclo combinado con una potencia nominal hasta 300MW
- Contrato de operación y mantenimiento – LTSA<sup>21</sup>
- Contrato de compra de gas del Lote 88 por 15 años
- Contrato de transporte de gas por 15 años para operar al 100% de la capacidad
- Contrato para la construcción, operación y mantenimiento de una línea de transmisión de 1.9 km en 500kV desde la central hasta la nueva subestación Chilca 500 Kv
- Contrato con Calidda para la conexión de la central al sistema de distribución de gas natural
- Contratos de compra de energía a plazo con 8 empresas distribuidoras - PPAs<sup>22</sup>
- Permisos y Licencias necesarias para iniciar la construcción y operación

El principal riesgo es la fecha de entrega de la capacidad de transporte de gas asignada a la empresa. El transporte garantizado para la central estaba definido en dos etapas: la primera etapa en el primer semestre de 2013 para operar al 31% de la capacidad. La segunda etapa en el primer semestre de 2014. La principal oportunidad del proyecto está en su opción de expansión a ciclo combinado con una inversión adicional de aproximadamente US\$ 170MM para la instalación de una turbina a vapor e incrementar la generación entre 80 – 100MW. Las características de la turbina de gas son las siguientes:

- Capacidad instalada de 200 MW
- Capacidad efectiva de 197.6MW
- *Heat Rate*<sup>23</sup> de 10,037 MMBTU/GWh
- Factor de disponibilidad de la planta de 96%
- Inicio de operación prevista el 1 de enero 2014
- Costo variable no combustible-CVNC de US\$ 2.7 MWh

---

<sup>21</sup> LTSA son las siglas en inglés del contrato de mantenimiento “*Long Term Service Agreement*”.

<sup>22</sup> PPAs son las siglas en inglés de “*Power Purchase Agreements*”.

<sup>23</sup> *Heat Rate* o eficiencia de la central y determina la cantidad de gas para producir 1MW de energía.

El proyecto necesitaba financiamiento de terceros. La estructura de capital estándar para esta inversión es una estructura de 70% deuda y 30% capital para alcanzar un ratio de cobertura del servicio de deuda<sup>24</sup> mínimo de 1.2 x veces durante todo el plazo del financiamiento.

#### a. Ingreso de la central

El ingreso está determinado por la venta al contado y a plazo de energía y potencia en el SEIN y clientes aislados. Los ingresos vienen determinados por la siguiente ecuación:

$$\text{Energía Producida} \times \text{CMG} + \text{Energía Contratada} \times (\text{Precio PPAs} - \text{CMG})$$

Aproximadamente el 60% de los ingresos previstos corresponde a la venta de energía y potencia a plazo cuyas condiciones están pactadas en los PPAs. El 40% restante estará determinado por la demanda de clientes libres o regulados, eficiencia del sistema, CMG y precio de potencia. Las principales características de los PPAs son las siguientes:

- Fecha inicial del contrato el 1 de enero 2014
- Capacidad contratada de 184.3MW
- Factor de carga 70%
- Plazo de 15 años
- Precio base (ver tabla 2)

**Tabla 2. Precio base de potencia y energía en los contratos a plazo<sup>25</sup>**

Capacidad Ofertada MW	Precio Energía ( US\$ / MWh)	Precio Potencia ( US\$ / MWh)
184	\$40	\$6

Fuente: Elaboración propia, 2014.

La siguiente tabla resume la exposición de la central a la volatilidad del CMG en la primera etapa:

<sup>24</sup> El ratio de cobertura de servicio de deuda es el resultado de dividir el Resultado Operativo más Depreciación y Amortización entre el servicio de deuda (amortización e intereses).

<sup>25</sup> En el Anexo I se describe la metodología de cálculo de los precios de la central.

**Tabla 3. Exposición a la volatilidad del CMG**

	Unidad	Parámetros
<b>Generación</b>		
Disponibilidad	%	96%
Capacidad Efectiva	MW	198
<b>Contrato PPAs</b>	MW	184
Factor Carga	%	70%
<b>Energía</b>		
Energía inyectada al sistema	GWh	1662
Energía Contratada	GWh	1026
<b>Ratio</b>		
<b>Energía al Contado</b>	GWh	636
<b>Expuesto al CMG</b>	%	38%

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Los precios proyectados de gas, energía y potencia para el periodo 2014 - 2021 son los siguientes:

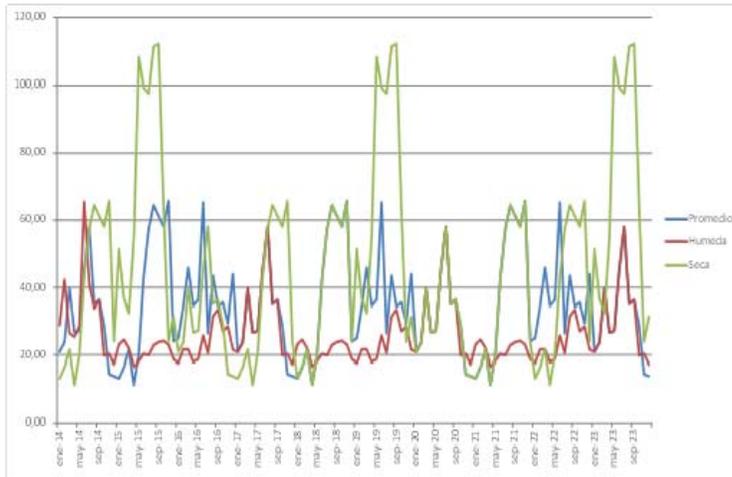
**Tabla 4. Precio proyectado de energía, potencia y gas**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Factor de Disponibilidad</b>	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
<b>Precio Energía ( US\$ / MWh)</b>								
Plazo	42.85	42.85	45.68	47.05	48.45	49.88	51.33	52.82
Contado	34.23	43.29	37.97	34.23	46.27	37.97	34.23	46.27
<b>Precio Potencia (US\$ / MW)</b>								
Plazo	6.19	6.32	6.46	6.60	6.74	6.89	7.04	7.20
Contado	6.49	6.62	6.76	6.89	7.03	7.17	7.31	7.46
<b>Precio gas (US\$ / MMBTU)</b>	3.09	3.19	3.29	3.39	3.49	3.59	3.70	3.80

Fuente: Elaboración propia, 2014.

En el Anexo I, se describe la metodología para proyectar el precio de energía y potencia a plazo. Para la proyección del precio de energía al contado, se utilizaron las series históricas registradas en el COES del CMG mensual y la serie histórica mensual de caudales de afluentes desde 1965. Se contabilizaron los caudales en época de estiaje (junio a noviembre) y se evaluó la serie aplicando la probabilidad de excedencia con el objetivo de identificar años de hidrología húmeda, seca y promedio. El resultado se muestra en el Anexo II. El tipo de hidrología combinada con los años permitió replicar los CMG y se construyó la serie mensual de precios proyectados de energía para una hidrología húmeda, seca y promedio. El gráfico 8 muestra la proyección de precios elaborada para una hidrología, húmeda, seca y promedio:

**Gráfico 8. Evolución de precios 2004 - 2013**



Fuente: COES

La proyección del precio de potencia Spot utiliza el último precio histórico y se actualiza con el CPI anualmente. Los precios mensuales proyectados para una hidrología promedio son detallados en el Anexo III. En los Estados Financieros Proyectados, los precios de energía y potencia utilizados son el promedio de los precios mensuales proyectados para cada año. El escenario utilizado en las proyecciones es el de Hidrología Promedio y los ingresos proyectados se presentan en la tabla 5.

**Tabla 5. Proyección de ingresos de la central a ciclo abierto**

Ingresos ( US\$MM )	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energía	66	72	72	71	82	78	77	88
Potencia	10	10	10	10	11	11	11	11
<b>Total</b>	<b>75</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>92</b>	<b>89</b>	<b>88</b>	<b>99</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014 .

#### **b. Costo de ventas**

El costo de suministro y transporte de gas representa el rubro más importante del costo de ventas y de acuerdo con las condiciones del contrato se comporta como un costo fijo. El generador desde que inicia operaciones está obligado a utilizar o pagar (*take or pay*) como mínimo el 70% de la capacidad de gas contratada diariamente y el 100% del cargo por reserva de capacidad del ducto para transportar el gas de Camisea. Los gastos de mantenimiento han sido estimados de acuerdo con el contrato LTSA.

**Tabla 6. Proyección de costo de ventas**

<b>Costo Ventas ( US\$MM )</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Gas y Transporte	-51	-54	-57	-60	-63	-66	-69	-73
Mantenimiento	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
SEIN	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Línea de Transmisión	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Herramientas	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Depreciación y Amortización	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13	-13
<b>Total Costos</b>	<b>-71</b>	<b>-74</b>	<b>-77</b>	<b>-80</b>	<b>-83</b>	<b>-86</b>	<b>-90</b>	<b>-94</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

### c. Gasto de administración

El rubro de gasto de administración incluye los gastos de personal, seguro, la contribución pagada al COES y al Ministerio de Energía y Minas.

### d. Inversión

La inversión estimada para la primera etapa es de US\$ 128.3 MM:

**Tabla 7. Presupuesto de inversión**

<b>CAPEX</b>	<b>US\$ MM</b>
Equipo	96
Obras Civiles	32
<b>Total</b>	<b>128</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

### e. Financiamiento propuesto

La estructura de financiamiento propuesto para desarrollar el proyecto fue 40% Capital y 60% Deuda. En la tabla 8, se describen las fuentes y usos de los recursos. El equipo es financiado a través de un contrato de leasing y se deprecia en el plazo del contrato: 10 años.

**Tabla 8. Fuentes y usos estándar**

<b>Fuentes</b>	<b>USD MM</b>	<b>Usos</b>	<b>USD MM</b>
Capital	53	Equipo	96
Deuda	82	Obras	32
Garantía Líquida	8	Financiamiento	8
		Garantía Líquida	8
<b>Total</b>	<b>143</b>	<b>Total</b>	<b>143</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

#### f. Estados Financieros Proyectados

Los Estados Financieros proyectados son presentados en el Anexo IV. A continuación, se presenta el Flujo de Caja proyectado (expresado en millones de USD):

**Tabla 9. Flujo de caja proyectado**

<b>Flujo de Caja</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Ventas	-	-	124	141	136	133	158	146	143	169
Costo de Ventas	-	-	-106	-118	-116	-115	-131	-125	-123	-141
Gastos Administrativos	-	-	-4	-4	-4	-5	-5	-5	-5	-5
Var WK	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos	-	-	-	-	-	-	-1	0.2	-	1.6
<b>Flujo de Caja Operativo</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13</b>	<b>18</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>21</b>	<b>17</b>	<b>14</b>	<b>21</b>
Inversiones	-103	-25	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
<b>Flujo de Caja Luego de CAPEX</b>	<b>-103</b>	<b>-25</b>	<b>12</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>19</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>20</b>
Flujo de Caja Financiero										
Aporte de Capital	61	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deuda										
Desembolso	54	28	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortizaciones	-	-	-8	-9	-9	-10	-11	-11	-12	-13
Intereses	-2	-4	-6	-5	-5	-4	-3	-3	-2	-1
Gastos	-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Flujo Neto</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>-2</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>-2</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>-1</b>	<b>6</b>
Saldo Inicial	0	8	8	6	8	9	7	12	13	12
Flujo Periodo	8	0	-2	2	0	-2	5	1	-1	6
<b>Saldo Final</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>18</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

El proyecto supone ejercer la opción de expansión en 2014 y entrar en operación del ciclo combinado en 2016. El ejercicio de la opción está sujeto a la fecha de entrega de la capacidad de transporte contratado.

### Capítulo III. Evaluación de la inversión

#### 1. Método tradicional

A continuación, se calcula el valor de la Central a Ciclo Abierto a través de Flujos de Caja Descontados. El flujo de caja utilizado es el Flujo de Caja Libre para la Empresa (FCFF). La tasa de descuento es la tasa WACC de 9.6%. La metodología y detalle del cálculo de la tasa de descuento se describe en el Anexo V.

**Tabla 10. Tasa de descuento WACC**

<b>Tasa de Descuento WACC</b>	
Tasa de costo de oportunidad del accionista	14%
Tasa Promedio Deuda (Kd)	10%
Ratio D/D+E	57%
Ratio E/D+E	43%
<b>Tasa WACC</b>	<b>9.6%</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

**Tabla 11. Flujo de caja libre para la empresa**

En US\$ MM	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Resultado Operativo	-	-	-	0	5	3	1	9	4	1	10
Impuestos	-	-	-	-	-	-	-	-1	0	-	2
+Depreciación	-	-	-	13	13	13	13	13	13	13	13
+/- Variación Capital Trabajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión	-	-103	-25	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
<b>Flujo de Caja Libre</b>	<b>-</b>	<b>-103</b>	<b>-25</b>	<b>12</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>19</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>20</b>

#### Valor Presente

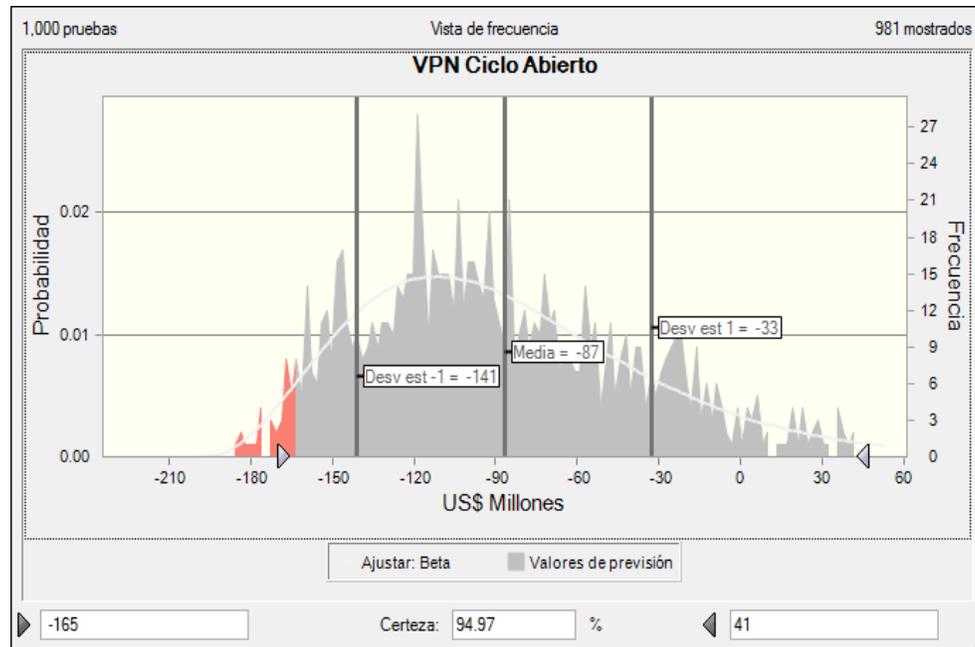
Tasa	9.6%
g	2.0%
Valor Empresa	<b>173</b>
(-)Deuda	<b>-82</b>
Valor Equity	<b>91</b>
Capex	<b>-126</b>
VPN	<b>47</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Se utilizó la simulación de Montecarlo para determinar los posibles valores del VPN del proyecto. Las variables utilizadas como supuestos a simular son el Índice de Precios de Estados Unidos y Perú, el tipo de cambio y el CMG para el periodo 2014 - 2021. Las distribuciones y estadísticos utilizados para cada una de las variables es definido con la herramienta *BatchFit* y

*Bootstrap* del software *Crystal Ball*. La serie histórica utilizada para el tipo de cambio (1994 – 2013), inflación de Perú (1995 - 2012), inflación de Estados Unidos (1995 - 2012) y precio de energía (2009 -2013). Las distribuciones y estadísticos utilizados para cada una de las variables están en el Anexo VI. El siguiente gráfico muestra los resultados de la simulación donde el rango de los posibles valores estaría entre  $< -165, 41 >$  con un 95% de confianza.

**Gráfico 9. Posibles valores proyectados del VPN**



Fuente: Elaboración propia, 2014.

El banco rechazó la financiación del proyecto por la incertidumbre respecto a la fecha de entrega del transporte de gas<sup>26</sup>. El banco pedía tener el transporte asegurado en el cierre de la transacción para cubrir las obligaciones suscritas en los contratos PPAs a partir del 1 de enero de 2014. La razón era eliminar el riesgo de comprar energía en el mercado a precios más altos que los precios a plazo de los PPAs. El Banco solicitó para el cierre financiero e inicio de obra una garantía líquida de US\$ 45 MM, equivalente a dos años del servicio de deuda. Los accionistas lograron levantar el capital adicional. La estructura de financiamiento resultó 56% capital (US\$ 98MM) y 44% deuda (US\$ 82MM).

<sup>26</sup> El contrato de transporte establece dos fechas de entrega del transporte del gas, en Junio 2013 el 31% de la capacidad solicitada; y en Junio 2014 alcanzar el 100% para operar la central a plena capacidad.

**Tabla 12. Esquema de fuentes y usos para la financiación**

<b>Fuentes</b>	<b>USD MM</b>	<b>Usos</b>	<b>USD MM</b>
Capital	53	Equipo	96
Deuda	82	Obras	32
Garantía Líquida	45	Financiamiento	8
		Garantía Líquida	45
<b>Total</b>	<b>180</b>	<b>Total</b>	<b>180</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

## 2. Método de Opciones Reales con Black-Scholes

La central térmica de ciclo abierto produce energía a través de una turbina de gas que se caracteriza por ser de rápido encendido y apagado<sup>27</sup>. Esta característica le otorga la flexibilidad necesaria para adecuarse a las condiciones del mercado. Para valorar esta flexibilidad, se utilizará la metodología de opciones reales: la central tiene el derecho pero no la obligación de encender y producir electricidad, la misma que puede ser vendida al sistema.

El responsable de administrar, operar y planificar el mercado eléctrico peruano es el COES. Las centrales están obligadas a comunicar una vez al año el costo variable del generador para producir energía, entre otras características técnicas de la central. La central tiene la flexibilidad de declarar costo variable cero o como máximo el costo variable real del generador. El COES tiene la responsabilidad de programar diariamente la utilización de los generadores conectados al SEIN, el cual se realiza en base a los costos de producción y declaraciones de disponibilidad con el fin de alcanzar los objetivos de economía, calidad y seguridad en la atención de la demanda de energía<sup>28</sup>.

En consecuencia, el margen operativo de un generador a ciclo abierto puede ser modelado como una serie de opciones de compra europeas sobre el spread entre el CMG y el costo variable de la central (en inglés *spark spread*). El modelo construido es de periodicidad mensual y calcula el valor de la opción para cada mes durante 96 meses (2014 a 2021). La opción del generador es definida como el derecho de nominar gas para producir energía siempre que el CMG (Precio *spot* de energía) sea superior a su costo variable (Precio Ejercicio).

<sup>27</sup> Frayer, Julia y Uludere, Nazli Z. (octubre 2001)

<sup>28</sup> El término utilizado para operar las centrales bajo esa definición es el Despacho Económico de las Centrales.

El costo variable declarado una vez al año por el generador al COES considerando las limitaciones del contrato de gas (*take or pay* del 70%) y del transporte (*take or pay* 100%) debiera ser declarado cero. Sin embargo, se presentan dos escenarios uno improbable donde la central declara el costo variable real de la central y un segundo escenario donde la central declara cero el costo variable. El cálculo del costo variable es determinado con la siguiente ecuación:

$$\text{Costo Variable} = \text{Precio del Gas} \times \text{Heat Rate} + \text{CVNC.}$$

El costo variable estimado para 2014 es:  $3.1 \times 10,037 + 2.7 = \text{US\$ } 33.4 \text{ MWh}$

El valor de las opciones *call* es calculado con la fórmula de *Black- Scholes* integrada al Excel con la función *BS Option Value* (iopt, S, X, r, q, tyr, sigma) diseñada para valorizar opciones financieras. Los inputs necesarios para valorizar las opciones son los siguientes:

- Precio del activo subyacente: precio proyectado del CMG (ver Anexo VII)
- Precio de ejercicio: costo variable del generador proyectado (ver Anexo VII)
- Volatilidad: es la volatilidad anual de la serie histórica de precios de energía registrados en el COES desde 2009 a la fecha (ver Anexo VIII)
- Tasa interés libre de riesgo: es la tasa libre de riesgo a un año de Estados Unidos.

Es importante señalar que el precio de energía no tiene un comportamiento totalmente aleatorio en atención a factores climatológicos, estacionales que afectan el precio. La volatilidad del CMG se calcula a partir de la serie de desviaciones del mes y la desviación típica de estas series es la volatilidad del CMG mensual<sup>29</sup>. La serie histórica utilizada es desde el 2009 en atención a la entrada en vigencia del CMG idealizado. El Anexo VIII detalla el cálculo de la volatilidad. El valor de la opción *call* de junio de 2014 aplicando la función integrada al Excel es el siguiente:

*BS Option Value* (iopt, S, X, r, q, tyr, sigma)

iopt =1 para la opción *call*

S = CMG de junio 2014 (Anexo VII)

X= precio de ejercicio o costo variable de la central (Anexo VII)

r = tasa libre de riesgo a 1 año

q= tasa de dividendos

---

<sup>29</sup>La volatilidad anual = volatilidad mensual  $\times \sqrt{12}$

tyr= tiempo en años

sigma= volatilidad anual 90%

El valor de la opción *call* aplicando la función en Excel de junio 2014:

$$BS\ Option\ Value(1, US\$46.3, US\$33.4, 0.12\%, 0, 1, 90\%)=US\$21.1$$

El ejercicio se repite para los 96 meses desde enero de 2014 hasta diciembre de 2021 (ver Anexo VII). El máximo margen bruto de la central calculado con la fórmula de *Black-Scholes* estará determinado por la siguiente ecuación:

$$\sum_{\text{Enero 2014}}^{\text{Diciembre 2021}} \text{Opciones call} \times \text{energía generada de la central}$$

El margen bruto reemplazando la ecuación es:

$$US\$ 1577 \times 141,134 \text{ MWh} = US\$ 223\text{MM}, \text{ cuando el costo variable es real}$$

$$US\$ 3631 \times 141,134 \text{ MWh} = US\$ 513\text{MM}, \text{ cuando el costo variable es cero}$$

La energía generada es =  $197.6 \times 31 \times 24 \times 96\%$ ; y los componentes de valor de la central se pueden descomponer en:

- El flujo de caja descontado que captura la flexibilidad de la operación de la central que opera cuando el *spark spread* de la central es mayor que cero y
- El margen bruto de la central calculado con la fórmula de *Black-Scholes*

El primer componente asume que la planta puede apagarse y encenderse cuando los precios son bajos y no cubren el costo variable pero no considera la naturaleza estocástica del precio al asumir la curva de precios proyectados fijos. En contraste, el segundo componente incorpora el valor de la incertidumbre en torno a la curva de los precios futuros identificada mediante la volatilidad histórica del CMG. El valor de la central es el margen bruto neto de costos fijos (ver tabla 13).

**Tabla 13. Valor de la planta basado en opciones**

<b>Escenario</b>	<b>Margen Bruto</b>	<b>Costos Fijos</b>	<b>Valor neto</b>
CMG real	US\$ 223MM	US\$ 104MM	US\$ 119MM
CMG cero	US\$ 513MM	US\$ 360MM	US\$ 153MM

Fuente: Elaboración propia, 2014.

El valor de la central obtenido a través del *Black-Scholes* representa el máximo valor del activo. El 60% de la capacidad de generación de la central está asegurada mediante contratos a plazo PPAs, situación que restringe en cierta medida el valor del activo al reducir la incertidumbre de sus ingresos. El valor de la central pudo calcularse utilizando los precios a plazo de energía. Sin embargo, al no existir un mercado líquido de precios a plazo se valoriza la central con precios de contado (CMG).

Los resultados de la tabla 13 indican precios indicativos máximos del valor empresa de ciclo abierto sin considerar la opción de expansión. Sin embargo, creemos que el valor estará más cercano a US\$ 153MM considerando las características de flexibilidad operativa del activo y la racionalidad del operador de la central para adaptarse al mercado.

El VPN de la inversión en Ciclo Abierto bajo el enfoque de *Black-Scholes* es US\$ 27MM y equivale a la diferencia del VPN de los flujos de la empresa (US\$ 153MM) menos el VPN de la inversión (US\$ 126MM). El valor empresa calculado hasta aquí no incorpora la opción real de ampliar la capacidad de producción de la central. En la siguiente sección, la opción es valorizada con el enfoque del árbol binomial.

### **3. Método de opciones reales con árbol binomial**

Una vez que la primera etapa entra en operación, el crecimiento natural de la central es construir el ciclo combinado y expandir la capacidad de producción a través de una turbina de vapor. Esta configuración permite un eficiente empleo del gas. La producción de energía se expande de 200MW a 300MW y el *Heat Rate* se reduce de 10,037 MMBTU/GWh a 6,700 MMBTU/GWh. El costo variable se reduce de US\$ 33MWh a US\$ 23 MWh.

Es una oportunidad exclusiva de la central de ciclo abierto, sostenible en el tiempo gracias al contrato de gas de Camisea y al ducto del transporte reservado para la central. La inversión

aproximada es de US\$ 170MM adicionales. La estructura de financiamiento es 70% deuda 30% capital.

La fecha de ejercicio de la opción es enero 2014 y la entrada en operación comercial es enero 2016. En el Anexo X, se presentan los Estados Financieros 2011 - 2021 considerando la entrada comercial del ciclo de combinado en enero de 2016. A continuación, se presenta el flujo de caja incremental resultado de incrementar la capacidad de producción con respecto al ciclo abierto (expresado en millones de US\$):

**Tabla 14. Flujo de caja incremental**

FCFF Incremental	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Resultado Operativo	-	-	-	-	-	19	17	22	18	16	20
Impuestos	-	-	-	-	-	-2	-1	-6	-4	-3	-7
+Depreciación	-	-	-	-	-	16	16	16	16	16	16
+/- Variación Capital Trabajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión	-	-	-	- 125	- 42	-1	-1	-1	-1	-1	-1
<b>Flujo de Caja US\$</b>	-	-	-	- 125	- 42	33	31	31	29	28	29
<b>Valor Presente</b>											
Tasa	9.6%										
g	2.0%										
VPN Flujos	<b>249</b>										
(-)Deuda	<b>-117</b>										
CAPEX	<b>-159</b>										

Fuente: Elaboración propia, 2014.

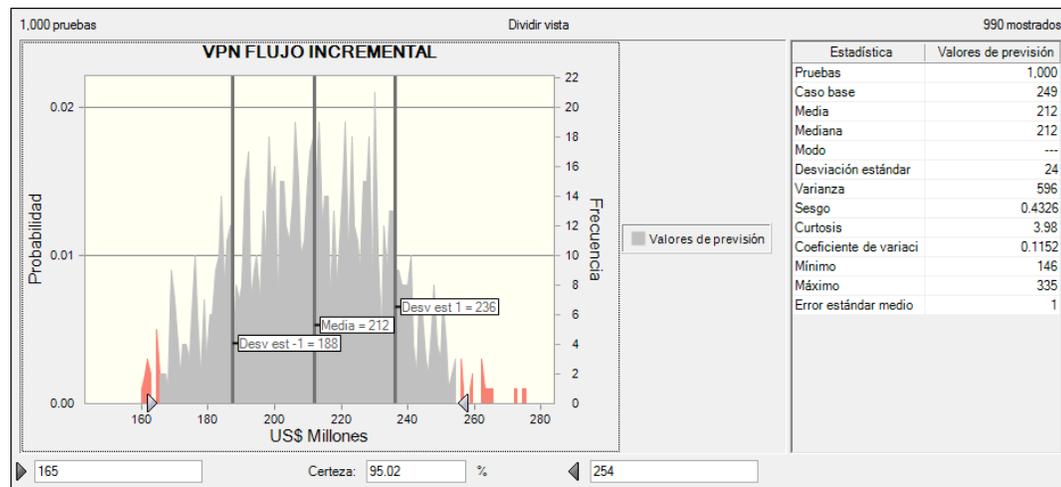
Para valorar la opción de expansión, se utiliza el enfoque del árbol binomial. El activo subyacente es el VPN de los flujos incrementales de la central resultado de expandir la capacidad a 300 MW.

- $S$  = VPN de los flujos de caja incrementales
- $X$  = valor de la inversión adicional
- $\sigma$  = volatilidad anual de los flujos de caja
- $T$  = tiempo hasta la expiración de la opción, expresado en años
- $r_f$  = tasa libre de riesgo
- $U$  = representa el movimiento multiplicativo al alza del precio del subyacente en un periodo, con una probabilidad asociada de "p"

- $d$ = representa el movimiento multiplicativo a la baja del precio del subyacente en un periodo, con una probabilidad asociada de  $(1-p)$
- $p$ = probabilidad neutral al riesgo de un incremento en el subyacente
- $1-p$ = probabilidad del evento contrario

La volatilidad del flujo de caja incremental se obtiene a través de la Simulación de Montecarlo. Las variables simuladas son las utilizadas en la evaluación del ciclo abierto (ver Anexo VI). Los futuros valores del flujo incremental varían con un 95% de confianza entre <US\$ 165MM a US\$ 254MM> como se muestra en el siguiente gráfico:

**Gráfico 10. Posibles valores de los flujos incrementales**



Fuente: Elaboración propia, 2014.

Reemplazando los parámetros por sus valores:

- $X = \text{US\$}159$
- $S = \text{US\$} 249$
- $T = 3$
- $\sigma = 24/212 = 11.32\%$
- $u = e^{\sigma\sqrt{T}} = 1.1199$
- $d = \frac{1}{u} = 0.8930$
- $r_f = 0.36\%$
- $p = \frac{e^{r_f} - d}{u - d} = 0.4876$

- $1-p = 0.5124$

El árbol binomial se construye con el complemento integrado al excel *Lattice Maker*. El plazo máximo para ejercer la opción es de tres años desde la fecha de inicio de la construcción del ciclo abierto.

**Tabla15. Valor de la opción de expansión**

s	11.32%
Dt	1
u	1.1199
d	0.8930
Precio Ejercicio	\$ 159

Tasa	0.36%
Descuento	99.6406%
q	0.4876
1-q	0.5124

	0	1	2	3
	\$ 249	\$ 279	\$ 312	\$ 350
		\$ 222	\$ 249	\$ 279
			\$ 199	\$ 222
				\$ 177

	0	1	2	3
	\$ 92	\$ 121	\$ 154	\$ 191
		\$ 64	\$ 91	\$ 120
			\$ 40	\$ 63
				\$ 18

Fuente: Elaboración propia, 2014.

El primer árbol es de fijación de precios del VPN de los flujos incrementales es conocido como proceso deductivo hacia delante, se lee de izquierda a derecha e indica cómo pueden evolucionar los valores futuros del activo. El valor del nodo izquierdo extremo es el VPN de los flujos de caja incremental US\$ 249MM. En cada intervalo de tiempo, el activo aumenta en un factor multiplicativo “u” o disminuye en un factor multiplicativo de d, representado con un incremento de tiempo hacia arriba o un incremento de tiempo hacia abajo del árbol binomial. Los factores u y d que determinan los movimientos ascendentes y descendentes en cada nodo son funciones de la volatilidad del activo subyacente y del tiempo que media entre los periodos en consideración. Los nodos de la derecha del árbol binomial representan la distribución de los posibles valores futuros del activo subyacente. Ejemplo: Nodo 1 valor ascendente es  $249 \times 1.1199 = 279$  y valor descendente es  $249 \times 0.8930 = 222$ .

El segundo árbol calcula el valor de la oportunidad de expandir mediante un proceso inductivo hacia atrás. Se empieza con los valores de los nodos terminales de la derecha hacia la izquierda del árbol para obtener un valor de opción en el nodo izquierdo extremo del árbol que resulta de US\$ 149MM. A Modo de ejemplo se describe el cálculo de los valores del Nodo 3:

$$= \text{Max} (\text{VPN} - X; 0) = \text{Max} (350 - 159; 0) = \text{US\$ } 191\text{MM}$$

$$= \text{Max} (\text{VPN} - X; 0) = \text{Max} (279 - 159; 0) = \text{US\$ } 120\text{MM}$$

El Nodo 2 es  $(p \times 191 + (1 - p) \times 120) \times e^{-r_f \sqrt{T}}$ , reemplazando resulta en

$(0.4876 \times 191 + 0.5124 \times 120) \times 0.9964 = \text{US\$ } 154\text{MM}$ , y así sucesivamente hasta llegar al Nodo 0 con el valor de la oportunidad de inversión (incluyendo la opción de expansión) es de US\$ 92MM.

**Tabla16. VPN de la inversión**

<b>Inversión inicial</b>	<b><i>Black-Scholes</i></b>
Valor de la planta	US\$ 153MM
(-) CAPEX	(US\$ 126MM)
<b>VPN</b>	<b>US\$ 27MM</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

El valor de la opción de expansión es  $= \text{US\$}92 - (\text{US\$ } 27) = \text{US\$ } 65\text{MM}$ ; y el valor del patrimonio está determinado por el valor empresa menos deuda más el precio de la opción de expansión: hasta  $\text{US\$ } 153 - \text{US\$ } 82 + \text{US\$ } 65 = \text{hasta US\$ } 136\text{MM}$ .

El 2 de diciembre de 2013 Duke Energy anunció la venta de la central térmica de ciclo abierto Las Flores a Kallpa. El precio pagado fue alrededor de US\$ 110 millones, según información del mercado. Las Flores tiene una potencia firme de 192.5MW un *Heat Rate* de 10,000 MMBTU/ GWh, similar a Termochilca.

## **Conclusiones**

Conclusiones generales:

1. El método de opciones reales permite cuantificar la incertidumbre sobre el futuro con mayor riqueza que el método tradicional DCF. Incorporar la volatilidad del activo a través del método de opciones reales permite asignar un valor objetivo a la gestión y al derecho de diferir, abandonar o expandir la inversión en contraste a la gestión pasiva y rígida del método tradicional DCF.
2. El valor de la inversión a través del método DCF está expuesto a debilidades que surgen de su considerable dependencia al uso de modelos predictivos de precios y a la ausencia de expertos que regularmente puedan predecir lo que sucederá con los precios o sus volatilidades en los mercados.
3. El cálculo de la volatilidad histórica del activo subyacente constituye la evidencia concreta que captura en el momento cero el valor de la flexibilidad en la gestión a través del método de opciones reales.
4. La opción de expansión debe ser calculada cuando el activo cuenta con el derecho de expansión de forma exclusiva y sostenible en el tiempo. La opción de diferir o abandonar la inversión debe ser evaluada cuando existe alguna incertidumbre no cubierta.

#### Conclusiones específicas:

1. El valor empresa de la central de ciclo abierto se estima entre US\$ 119MM y US\$ 153MM considerando una volatilidad anual de 90%. El patrimonio a valor de mercado se calcula en US\$ 136MM y representa 2.2x el valor del patrimonio en libros sin incluir la garantía líquida exigida por el banco. Sin considerar la opción de expansión el patrimonio a valor de mercado se reduciría a US\$ 71MM o 1.2x el aporte de capital.
2. En países donde el precio del gas está expuesto a riesgo de mercado, la incertidumbre corresponde a la volatilidad del *spark spread*. En Perú, el precio del gas es fijo y la volatilidad corresponde al precio de la energía. Al respecto, se recomienda calcular la volatilidad de los precios históricos por hora en línea con la flexibilidad de la central de ciclo abierto.
3. El cálculo de la volatilidad del CMG fue uno de los puntos críticos de mayor desafío para la aplicación de la metodología de opciones reales. En un mercado real y no idealizado, el valor de la central está significativamente relacionado a la volatilidad del CMG. En consecuencia, el comportamiento del precio de energía y el análisis del periodo histórico determinó el cálculo de la volatilidad y el valor del activo.
4. El entorno regulatorio de CMG idealizado reduce la volatilidad del precio *spot* de energía y el valor de la central en un mundo idealizado depende de la declaración del costo variable por el sistema. El operador de la central puede declarar el costo variable de la central desde cero hasta el costo de combustible de la central.
5. En energía, los cambios en los precios no puede considerarse aleatorio per se. Existen modelos Black-Scholes para valorizar centrales de energía de ciclo abierto que suponen el carácter no estocástico de los precios y la estructura de la volatilidad en el tiempo. Son modelos no estándares a los que no tuvimos acceso.
6. La opción de expansión es una opción exclusiva de la central de ciclo abierto sostenible en el tiempo. La incertidumbre en el retraso de transporte está cubierta con la suscripción de contratos de opciones de respaldo para proveer la energía necesaria para cubrir los PPAs reduciendo la exposición a la incertidumbre sobre el precio spot de energía.

## **Bibliografía**

Amram, Martha (2000). *Opciones Reales: evaluación de inversiones en un mundo incierto*. 1<sup>era</sup> ed. Barcelona: Ediciones Gestión 2000 S.A.

Damodaran, Aswath (2000). *Investment Valuation: Tools and Techniques for determining the value of any asset*. 3<sup>era</sup> ed. EE. UU.: John Wiley & Sons, Inc.

Dixit, Avinash K. y Pindyck, Robert S. (1993). *Investment Under Uncertainty*. Reino Unido: Princeton University Press.

Frayser, Julia y Uludere, Nazli Z. (Octubre 2001). "What is it worth? Application of real options theory to the valuation of generation assets". *The Electricity Journal*. Massachusetts, 2001, vol.14 (8), p.40-51.

García, Juan (2001). *Opciones Reales*. 1era ed. Madrid: Ediciones Pirámide.

Hsu, Michael (Marzo 1998). "Spark Spread Options are Hot!". *The Electricity Journal*. Massachusetts, 1998, vol.11 (2), p. 28-39.

Hull, John (2014). *Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones*. 8<sup>va</sup> ed. México: Pearson Educación de México.

Kester, W.Carl (Marzo 1984). "Today's Option for tomorrow's growth". *Harvard Business Review*.

Luehrman, Timothy A. (Marzo 1995). "Capital Projects as Real Options: An Introduction". *Harvard Business School*.

Mariscal, Jorge y Dutra, Emanuel (1996). "The Valuation of Latin American Stocks: Part III" *Goldman Sachs Latin America Research*.

Mascareñas, Juan (1999). *Innovación Financiera: aplicaciones para la gestión empresarial*. 1era. ed. Madrid: McGraw-Hill/Interamericana de España.

Mun, Jonathan (2006). *Real Options analysis: tools and techniques for valuing strategic investments and decisions*. 2<sup>da</sup> ed. EE. UU.: John Wiley & Sons, Inc.

Trigeorgis, Lenos (1995). *Real Options in Capital Investment: models, strategies, and applications*. EE. UU.: Praeger Publishers.

Trigeorgis, Lenos (1998). “Real Options and Interactions with Financial Flexibility”. *Financial Management*, vol. 22 (3), p. 202-224.

Trigeorgis, Lenos (2000). *Real Options: managerial flexibility and strategy in resource allocation*. 5ta ed. Reino Unido: The MIT Press.

## **Anexos**

## Anexo 1. Metodología para el cálculo de los precios de la central

El precio de energía se actualiza utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Precio}_{\text{energía}} = \text{Precio base del contrato} \times \text{Factor}_e$$

$$\text{Factor}_e = \frac{\text{PGN}}{\text{PGN}_0}$$

El  $\text{PGN}_0$  es el precio de gas en el momento inicial establecido en los PPAs. El precio del gas se reajusta anualmente de acuerdo con la siguiente fórmula definida en el contrato de suministro<sup>30</sup>:

$$\text{PGN} = \text{PBG} \times \text{Factor de Ajuste} \times \text{Factor A} \times \text{Factor B}$$

Donde,

- PGN es el precio del gas para el nuevo periodo de ajuste.
- PBG es el precio base del gas 1.00 US\$ / MMBTU.
- Factor de ajuste =  $0.6 * ( \text{WPS1191I} / \text{WPS1191J} ) + 0.4 * ( \text{WPU05I} / \text{WPU05J} )$
- $\text{WPS1191I}$ <sup>31</sup> es el promedio aritmético del índice “*Oil Field and Gas Field Machinery*” de los 12 meses anteriores al 1 de enero de cada año.
- $\text{WPS1191J}$  es el promedio aritmético del índice “*Oil Field and Gas Field Machinery*” desde diciembre de 1999 a noviembre de 2000.
- $\text{WPU05I}$  es el promedio aritmético del índice “*Fuels and Related Products and Power*” 12 meses anteriores al 1 de enero de cada año.
- $\text{WPU05J}$  es el promedio aritmético del índice “*Fuels and Related Products and Power*” desde diciembre de 1999 a noviembre de 2000.
- Factor A y B se define en función de la cantidad diaria contractual - CDC pactada (1,275 MM3/Día) y del porcentaje *Take or Pay* especificado en el contrato.

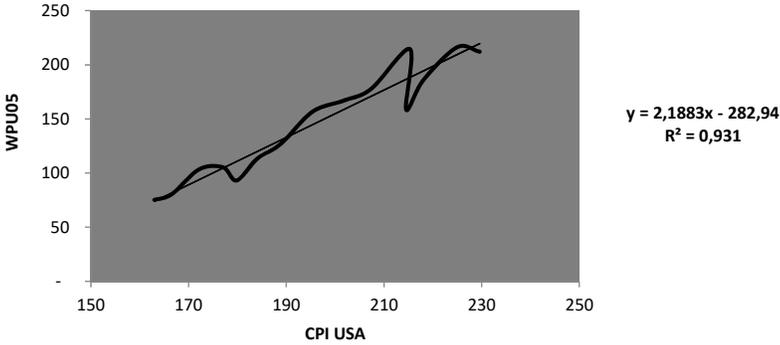
Para proyectar el precio del gas natural, se ha buscado la correlación del índice WPU05 y WPS1191 con el índice de precios de Estados Unidos – CPI. Los resultados de este análisis se presentan en los siguientes gráficos:

---

<sup>30</sup>La capacidad diaria contratada es 1.275.000 m3/día ( 100% de la capacidad )

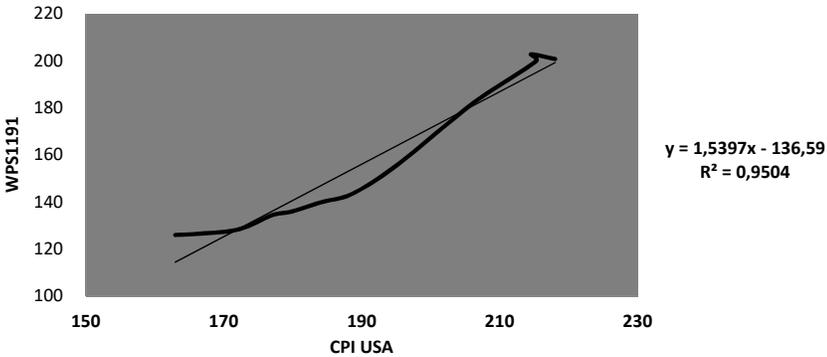
<sup>31</sup>WPS1191 o índice de precios industriales PPI *Producer Price Index*

**Gráfico 11. Parámetro de proyección para elWPU05**



Fuente: Elaboración propia, 2014.

**Gráfico 12. Parámetro de proyección paraWPS1191**



Fuente: Elaboración propia, 2014.

Como se puede ver, ambos gráficos mostraron que existe una relación lineal entre ambas variables ( $R^2$  mayor a 90%) en cada variable. Por lo tanto, las fórmulas utilizadas para proyectar el índice WPU05 y el WPS1191 son las siguientes:

$$WPU05 = 2.1883CPI - 282.94$$

$$WPS1191 = 1.5397CPI - 136.59$$

Para la proyección del CPI, se ha supuesto una inflación anual de 2%. Por lo tanto, el procedimiento para determinar el precio del gas de 2014 es:

- $WPSU05_{2013} = 2.1883 \times 233 - 282.94 = 223$
- $WPS1191_{2013} = 1.5397 \times 233 - 136.59 = 228$
- $WPSU05J_{2000} = 101.1$
- $WPS1191J_{2000} = 128.05$
- Factor de ajuste =  $0.6 \times \frac{228}{128.05} + 0.4 \times \frac{223}{101.1} = 1.95$
- $PGN_{2014} = 1 \times 1.95 \times 0.96 \times 0.99 = \text{US\$ } 1.85$
- El costo del transporte y distribución es de US\$ 1.24

De este modo, la proyección del gas en 2014 es de US\$ 3.09 MMBTU. El Factor  $e_c$  para calcular el precio de energía en 2014 es el siguiente:

- $\frac{PGN_{2013}}{PGN_0} = 1.07$
- Precio energía  $PPAs_{2014} = \text{US\$ } 40.11 \times 1.07 = \text{US\$ } 42.85$

La actualización en los años siguientes se hará siempre y cuando el Factor  $e_c$  se incremente o disminuya en más de 5% respecto de los valores en la última actualización.

El precio de potencia se actualiza utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Precio}_{\text{pot}} = \text{Precio}_{\text{pb}} \times \text{Factor } p$$

Donde,

$$\text{Factor } p = a \times \frac{TC}{TC_0} \times \frac{IPP}{IPP_0} + b \times \frac{IPM}{IPM_0}$$

Precio  $_{\text{pb}}$ : US\$6 que graficó en el contrato

a: 0.772

b: 0.2228

IPM: índice de precios al por mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática

$IPM_0$ : 187.50

$IPP$  : índice de precios de productos terminados menos alimentos y energía (serie WPSS0P3500 de Estados Unidos)

$IPP_0$ : 172.1

TC Tipo de Cambio (TC)

TC<sub>0</sub> 2.948

Para proyectar el IPM e IPP se hizo una regresión con el IPC e CPI, respectivamente y se comprobó su correlación con un  $R^2 > 90\%$  similar al procedimiento del precio de energía. El precio de potencia de PPAs 2014 es de US\$ 6.19 por MW h.

El ingreso de un generador está determinado por la venta de energía y potencia a través del contrato a plazo, así como la venta de energía y potencia al contado en el sistema.

## Anexo 2. Evaluación de caudales con probabilidad de excedencia

Caudales desde 1965 a la fecha:

Año	Total Estiaje	Orden	Probabilidad de Excedencia	Hidrología
1973	4,806	1	2.1%	Húmeda
2002	4,784	2	4.2%	
1990	4,721	3	6.3%	
1993	4,697	4	8.3%	
1982	4,463	5	10.4%	
1981	4,395	6	12.5%	
1984	4,321	7	14.6%	
1975	4,288	8	16.7%	
2001	4,204	9	18.8%	
1989	4,126	10	20.8%	
1986	4,101	11	22.9%	
1967	4,055	12	25.0%	
2012	4,052	13	27.1%	
1999	4,026	14	29.2%	
2009	4,020	15	31.3%	
2004	4,018	16	33.3%	
1970	4,013	17	35.4%	
1994	3,961	18	37.5%	
1977	3,939	19	39.6%	
1985	3,921	20	41.7%	Promedio
1974	3,912	21	43.8%	
1998	3,911	22	45.8%	
2006	3,893	23	47.9%	
2008	3,869	24	50.0%	
1972	3,866	25	52.1%	
1987	3,845	26	54.2%	
1965	3,823	27	56.3%	
2000	3,817	28	58.3%	
1968	3,813	29	60.4%	
1980	3,751	30	62.5%	
2007	3,723	31	64.6%	
1983	3,694	32	66.7%	
2011	3,691	33	68.8%	
1976	3,666	34	70.8%	Seca
1991	3,640	35	72.9%	
1966	3,615	36	75.0%	
1971	3,563	37	77.1%	
2010	3,550	38	79.2%	
1978	3,546	39	81.3%	
1996	3,509	40	83.3%	
2003	3,475	41	85.4%	
1995	3,468	42	87.5%	
1988	3,452	43	89.6%	
1992	3,390	44	91.7%	
1979	3,349	45	93.8%	
1969	3,283	46	95.8%	
1997	3,241	47	97.9%	
2005	3,226	48	100.0%	

Fuente: COES

### Anexo 3. Precio de energía *spot* proyectado 2014 -2021

Hidrología promedio:

Año	Mes	CMG e	Año	Mes	CMGe	Año	Mes	CMGe
2014	ene-14	USD 21	2017	jun-17	USD 46	2020	nov-20	USD 29
2014	feb-14	USD 24	2017	jul-17	USD 58	2020	dic-20	USD 29
2014	mar-14	USD 40	2017	ago-17	USD 35	2021	ene-21	USD 29
2014	abr-14	USD 27	2017	sep-17	USD 36	2021	feb-21	USD 29
2014	may-14	USD 27	2017	oct-17	USD 29	2021	mar-21	USD 22
2014	jun-14	USD 46	2017	nov-17	USD 29	2021	abr-21	USD 22
2014	jul-14	USD 58	2017	dic-17	USD 29	2021	may-21	USD 20
2014	ago-14	USD 35	2018	ene-18	USD 29	2021	jun-21	USD 43
2014	sep-14	USD 36	2018	feb-18	USD 29	2021	jul-21	USD 57
2014	oct-14	USD 29	2018	mar-18	USD 22	2021	ago-21	USD 65
2014	nov-14	USD 29	2018	abr-18	USD 22	2021	sep-21	USD 61
2014	dic-14	USD 29	2018	may-18	USD 20	2021	oct-21	USD 58
2015	ene-15	USD 29	2018	jun-18	USD 43	2021	nov-21	USD 66
2015	feb-15	USD 16	2018	jul-18	USD 57	2021	dic-21	USD 24
2015	mar-15	USD 22	2018	ago-18	USD 65			
2015	abr-15	USD 22	2018	sep-18	USD 61			
2015	may-15	USD 20	2018	oct-18	USD 58			
2015	jun-15	USD 43	2018	nov-18	USD 66			
2015	jul-15	USD 57	2018	dic-18	USD 24			
2015	ago-15	USD 65	2019	ene-19	USD 25			
2015	sep-15	USD 61	2019	feb-19	USD 35			
2015	oct-15	USD 58	2019	mar-19	USD 46			
2015	nov-15	USD 66	2019	abr-19	USD 35			
2015	dic-15	USD 24	2019	may-19	USD 36			
2016	ene-16	USD 25	2019	jun-19	USD 65			
2016	feb-16	USD 35	2019	jul-19	USD 26			
2016	mar-16	USD 46	2019	ago-19	USD 44			
2016	abr-16	USD 35	2019	sep-19	USD 34			
2016	may-16	USD 36	2019	oct-19	USD 36			
2016	jun-16	USD 65	2019	nov-19	USD 29			
2016	jul-16	USD 26	2019	dic-19	USD 44			
2016	ago-16	USD 44	2020	ene-20	USD 21			
2016	sep-16	USD 34	2020	feb-20	USD 24			
2016	oct-16	USD 36	2020	mar-20	USD 40			
2016	nov-16	USD 29	2020	abr-20	USD 27			
2016	dic-16	USD 44	2020	may-20	USD 27			
2017	ene-17	USD 21	2020	jun-20	USD 46			
2017	feb-17	USD 24	2020	jul-20	USD 58			
2017	mar-17	USD 40	2020	ago-20	USD 35			
2017	abr-17	USD 27	2020	sep-20	USD 36			
2017	may-17	USD 27	2020	oct-20	USD 29			

Fuente: Elaboración propia, 2014.

#### Anexo 4. Estado de pérdidas y ganancias proyectado en ciclo abierto

<b>Pérdidas y Ganancias</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Energía	101	117	112	109	133	121	117	142
Potencia	23	23	24	24	25	25	26	26
<b>Total Ingresos</b>	<b>124</b>	<b>141</b>	<b>136</b>	<b>133</b>	<b>158</b>	<b>146</b>	<b>143</b>	<b>169</b>
Energía - Spot	-35	-45	-41	-37	-51	-43	-40	-55
Potencia - Spot	-13	-13	-14	-14	-14	-15	-15	-15
Gas y Transporte	-51	-53	-55	-57	-58	-60	-62	-63
CVNC	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2
Mantenimiento	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
SEIN	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Línea de Transmisión	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Herramientas	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Depreciación	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-12
Amortizaciones	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Total Costos	-119	-132	-129	-128	-144	-138	-136	-154
<b>Margen Bruto</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>14</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>15</b>
Gastos Adm	-4	-4	-4	-5	-5	-5	-5	-5
<b>Margen Operativo</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>10</b>
Intereses	-6	-5	-5	-4	-3	-3	-2	-1
<b>Utilidad Antes de Impuestos</b>	<b>-5</b>	<b>-1</b>	<b>-2</b>	<b>-3</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>-1</b>	<b>9</b>
Participación Trabajadores	0	0	0	0	-0	-0	0	-0
Impuesto a la Renta	0	0	0	0	-1	-0	0	-1
<b>Utilidad Neta</b>	<b>-5</b>	<b>-1</b>	<b>-2</b>	<b>-3</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>-1</b>	<b>7</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Balance de situación

<b>Balance de Situación</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Caja	8	8	6	8	9	7	12	13	12	18
<b>Activo Corriente</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>18</b>
Activo Fijo Neto	103	128	117	107	96	85	75	64	53	42
Activo Intangible Neto	3	7	6	6	5	4	4	3	2	1
<b>Total Activos Fijos</b>	<b>107</b>	<b>135</b>	<b>124</b>	<b>112</b>	<b>101</b>	<b>89</b>	<b>78</b>	<b>67</b>	<b>55</b>	<b>44</b>
<b>Total Activos</b>	<b>115</b>	<b>143</b>	<b>130</b>	<b>120</b>	<b>109</b>	<b>96</b>	<b>90</b>	<b>80</b>	<b>67</b>	<b>62</b>
Cuentas por Pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses por Pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porción Corriente Deuda L/P	-	8	9	9	10	11	11	12	13	-
<b>Pasivo Corriente</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>-</b>
Deuda Largo Plazo	54	74	66	57	47	36	25	13	-0	0
<b>Total Pasivos</b>	<b>54</b>	<b>82</b>	<b>74</b>	<b>66</b>	<b>57</b>	<b>47</b>	<b>36</b>	<b>25</b>	<b>13</b>	<b>0</b>
Patrimonio	61	61	55	55	53	50	54	55	54	62
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>115</b>	<b>143</b>	<b>130</b>	<b>120</b>	<b>109</b>	<b>96</b>	<b>90</b>	<b>80</b>	<b>67</b>	<b>62</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

## Anexo 5. Cálculo de la tasa de descuento

La tasa de descuento para el flujo del accionista se obtiene con la fórmula *Capital Asset Pricing Model*, CAPM adaptada a países emergentes<sup>32</sup>:

$$TD_{CP} = [r_{fUSA} + r_s] + \beta \times \left[ \frac{\sigma_{BVL}}{\sigma_{USA}} \right] \times [r_{mUSA} - r_{fUSA}]$$

Donde,

$TD_{CP}$  = tasa de descuento de la central en Peru

$r_{fUSA}$  = tasa libre de riesgo de USA

$r_s$  = spread de bonos locales en dólares de un plazo similar

$\beta$  = Beta estimada de la industria

$\sigma_{BVL}$  = desviación estándar de los rendimientos de la BVL diarios

$\sigma_{USA}$  = desviación estándar de los rendimientos del mercado USA diarios

$[r_{mUSA} - r_{fUSA}]$  = prima por riesgo de mercado USA

---

<sup>32</sup> Marsical y Dutra, 1996

## Costo de Oportunidad del Accionista

A. Tasa libre de Riesgo Perú 5,3%

Equation:  $TLR\ Perú = TLR\ EE.UU. + Riesgo\ Perú$

Concepto	licador	2011
Tasa libre de riesgo	Bonos a 10 años (1)	3,07%
Riesgo-Perú	Spread PDI Peruano (2)	2,2%
<b>Risk Free Rate Perú</b>		<b>5,250%</b>

(1) Media de los Bonos Tesoro últimos 36 meses (Ene 09 - Dic 11)

(2) Media del Spread PDI Peruano de los últimos 36 meses (Ene 09 - Dic 11)

B. Beta apalancado 1,3

Equation:  $Levered\ Beta = Unlevered\ Beta \times (1 + (1 - Tax\ Rate) \times D/K)$

Concepto	
Beta desapalancado (1)	0,9
Tasa impositiva (2)	0,4
Deuda Financiera / Patrimonio	0,6
<b>Beta apalancado</b>	<b>1,3</b>

(1) Promedio de la industria y empresas comparables de Damodaran y Ibbotson Cost of Capital 2012 Yearbook

(2) Tasa Impositiva incluye tasa Imp. Renta. y Participación de los Trabajadores

C. Prima por Riesgo Perú 6,7%

Equation:  $Risk\ Premium\ Perú = EE.UU\ Premium \times (Stdrt.\ Dev.\ BVL / Stdrt.\ Dev.\ S\&P500)$

Concepto	
Prima por Riesgo de Mercado USA (1)	5,8%
Desv. Est. Rend. Diarios BVL (2)	1,5%
Desv. Estándar S&P500 (3)	1,3%
<b>Risk Premium Perú</b>	<b>6,7%</b>

(1) Diferencial de retorno promedio de acciones USA vs retorno promedio de TBonds años 1928-2011

(2) BCR (1995 - Dic 11)

(3) Yahoo Finance (1995 - Dic 2011)

---

**Costo de Oportunidad del Accionista 14%**

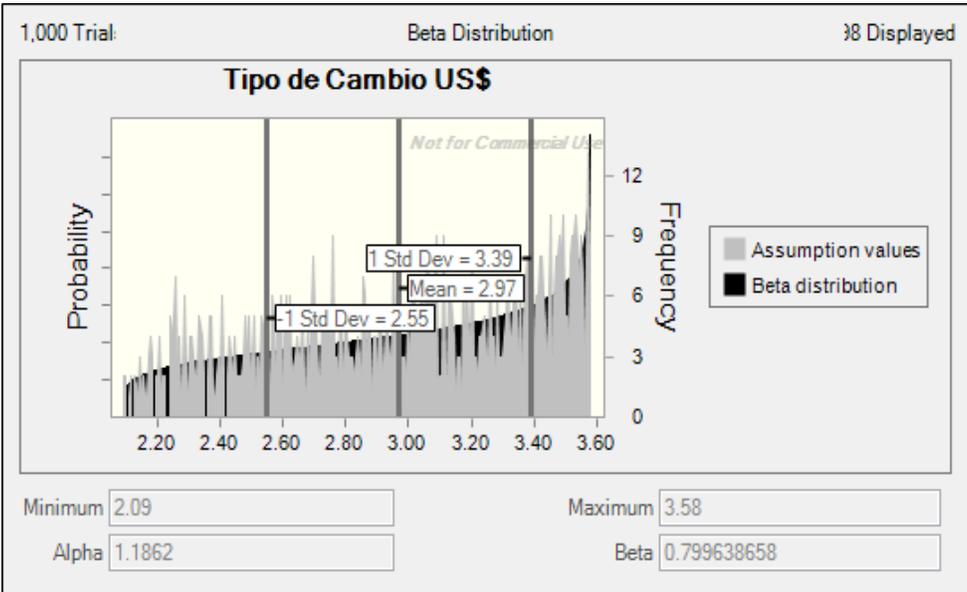
---

Fuente: Elaboración propia, 2014.

**Anexo 6. Estadísticos y distribuciones**

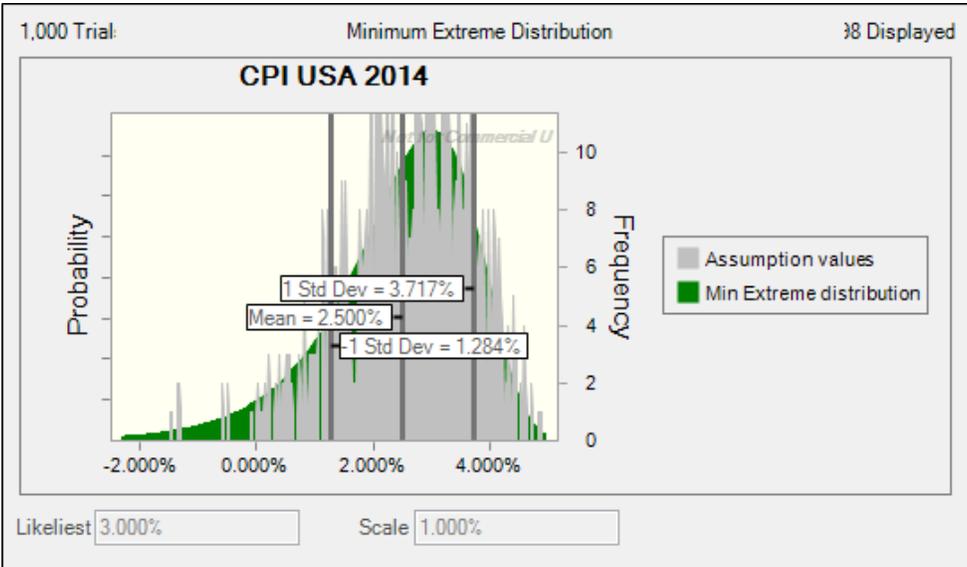
En el periodo de análisis 2014 – 2021, se han utilizado los mismos estadísticos y distribuciones presentados a continuación:

**Gráfico 13. Distribución estadística del tipo de cambio**



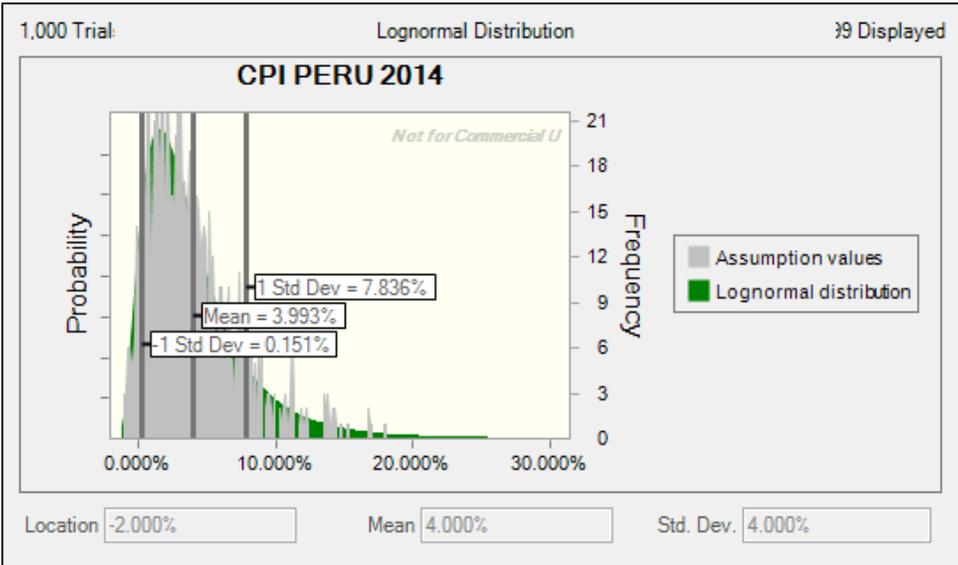
Fuente: Elaboración propia, 2014.

**Gráfico 14. Distribución estadística del índice de inflación de Estados Unidos**



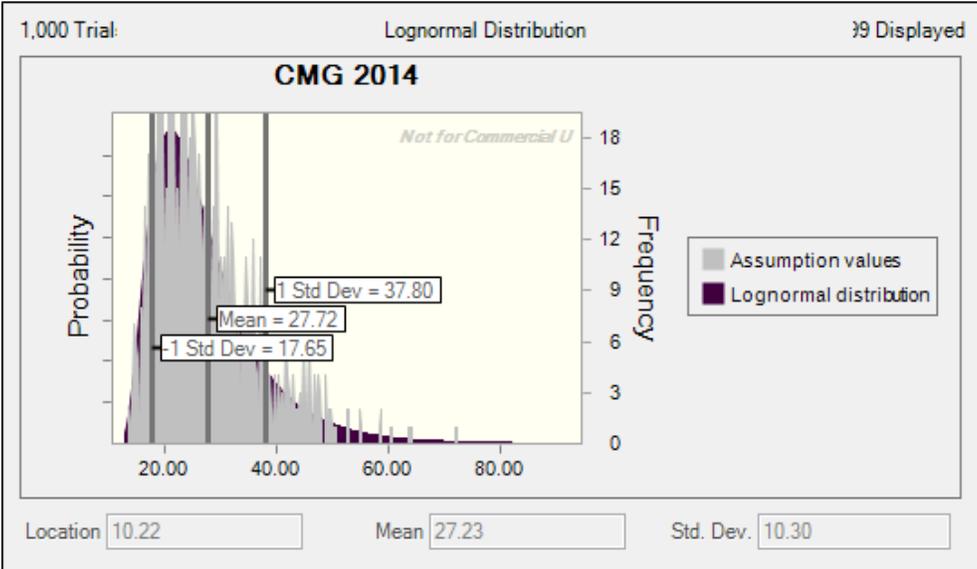
Fuente: Elaboración propia, 2014.

**Gráfico 15. Distribución estadística de la inflación de Perú**



Fuente: Elaboración propia, 2014.

**Gráfico 16. Distribución estadística del precio de energía**



Fuente: Elaboración propia, 2014.

## Anexo 7. Escenarios de costo variable para ciclo abierto

Escenario costo variable real:

	2014	CMG	Costo variable	Opción Call
Feb	2014	USD 24	USD 33	USD 6
Mar	2014	USD 40	USD 33	USD 16
Apr	2014	USD 27	USD 33	USD 8
May	2014	USD 28	USD 33	USD 8
Jun	2014	USD 46	USD 33	USD 21
Jul	2014	USD 59	USD 33	USD 32
Aug	2014	USD 36	USD 33	USD 13
Sep	2014	USD 37	USD 33	USD 14
Oct	2014	USD 29	USD 33	USD 9
Nov	2014	USD 29	USD 33	USD 9
Dec	2014	USD 29	USD 33	USD 9
Jan	2015	USD 30	USD 35	USD 9
Feb	2015	USD 17	USD 35	USD 2
Mar	2015	USD 22	USD 35	USD 5
Apr	2015	USD 22	USD 35	USD 5
May	2015	USD 21	USD 35	USD 4
Jun	2015	USD 45	USD 35	USD 19
Jul	2015	USD 59	USD 35	USD 31
Aug	2015	USD 67	USD 35	USD 38
Sep	2015	USD 64	USD 35	USD 35
Oct	2015	USD 61	USD 35	USD 32
Nov	2015	USD 69	USD 35	USD 39
Dec	2015	USD 25	USD 35	USD 6
Jan	2016	USD 26	USD 36	USD 7
Feb	2016	USD 36	USD 36	USD 13
Mar	2016	USD 48	USD 36	USD 22
Apr	2016	USD 36	USD 36	USD 13
May	2016	USD 38	USD 36	USD 14
Jun	2016	USD 69	USD 36	USD 39
Jul	2016	USD 28	USD 36	USD 8
Aug	2016	USD 46	USD 36	USD 20
Sep	2016	USD 37	USD 36	USD 13
Oct	2016	USD 38	USD 36	USD 14
Nov	2016	USD 31	USD 36	USD 10
Dec	2016	USD 47	USD 36	USD 21
Jan	2017	USD 22	USD 37	USD 4
Feb	2017	USD 25	USD 37	USD 6
Mar	2017	USD 43	USD 37	USD 17
Apr	2017	USD 29	USD 37	USD 8
May	2017	USD 29	USD 37	USD 8
Jun	2017	USD 49	USD 37	USD 22
Jul	2017	USD 63	USD 37	USD 33
Aug	2017	USD 38	USD 37	USD 14
Sep	2017	USD 39	USD 37	USD 15
Oct	2017	USD 31	USD 37	USD 9
Nov	2017	USD 31	USD 37	USD 9
Dec	2017	USD 31	USD 37	USD 9

Fuente: Elaboración propia, 2014.

	2014	CMG	Costo variable	Opción Call
Jan	2018	USD 31	USD 38	USD 9
Feb	2018	USD 31	USD 38	USD 9
Mar	2018	USD 24	USD 38	USD 5
Apr	2018	USD 24	USD 38	USD 5
May	2018	USD 22	USD 38	USD 4
Jun	2018	USD 47	USD 38	USD 20
Jul	2018	USD 63	USD 38	USD 33
Aug	2018	USD 71	USD 38	USD 40
Sep	2018	USD 68	USD 38	USD 37
Oct	2018	USD 64	USD 38	USD 34
Nov	2018	USD 73	USD 38	USD 41
Dec	2018	USD 27	USD 38	USD 6
Jan	2019	USD 28	USD 39	USD 7
Feb	2019	USD 38	USD 39	USD 13
Mar	2019	USD 51	USD 39	USD 23
Apr	2019	USD 39	USD 39	USD 13
May	2019	USD 41	USD 39	USD 15
Jun	2019	USD 73	USD 39	USD 41
Jul	2019	USD 30	USD 39	USD 8
Aug	2019	USD 49	USD 39	USD 21
Sep	2019	USD 39	USD 39	USD 13
Oct	2019	USD 40	USD 39	USD 14
Nov	2019	USD 33	USD 39	USD 10
Dec	2019	USD 50	USD 39	USD 22
Jan	2020	USD 24	USD 40	USD 5
Feb	2020	USD 27	USD 40	USD 6
Mar	2020	USD 45	USD 40	USD 18
Apr	2020	USD 30	USD 40	USD 8
May	2020	USD 31	USD 40	USD 8
Jun	2020	USD 52	USD 40	USD 23
Jul	2020	USD 66	USD 40	USD 34
Aug	2020	USD 40	USD 40	USD 14
Sep	2020	USD 42	USD 40	USD 15
Oct	2020	USD 33	USD 40	USD 10
Nov	2020	USD 33	USD 40	USD 10
Dec	2020	USD 33	USD 40	USD 10
Jan	2021	USD 33	USD 41	USD 9
Feb	2021	USD 33	USD 41	USD 9
Mar	2021	USD 25	USD 41	USD 5
Apr	2021	USD 25	USD 41	USD 5
May	2021	USD 24	USD 41	USD 4
Jun	2021	USD 50	USD 41	USD 21
Jul	2021	USD 67	USD 41	USD 34
Aug	2021	USD 76	USD 41	USD 42
Sep	2021	USD 72	USD 41	USD 38
Oct	2021	USD 68	USD 41	USD 35
Nov	2021	USD 77	USD 41	USD 43
Dec	2021	USD 28	USD 41	USD 7

<b>Total</b>	USD 1,577
<b>Energía Generada</b>	141,134
<b>Margen Bruto Ciclo Abierto</b>	USD 222,500,876

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Escenario costo variable cero

	2014	CMG	CVNC	Opción Call
Jan	2014	USD 21	USD 3	USD 18
Feb	2014	USD 24	USD 3	USD 21
Mar	2014	USD 40	USD 3	USD 37
Apr	2014	USD 27	USD 3	USD 24
May	2014	USD 28	USD 3	USD 25
Jun	2014	USD 46	USD 3	USD 44
Jul	2014	USD 59	USD 3	USD 56
Aug	2014	USD 36	USD 3	USD 33
Sep	2014	USD 37	USD 3	USD 34
Oct	2014	USD 29	USD 3	USD 27
Nov	2014	USD 29	USD 3	USD 27
Dec	2014	USD 29	USD 3	USD 27
Jan	2015	USD 30	USD 3	USD 27
Feb	2015	USD 17	USD 3	USD 14
Mar	2015	USD 22	USD 3	USD 20
Apr	2015	USD 22	USD 3	USD 20
May	2015	USD 21	USD 3	USD 18
Jun	2015	USD 45	USD 3	USD 42
Jul	2015	USD 59	USD 3	USD 57
Aug	2015	USD 67	USD 3	USD 64
Sep	2015	USD 64	USD 3	USD 61
Oct	2015	USD 61	USD 3	USD 58
Nov	2015	USD 69	USD 3	USD 66
Dec	2015	USD 25	USD 3	USD 22
Jan	2016	USD 26	USD 3	USD 23
Feb	2016	USD 36	USD 3	USD 33
Mar	2016	USD 48	USD 3	USD 46
Apr	2016	USD 36	USD 3	USD 34
May	2016	USD 38	USD 3	USD 35
Jun	2016	USD 69	USD 3	USD 66
Jul	2016	USD 28	USD 3	USD 25
Aug	2016	USD 46	USD 3	USD 43
Sep	2016	USD 37	USD 3	USD 34
Oct	2016	USD 38	USD 3	USD 35
Nov	2016	USD 31	USD 3	USD 28
Dec	2016	USD 47	USD 3	USD 44
Jan	2017	USD 22	USD 3	USD 19
Feb	2017	USD 25	USD 3	USD 23
Mar	2017	USD 43	USD 3	USD 40
Apr	2017	USD 29	USD 3	USD 26
May	2017	USD 29	USD 3	USD 26
Jun	2017	USD 49	USD 3	USD 46
Jul	2017	USD 63	USD 3	USD 60
Aug	2017	USD 38	USD 3	USD 35
Sep	2017	USD 39	USD 3	USD 36
Oct	2017	USD 31	USD 3	USD 28
Nov	2017	USD 31	USD 3	USD 28
Dec	2017	USD 31	USD 3	USD 28

Fuente: Elaboración propia, 2014.

	2014	CMG	CVNC	Opción Call
Jan	2018	USD 31	USD 3	USD 28
Feb	2018	USD 31	USD 3	USD 28
Mar	2018	USD 24	USD 3	USD 21
Apr	2018	USD 24	USD 3	USD 21
May	2018	USD 22	USD 3	USD 19
Jun	2018	USD 47	USD 3	USD 45
Jul	2018	USD 63	USD 3	USD 60
Aug	2018	USD 71	USD 3	USD 68
Sep	2018	USD 68	USD 3	USD 65
Oct	2018	USD 64	USD 3	USD 61
Nov	2018	USD 73	USD 3	USD 70
Dec	2018	USD 27	USD 3	USD 24
Jan	2019	USD 28	USD 3	USD 25
Feb	2019	USD 38	USD 3	USD 35
Mar	2019	USD 51	USD 3	USD 48
Apr	2019	USD 39	USD 3	USD 36
May	2019	USD 41	USD 3	USD 38
Jun	2019	USD 73	USD 3	USD 70
Jul	2019	USD 30	USD 3	USD 27
Aug	2019	USD 49	USD 3	USD 46
Sep	2019	USD 39	USD 3	USD 36
Oct	2019	USD 40	USD 3	USD 37
Nov	2019	USD 33	USD 3	USD 30
Dec	2019	USD 50	USD 3	USD 47
Jan	2020	USD 24	USD 3	USD 21
Feb	2020	USD 27	USD 3	USD 24
Mar	2020	USD 45	USD 3	USD 42
Apr	2020	USD 30	USD 3	USD 27
May	2020	USD 31	USD 3	USD 28
Jun	2020	USD 52	USD 3	USD 49
Jul	2020	USD 66	USD 3	USD 63
Aug	2020	USD 40	USD 3	USD 37
Sep	2020	USD 42	USD 3	USD 39
Oct	2020	USD 33	USD 3	USD 30
Nov	2020	USD 33	USD 3	USD 30
Dec	2020	USD 33	USD 3	USD 30
Jan	2021	USD 33	USD 3	USD 30
Feb	2021	USD 33	USD 3	USD 30
Mar	2021	USD 25	USD 3	USD 22
Apr	2021	USD 25	USD 3	USD 22
May	2021	USD 24	USD 3	USD 21
Jun	2021	USD 50	USD 3	USD 47
Jul	2021	USD 67	USD 3	USD 64
Aug	2021	USD 76	USD 3	USD 72
Sep	2021	USD 72	USD 3	USD 69
Oct	2021	USD 68	USD 3	USD 65
Nov	2021	USD 77	USD 3	USD 74
Dec	2021	USD 28	USD 3	USD 25

<b>Total</b>	USD 3,631
<b>Energía Generada</b>	141,134
<b>Margen Bruto Ciclo Abierto</b>	USD 512,485,138

Fuente: Elaboración propia, 2014.

### Anexo 8. Cálculo de la volatilidad

Mes	Año	CMG	Ln ( rdto)
Jan	2009	USD 29	0.274
Jan	2010	USD 23	0.052
Jan	2011	USD 18	-0.224
Jan	2012	USD 21	-0.049
Jan	2013	USD 19	-0.127
Feb	2009	USD 42	0.388
Feb	2010	USD 25	-0.158
Feb	2011	USD 22	-0.280
Feb	2012	USD 24	-0.192
Feb	2013	USD 31	0.088
Mar	2009	USD 26	0.020
Mar	2010	USD 22	-0.165
Mar	2011	USD 22	-0.181
Mar	2012	USD 40	0.430
Mar	2013	USD 20	-0.274
Apr	2009	USD 25	0.187
Apr	2010	USD 17	-0.239
Apr	2011	USD 18	-0.163
Apr	2012	USD 27	0.235
Apr	2013	USD 19	-0.115
May	2009	USD 29	0.178
May	2010	USD 18	-0.278
May	2011	USD 19	-0.244
May	2012	USD 27	0.125
May	2013	USD 27	0.124
Jun	2009	USD 66	0.579
Jun	2010	USD 20	-0.589
Jun	2011	USD 26	-0.354
Jun	2012	USD 46	0.212
Jun	2013	USD 27	-0.325
Jul	2009	USD 41	0.111
Jul	2010	USD 20	-0.618
Jul	2011	USD 20	-0.590
Jul	2012	USD 58	0.453
Jul	2013	USD 45	0.196

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Mes	Año	CMG	Ln ( rdto)
Aug	2009	USD 34	0.069
Aug	2010	USD 23	-0.323
Aug	2011	USD 32	-0.003
Aug	2012	USD 35	0.104
Aug	2013	USD 35	0.094
Sep	2009	USD 36	0.108
Sep	2010	USD 24	-0.311
Sep	2011	USD 34	0.033
Sep	2012	USD 36	0.113
Oct	2009	USD 20	-0.232
Oct	2010	USD 24	-0.030
Oct	2011	USD 27	0.081
Oct	2012	USD 29	0.142
Nov	2009	USD 20	-0.059
Nov	2010	USD 23	0.067
Nov	2011	USD 29	0.280
Nov	2012	USD 14	-0.409
Dec	2009	USD 17	-0.034
Dec	2010	USD 19	0.051
Dec	2011	USD 22	0.190
Dec	2012	USD 14	-0.260
	Media		-0.033
	Desviación estándar		0.2604
	<b>Volatilidad</b>		<b>90%</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

## Anexo 9. Estados financieros del ciclo combinado en 2016

<b>Pérdidas y Ganancias</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Energía	101	117	168	162	199	180	174	213
Potencia	23	23	35	36	37	38	38	39
<b>Total Ingresos</b>	<b>124</b>	<b>141</b>	<b>203</b>	<b>198</b>	<b>235</b>	<b>218</b>	<b>213</b>	<b>252</b>
Energía - Spot	-35	-45	-60	-55	-76	-63	-58	-80
Potencia - Spot	-13	-13	-20	-21	-21	-21	-22	-22
Gas y Transporte	-51	-53	-55	-57	-59	-60	-62	-64
CVNC	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Mantenimiento	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
SEIN	-2	-2	-2	-3	-3	-3	-3	-3
Línea de Transmisión	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Herramientas	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Depreciación	-12	-12	-28	-28	-28	-28	-28	-28
Amortizaciones	-1	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Total Costos	-119	-132	-172	-170	-193	-183	-180	-205
<b>Margen Bruto</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>31</b>	<b>28</b>	<b>43</b>	<b>35</b>	<b>32</b>	<b>47</b>
Gastos Adm	-4	-4	-6	-6	-6	-6	-6	-7
<b>Margen Operativo</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>25</b>	<b>22</b>	<b>36</b>	<b>29</b>	<b>26</b>	<b>41</b>
Intereses	-6	-5	-13	-12	-10	-8	-7	-5
<b>Utilidad Antes de Impuestos</b>	<b>-5</b>	<b>-1</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>26</b>	<b>20</b>	<b>19</b>	<b>36</b>
Participación Trabajadores	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-2
Impuesto a la Renta	0	0	-2	-3	-7	-6	-5	-10
<b>Utilidad Neta</b>	<b>-5</b>	<b>-1</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>18</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>24</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Balance de Situación: Ciclo Combinado

<b>Balance de Situación</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Caja	8	8	6	-7	9	21	42	58	70	92
<b>Activo Corriente</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>-7</b>	<b>9</b>	<b>21</b>	<b>42</b>	<b>58</b>	<b>70</b>	<b>92</b>
Activo Fijo Neto	103	128	243	274	249	224	199	174	149	125
Activo Intangible Neto	3	7	11	17	15	13	11	9	8	6
<b>Total Activos Fijos</b>	<b>107</b>	<b>135</b>	<b>254</b>	<b>290</b>	<b>264</b>	<b>237</b>	<b>210</b>	<b>184</b>	<b>157</b>	<b>130</b>
<b>Total Activos</b>	<b>115</b>	<b>143</b>	<b>260</b>	<b>283</b>	<b>273</b>	<b>258</b>	<b>253</b>	<b>241</b>	<b>228</b>	<b>223</b>
Cuentas por Pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses por Pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porción Corriente Deuda L/P	-	8	9	20	22	24	25	27	29	17
<b>Pasivo Corriente</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>27</b>	<b>29</b>	<b>17</b>
Deuda Largo Plazo	54	74	150	162	140	117	91	64	36	18
<b>Total Pasivos</b>	<b>54</b>	<b>82</b>	<b>158</b>	<b>183</b>	<b>162</b>	<b>140</b>	<b>117</b>	<b>91</b>	<b>64</b>	<b>36</b>
Patrimonio	61	61	102	101	111	118	136	150	163	187
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>115</b>	<b>143</b>	<b>260</b>	<b>283</b>	<b>273</b>	<b>258</b>	<b>253</b>	<b>241</b>	<b>228</b>	<b>223</b>

Fuente: Elaboración propia, 2014.

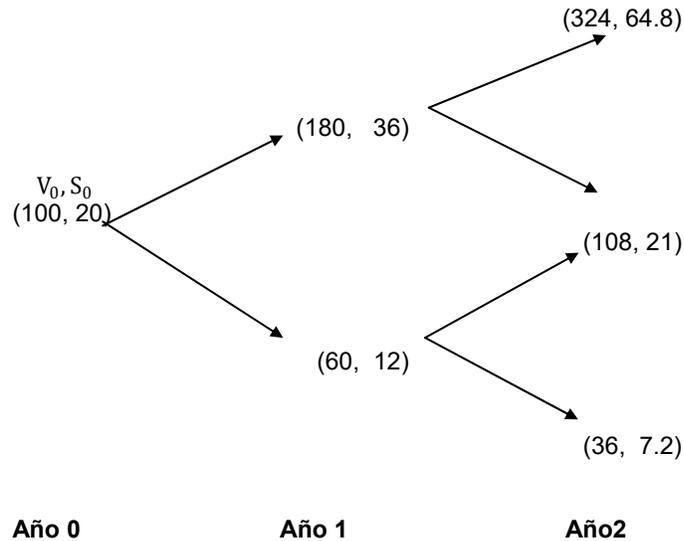
## Anexo 10. Valor de las opciones reales utilizando el árbol binomial

Supongamos un proyecto en donde:

- (i) La inversión inicial es de US\$ 104MM.
- (ii) El VPN en cada año puede ser 80% por encima o 40% por debajo del valor de la inversión en el periodo anterior.
- (iii) La probabilidad de ocurrencia es 50%.
- (iv) La tasa de retorno es 20%.
- (v) La tasa libre de riesgo es 8%.
- (vi) El precio inicial del insumo (Ej. petróleo) es US\$ 20 por barril.

El desempeño de la inversión resulta entonces el siguiente:

**Gráfico 17. VPN esperado del proyecto en el tiempo y precio del petróleo**



Fuente: Elaboración propia, 2014.

Con el método tradicional, el VPN del proyecto estará determinado por:

$$V_0 = \frac{0.5 \times 180 + 0.5 \times 60}{(1 + 0.2)} = 100$$

En ausencia de flexibilidad, la decisión será no invertir dado:

$$VPN = V_0 - I_0 = 100 - 104 = -4$$

En un mundo neutral al riesgo el valor actual (al inicio del periodo) de un proyecto, E se determina por la siguiente fórmula:

$$E = \frac{pE^+ + (1-p)E^-}{1+r} \quad p = \frac{(1+r)S - S^-}{S^+ - S^-}$$

Aplicando la fórmula al ejemplo:

$$p = \frac{(1.08) \times 20 - 12}{36 - 12} = 0.4$$

$$V_0 = \frac{pC^+ + (1-p)C^-}{1+r} = \frac{0.4 \times 180 + 0.6 \times 60}{1.08} = 100$$

El resultado implicaría que el desembolso de inversión inicial requerido de US\$ 104MM no va ser gastado inmediatamente.

### Clases de opciones reales

A continuación, se ilustra como las diferentes clases de opciones pueden mejorar el valor de una oportunidad de inversión.

### Opción de diferir

Supongamos que la compañía tiene un año para diferir el inicio del proyecto (extraer petróleo). En ese periodo, la compañía se beneficia de la solución a la incertidumbre respecto al precio del petróleo. Iniciar el proyecto inmediatamente tiene un valor negativo de -4. La oportunidad de inversión ofrecida por el alquiler tiene un valor positivo, si se invierte cuando el precio del petróleo y del proyecto se incrementa significativamente. Considerando que no existe obligación de invertir bajo un desempeño no favorable. La opción de esperar es similar a una opción de compra sobre el valor del proyecto y el precio de ejercicio es el monto de la inversión en el año t +1.

$$I_1 = 104 \times (1 + 8\%) = 112.3$$

$$E^+ = \max(V^+ - I_1, 0) = \max(180 - 112.32, 0) = 67.68$$

$$E^- = \max(V^- - I_1, 0) = \max(60 - 112.32, 0) = 0$$

El valor total del proyecto (el valor expandido del proyecto que incluye el valor de la opción de diferir) es:

$$E_0 = \frac{pE^+ + (1-p) E^-}{1+r} = \frac{0.4 \times 67.68 + 0.6 \times 0}{1+0.08} = 25.07$$

El valor de la opción de diferir provista por el alquiler:

$$\text{Opción de diferir} = \text{VPN expandido} - \text{VPN pasivo} = 25.07 - (-4) = 29.07$$

### Opción de expandir

Supongamos que las condiciones de mercado están mejores a las previstas. El proyecto es completado, la infraestructura terminada y la planta está operando. Existe la opción de expandir la tasa de producción en un x% (Ej. 50%) incurriendo en un siguiente desembolso de  $I_E = 40$ .

Así, en el año 1, se puede escoger entre mantener la misma escala de operación o expandir en un 50% y proyectar el valor del proyecto al incurrir en un desembolso adicional. La oportunidad de inversión original es vista como la escala inicial del proyecto más una opción de compra de la oportunidad futura.

$$E = V + \max(xV - I_E, 0) = \max(V, (1+x)V - I_E)$$

$$E^+ = \max(V^+, 1.5V^+ - I_E) = \max(180, 270 - 40) = 230,$$

La decisión es expandir.

$$E^- = \max(V^-, 1.5V^- - I_E) = \max(60, 90 - 40) = 60$$

La decisión es no expandir.

El valor de la oportunidad de inversión incluida la opción de expandir, si las condiciones del mercado son mejores de lo esperado, es:

$$E_0 = \frac{pE^+ + (1-p) E^-}{1+r} - I_0 = \frac{0.4 \times 230 + 0.6 \times 60}{1+0.08} - 104 = 14.5$$

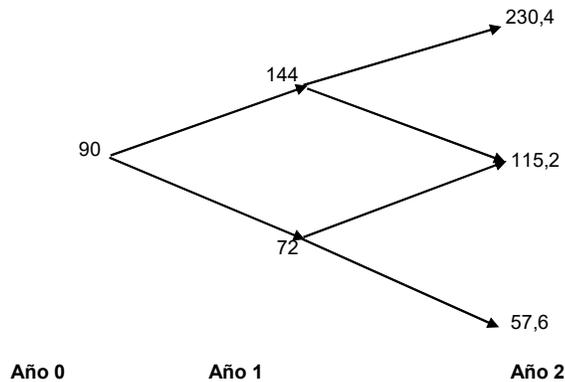
El valor de la opción de expandir =  $14.5 - (-4) = 18.5$ .

### Opción de abandonar por valor de rescate o “cambiar el uso”

La opción de abandonar el proyecto en cualquier momento por un valor de rescate o el valor de su mejor uso alternativo constituye una protección respecto de las pérdidas (Ej. el precio del petróleo sufre una reducción sostenible). Supongamos que la planta tiene también la posibilidad de utilizar los insumos para un uso alternativo: convertir el petróleo crudo en una variedad de productos.

Consideremos el caso de valorar el proyecto para su mejor alternativa A (o valor de rescate al cual puede ser intercambiado) fluctúa en el tiempo como:

**Gráfico 18. Desempeño esperado del VPN del proyecto**



Fuente: Elaboración propia, 2014.

El VPN de su mejor alternativa es  $A_0 = 90 < V_0$  VPN del valor del proyecto en su uso actual  $V_0 = 100$ , de lo contrario se cambiaría el uso inmediatamente y tiene la misma tasa de retorno esperada.

Sin embargo, tiene una menor varianza. Entonces, si el mercado se mueve para arriba no sería óptimo abandonar el proyecto por su valor de rescate, pero si el mercado se va hacia abajo se puede entonces cambiar el uso. En lugar de un  $V_1 = 60$  se intercambia por  $A_1 = 72$ .

Los accionistas pueden elegir el valor actual máximo del proyecto en su uso actual o en el valor de su mejor alternativa A.

$$E = \max(V, A)$$

$$E^+ = \max(V^+, A^+) = \max(180, 144) = 180 = V^+$$

$$E^- = \max(V^-, A^-) = \max(60, 72) = 72 = V^-$$

El valor de la oportunidad de inversión incluida la opción de abandonar si las condiciones del mercado son negativas está determinado por:

$$E_0 = \frac{pE^+ + (1-p)E^-}{1+r} - I_0 = \frac{0.4 \times 180 + 0.6 \times 72}{1+0.08} - 104 = 2.7$$

El valor de la opción de cambiar el uso =  $2.7 - (-4) = 6.7$ .

Nota biográfica

**Bertha Fabiola Suárez Salazar**

Licenciada en Economía por la Universidad de Lima. Cuenta con un Diploma de Contabilidad General de la Escuela de Alta Dirección y Administración – EADA y con estudios de Dirección en Finanzas de la Escuela Superior de Administración y Dirección de Empresas – ESADE.

Cuenta con más de doce años de experiencia en Finanzas Corporativas y cuatro años en *Private Equity*. Se ha desempeñado como Experto de Mercado de Capitales de Telefónica del Perú desde 1995 a 2008 alcanzando a emitir bonos y papeles comerciales por hasta US\$250 millones anualmente. Participó en el equipo global de toma de control de Telefónica en Telefónica de Brasil. En la actualidad se desempeña como Analista Senior del primer fondo de inversión en Deuda *Mezzanine* en Perú Summa SAFI que administra una cartera de inversión de US\$45 millones colocados en empresas de servicios, educación, minería y energía en Perú. Su carrera profesional se ha desarrollado en Barcelona, Rio de Janeiro y Lima.