

Riesgo en el negocio de generación eléctrica. Gestión de la cartera de grupos (II/II) 2ª Parte



Pedro Franco Ugidos

Ingeniero Industrial del ICAI por la Universidad Pontificia Comillas (2000), ha sido Investigador en Formación del Instituto de Investigación Tecnológica de la E.T.S. de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia de Comillas.



Enrique Lobato Miguélez

Dr. Ingeniero Industrial del ICAI por la Universidad Pontificia Comillas (1998), es Investigador del Instituto de Investigación Tecnológica y Profesor Colaborador Asistente del Departamento de Electrotecnia y Sistemas de la E.T.S. de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia de Comillas.



Luis Rouco Rodríguez

Dr. Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid (1990), es Profesor Propio Ordinario y Director del Departamento de Electrotecnia y Sistemas de la E.T.S. de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia de Comillas.



Tras la liberalización del sector eléctrico, la responsabilidad de la toma de decisiones en generación (a corto, medio y largo plazo) recae sobre las compañías eléctricas. Durante los últimos años, se ha venido desarrollando una primera generación de herramientas de ayuda a la toma de estas decisiones. En esta serie de dos artículos se presentan los fundamentos teóricos y las aplicaciones de una segunda generación de herramientas, que tienen como característica común el modelado del riesgo debido a la estocasticidad de las variables que influyen en la operación de las compañías generadoras. En un primer artículo se presentaron las herramientas de riesgo aplicadas a la explotación del parque (corto y medio plazo). En este segundo artículo se presentarán las herramientas de riesgo aplicadas a la gestión de la cartera de grupos de generación (largo plazo).

Introducción

El objetivo de las herramientas de gestión de cartera es maximizar el valor de los activos de los que dispone la compañía. Para calcular el valor de las carteras de activos es necesario recoger las características del mundo real (con simplificaciones) en un modelo. Por lo tanto, los resultados arrojados por los modelos de valoración financiera dependen de las simplificaciones realizadas en la construcción de estos modelos. En concreto, puede existir una gran diferencia entre los resultados obtenidos con un modelo de valoración determinista y los obtenidos con un modelo probabilista.

Los primeros modelos de valoración desarrollados para abordar el problema de gestión de cartera en generación eléctrica han sido modelos deterministas. Esto es debido a que los modelos deterministas (frente a los modelos probabilistas) presentan una mayor sencillez tanto en su desarrollo como en su utilización. Por otra parte los modelos probabilistas representan más fielmente el mundo real, lo que justifica su utilización en situaciones donde los resultados obtenidos con ambos tipos de modelos (deterministas y probabilistas) divergen. Esta divergencia en los resultados de ambos tipos de modelos es común en mercados con una alta volatilidad

(variabilidad), como ocurre en los mercados energéticos. Este artículo presenta los fundamentos y las aplicaciones de la teoría de riesgos (modelos probabilistas) al problema de gestión de la cartera de grupos.

El artículo está organizado de la siguiente manera. En la Sección 2 se introducen brevemente las herramientas de ayuda a la toma de decisiones de gestión de cartera de grupos "clásicas". En la Sección 3 se presenta la teoría de riesgos aplicada a las decisiones sobre la gestión de cartera de grupos. En la Sección 4 se presentan las aplicaciones de la teoría de riesgos a las herramientas de gestión de la cartera de grupos. Finalmente la Sección 5 expone las conclusiones del artículo.

Herramientas de ayuda a la toma de decisiones de gestión de cartera de grupos "clásicas"

El objetivo de las herramientas de gestión de cartera de grupos "clásicas" es maximizar el valor (flujos de caja descontados) de la cartera de grupos de la compañía. Para maximizar este valor, la compañía generadora dispone de una serie de acciones posibles a tomar (construir, comprar, vender, cerrar o transformar grupos). En general estas acciones están ligadas entre sí (por ejemplo no se puede vender un grupo y después transformarlo, ni se pueden construir más grupos que los que la situación financiera de la empresa permita). Pues bien, el problema de maximizar el valor de la compañía consiste en encontrar el conjunto (posible) de acciones a tomar, y el instante de tiempo en el que se deben tomar, que maximice el valor de la compañía. Aunque podría plantearse un problema de optimización que obtenga el conjunto de acciones óptimas, en la práctica no se suele emplear este método, ya que las decisiones sobre la cartera de grupos suelen tener una gran importancia estratégica y financiera, por lo que cada una de ellas requiere un estudio detallado por parte de los gestores. Además, para construir un modelo de optimización a largo plazo es preciso construir primero una herramienta de valoración de activos de generación. Cuando se dispone de una herramienta de valoración de activos, generalmente se acaba utilizando para valorar, caso a caso, las diferentes decisiones de cartera que van surgiendo.

En resumen, el problema de gestión de cartera de grupos generalmente se resuelve con la valoración de un cierto activo (o varios), de cuyo resultado se desprende la ac-

ción a tomar. Por ejemplo, una compañía se enfrenta al problema de decidir si transformar una central de fuel a gas natural. Para tomar una decisión la compañía valora la central sin y con la transformación. El resultado del análisis indica que la compañía debe realizar la transformación si la diferencia entre los valores de la central transformada y sin transformar excede la inversión requerida para realizar la transformación.

Como ya se discutió, el núcleo de estas herramientas de gestión de la cartera de grupos es una herramienta de valoración de activos. Los métodos clásicos de valoración utilizan generalmente estimaciones medias de las cantidades relevantes (precios de la electricidad y de los combustibles, crecimiento de la demanda, hidráulicidad, etc.) que son utilizadas para obtener una estimación de los flujos de caja. En la Figura 1 se muestra el principio de funcionamiento de una herramienta de valoración clásica.

Teoría de riesgos aplicada a generación eléctrica

Por riesgo, en general, se entiende la incertidumbre que afecta a las variables que determinan la gestión de una compañía. De este modo, las herramientas de riesgo parten de una visión probabilista del entorno económico, es decir, se modelan las variables económicas como variables estocásticas (ver Cuadro 1 en el primer artículo de esta serie).

La principal idea detrás de las aplicaciones de teoría de riesgos a la gestión de la cartera de grupos es que cuando existe incertidumbre en las variables económicas, las herramientas de valoración clásicas basadas en el

Figura 1. Herramienta "clásica" de valoración de activos: VAN



- Se estiman los flujos de caja (valor medio) hasta un determinado año (12 en la figura).
- Se realiza una hipótesis sobre los años siguientes que permite obtener un valor terminal para el proyecto.
- Se descuentan los flujos de caja hasta el instante actual mediante una tasa de descuento apropiada (es decir, se halla el Valor Actual Neto)
- Con el resultado obtenido se toman las decisiones correspondientes (construir una central de gas, cerrar una central de carbón, vender una central o un conjunto de centrales, etc.)

Valor Actual Neto (VAN) (ver Sección anterior) arrojan resultados erróneos, ya que no tienen en cuenta la flexibilidad para reaccionar frente a esta incertidumbre.

Esta Sección se encuentra dividida en dos subsecciones. En la primera subsección se introduce el efecto que provoca el riesgo sobre la valoración de activos de generación. En la segunda subsección se presenta la teoría de opciones reales.

Efecto del riesgo en la valoración

En la Figura 2 se presenta un hipotético caso en el que una empresa se enfrenta a la decisión de cerrar o no un grupo de fuel. Este grupo tiene unos costes marginales de 6 c€/kWh. Además de estos costes marginales, también tiene unos costes fijos, que cesarían si se cierra la planta. Una herramienta clásica de valoración procedería de la siguiente manera (parte izquierda de la Figura 2):

- Se calcula el valor medio del precio en las puntas durante el próximo año (se supone que son los únicos intervalos de tiempo donde la central puede entrar en funcionamiento). En el ejemplo este precio medio en las puntas es de 5 c€/kWh.
- Se calculan los flujos de caja (beneficio operativo) del activo (grupo de fuel). Para ello se ha de determinar primero la energía producida por la central. Como el coste marginal de la central (6 c€/kWh) es superior al precio medio en las puntas (5 c€/kWh) la central no produciría nada. Ahora bien, la central tiene unos costes fijos. Por lo tanto, el flujo de caja de la central en el primer año es negativo e igual a los costes fijos. Lo mismo ocurriría para los años siguientes.
- Se obtiene el valor del grupo. Para ello se descuentan los flujos de caja en los diferentes años. Como estos flujos de caja son negativos, el valor del grupo es negativo. Si se cerrase el grupo, el valor sería 0. Por lo tanto la compañía toma la decisión de cerrar el grupo, ya que esta es la decisión que arroja un mayor valor.

El razonamiento clásico no tiene en cuenta la incertidumbre asociada con el precio de la electricidad ni la flexibilidad en la operación de la planta. Un razonamiento que sí contempla este hecho es el basado en herramientas de valoración con riesgo. El razonamiento detrás de estas herramientas se muestra en la parte derecha de la Figura 2. En estas herramientas se modela el precio

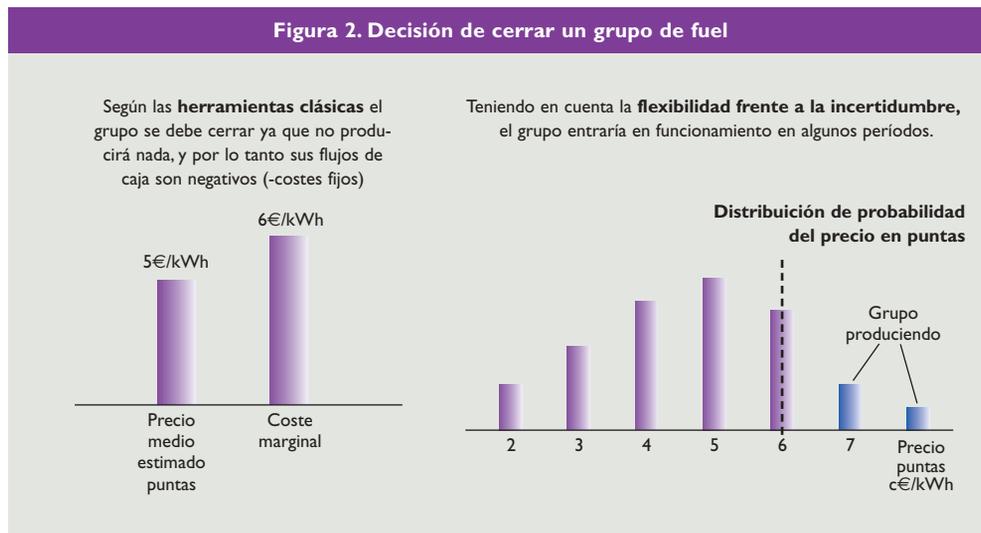
de la electricidad en puntas de una manera estocástica. Por lo tanto, el comportamiento del precio de la electricidad durante cada una de las horas punta del próximo año (y siguientes) se recoge en una distribución de probabilidad. A continuación se determinan los escenarios en los que el grupo entraría en funcionamiento: estos escenarios se corresponden con la cola de la distribución de probabilidad del precio a la derecha del centil en 6 c€/kWh (zona sombreada en azul a la izquierda en la Figura 2). A continuación se determinan los flujos de caja (+ ingresos – costes marginales – costes fijos) de cada año en cada uno de estos escenarios. Finalmente se descuentan los flujos de caja con una tasa de descuento apropiada para el riesgo de este proyecto¹, obteniéndose el valor del grupo. Se decide cerrar el grupo si este valor es negativo. Notar que el valor para el grupo en funcionamiento obtenido con la herramienta de valoración con riesgo es mayor que el obtenido con la herramienta clásica basada en el VAN. Esto es debido a que en la herramienta de valoración con riesgo se recoge el comportamiento estocástico del precio de la electricidad así como la flexibilidad de operación que el propietario del grupo tiene frente a la variabilidad en el precio.

Opciones Reales

En la parte izquierda de la Figura 3 se presenta un ejemplo de una empresa que analiza una oportunidad de inversión en una planta nuclear de 1.000 MW de potencia. El tiempo requerido para construir la planta se supone despreciable. Se supone que la planta funcionará siempre a potencia máxima y, para simplificar los cálculos, que su vida útil es infinita. Los costes variables de la planta se suponen nulos. Como la planta funciona siempre a potencia máxima, la variable económica relevante en este caso es el precio medio a lo largo del año. Se sabe que el precio medio a lo largo del año que comienza ($t = 0$) es de 30 €/MWh. El precio medio en el año siguiente y posteriores puede ser 40 €/MWh con una probabilidad de 0,5 o 20 €/MWh también con una probabilidad de 0,5 (el precio se mantiene constante a partir del año $t = 1$). La inversión requerida para construir la planta es de 2.500 M€ (y permanece constante, en € de cada año, a lo largo de los años siguientes), y la tasa de descuento aplicada a este proyecto es del

⁽¹⁾ Una introducción al cálculo de la tasa de descuento puede verse en [Bodie 96] o en [Luenberger 97].

Figura 2. Decisión de cerrar un grupo de fuel



10%. La compañía se enfrenta con la decisión de construir la planta y comenzar a producir en el presente año, o esperar al año siguiente para decidir si construir la planta.

En la parte superior derecha de la Figura 3 se muestran la valoración de esta decisión basada en el VAN. Primero se halla el precio medio en cada uno de los años de vida del proyecto. En este caso el precio medio para todos los años ($t = 0$ en adelante) es de 30€/MWh. A continuación se calculan los flujos de caja del activo. En este caso, como los costes variables son nulos, los flujos de caja se corresponden con los ingresos anuales suponiendo que la planta funciona a potencia máxima durante todas las horas del año, es decir 262,8 M€ anuales. Este flujo de caja es el mismo para todos los años. A continuación se descuentan estos flujos de caja a la tasa de interés correspondiente. El valor de la planta es, por lo tanto, 2.890 M€. Como este valor de la planta es mayor que la inversión requerida (2.500 M€), se decide invertir en la planta. Notar que el valor neto del proyecto viene dado por el valor de la planta menos la inversión necesaria para construirla, es decir $VN = 2.890 - 2.500 = 390$ M€.

En la parte inferior derecha de la Figura 3 se muestra la valoración realizada con herramientas de riesgo, donde se tiene en cuenta el comportamiento estocástico del precio. Esto da lugar a un problema de programación dinámica estocástica, que se resuelve “desde adelante hacia atrás”, hallando el valor neto del proyecto en cada nodo. En este caso existen tres nodos: (1) $P = 30$ en $t = 0$, (2) $P = 40$ en $t = 1$ y (3) $P = 20$ en $t = 1$. Primero se halla el valor neto del proyecto

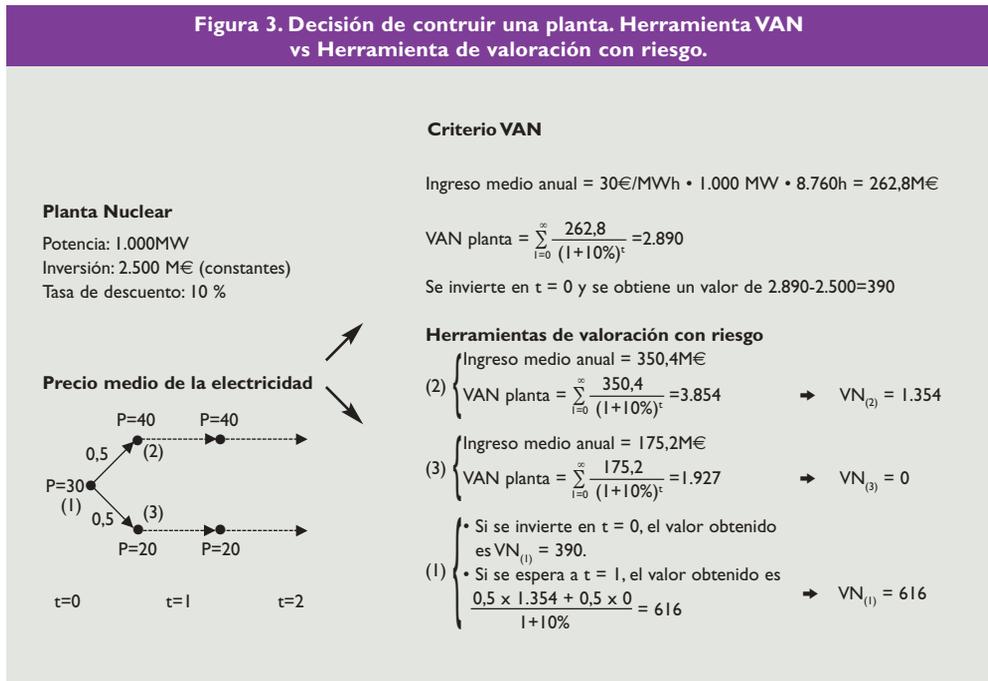
en los nodos (2) y (3). El procedimiento coincide con el aplicado en las herramientas VAN (ya que a partir de $t = 1$ el precio de la electricidad no posee estocasticidad). El valor de la planta en el nodo (2) es 3.854 M€ (en € de $t = 1$). La inversión requerida es de 2.500 M€ (también, en € de $t = 1$). Por lo tanto el valor neto en el nodo (2) es $VN(2) = 1.354$ M€. Por otra parte, el valor de la planta en el nodo (3) es de 1.927 M€. Como la inversión requerida en este nodo (2.500 M€) es superior al valor de la planta en este nodo, no se realiza la inversión y por lo tanto $VN(3) = 0$.

Para calcular el valor en el nodo (1) es preciso explorar dos alternativas. Por una parte, la compañía puede construir la planta en $t = 0$. El valor neto en el nodo (1) en este caso coincide con el valor neto calculado con el criterio VAN: 390 M€. Por otra parte, la compañía puede esperar un año y, una vez en $t = 1$, decidir si debe construir o no la planta. En este caso el valor neto en (1) es la suma de los valores netos en los nodos (2) y (3), ponderada por la probabilidad de cada nodo y descontado a $t = 0$, es decir:

$$VN_{(1)} = \frac{0,5 \times VN_{(2)} + 0,5 \times VN_{(3)}}{1+10\%} = 616$$

De las dos alternativas, la que arroja un mayor valor neto es la segunda y, por lo tanto, la estrategia a seguir en $t = 0$ consiste en esperar y construir la planta sólo si el precio en $t = 1$ es de 40 €/MWh. El valor neto en el nodo (1) siguiendo esta estrategia es de $VN(1) = 616$ M€. Este valor es mayor que el obtenido con la herramienta de valoración VAN. La diferencia ($616 - 390 = 226$) se debe a la flexibilidad frente a la incerti-

Figura 3. Decisión de construir una planta. Herramienta VAN vs Herramienta de valoración con riesgo.



dumbre en el precio, que es modelada correctamente utilizando herramientas de valoración con riesgo.

A las herramientas de valoración con riesgo se les conoce generalmente con la denominación de opciones reales. Esta denominación nació por la similitud (bajo ciertas condiciones) de los problemas de decisión con riesgo con la teoría matemática de valoración de opciones. Por ejemplo, el problema de la Figura 3 se puede formular como un problema de valoración de opciones. La compañía puede realizar la inversión en t = 0, pero también tiene la opción de esperar al año siguiente y ver que ocurre con el precio de la electricidad. Si la compañía decide invertir en t = 0 se deshace de la opción de esperar y a cambio obtiene el valor neto del proyecto. Como ocurre con las opciones financieras (ver por ejemplo [Hull 02]), esta opción de esperar tiene un valor, en este caso de 616 M€. Pues bien, el criterio de inversión bajo el enfoque de opciones reales se puede formular como una extensión del criterio del VAN: se debe invertir en la construcción de la planta en t = 0 si el valor neto conseguido al invertir (390 M€) es mayor que el valor de la opción de esperar (616 M€) que se pierde al realizar la inversión. Este criterio no se satisface en el ejemplo y, por lo tanto, el criterio de opciones reales indica que no se debe invertir en t = 0, sino que se debe esperar.

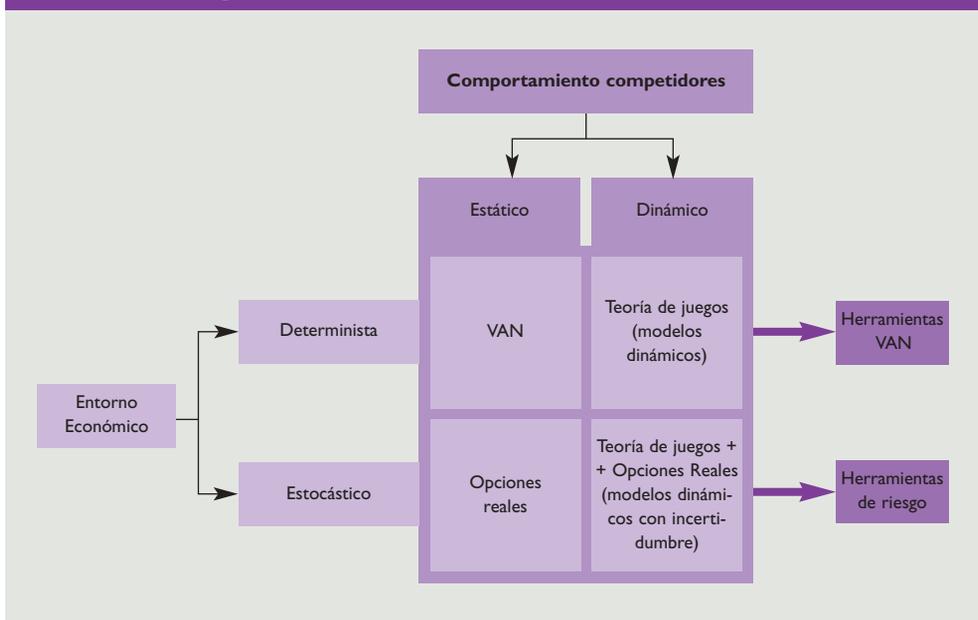
Para una exposición más detallada de la teoría de opciones reales ver [Dixit 93] o [Trigeorgis 96].

Aplicaciones de las herramientas de riesgo en gestión de cartera de grupos

Hasta la fecha, el desarrollo de herramientas de riesgo a largo plazo ha sido más lento que el desarrollo de herramientas de riesgo para la explotación del parque. Este hecho se debe a tres motivos principales:

- Tras la liberalización de la generación eléctrica, el problema más acuciante a corto plazo ha sido la explotación del parque. Por ello, se ha dedicado una gran cantidad de esfuerzo a desarrollar herramientas de explotación del parque, y sólo muy recientemente se ha comenzado a destinar mayores recursos a los problemas de largo plazo en un entorno liberalizado.
- Los desarrollos a largo plazo suelen ser más complejos que los de corto plazo, debido a la mayor complejidad de la interacción estratégica entre los competidores a largo plazo.
- La teoría de riesgos en generación eléctrica de corto plazo descansa sobre la teoría de gestión de activos financieros moderna (ver [Bodie 96] o [Luenberger 97]). Esta teoría ha venido siendo desarrollada desde los años 50. Por su parte la teoría de riesgos en generación eléctrica a largo plazo descansa sobre la teoría de opciones reales (ver [Dixit 93] o [Trigeorgis 96]), que ha venido siendo desarrollada sólo desde los años 80. Además, debido a su complejidad, la teoría de opciones reales se encuentra todavía en fase de desarrollo.

Figura 4. Clasificación de las Herramientas de Planificación



Por estas razones, no existe todavía una teoría integradora de toma de decisiones a largo plazo en generación eléctrica, aunque sí han surgido recientemente aplicaciones de la teoría de opciones reales a problemas concretos (ver [Murto 02]). En esta sección se presentará una división de las herramientas de planificación a largo plazo, así como indicaciones bibliográficas sobre las herramientas de riesgo propuestas en cada división.

En la Figura 4 se muestra una clasificación de las herramientas de planificación a largo plazo en generación. Esta clasificación divide estas herramientas de acuerdo con la representación que hagan del entorno económico y del comportamiento de los competidores. Por una parte, el entorno económico se puede modelar de una manera determinista (suponiendo determinado el valor futuro de las variables económicas como el precio de la electricidad) o de una manera estocástica (modelando las variables económicas como variables estocásticas, ver Cuadro 1 en el primer artículo de esta serie). Por otra parte, el comportamiento de los competidores se puede modelar de manera estática (suponiendo que la estrategia de la compañía no altera el comportamiento del resto de competidores) o de una manera dinámica (en cuyo caso la compañía tiene en cuenta la dinámica de mercado que surge de la competencia entre los diferentes agentes).

Las herramientas deterministas están basadas en el criterio de valoración del VAN. Dentro de este grupo de herramientas, en algunas ocasiones no se considera la dinámica

del mercado (por ejemplo, se fija una cuota de mercado ad-hoc, o se utiliza una estimación del precio a largo plazo y se supone que este precio no se ve modificado por las acciones de la compañía). En otras ocasiones se utiliza la teoría de juegos, bien para derivar un equilibrio de mercado (por ejemplo, equilibrio de Cournot) del que se puede obtener la curva de demanda residual de la compañía o bien para modelar dinámicamente las estrategias a largo plazo seguidas por los diferentes agentes.

Las herramientas estocásticas (herramientas de riesgo) utilizan la teoría de opciones reales para valorar las decisiones a las que se enfrentan las compañías. Un primer grupo de estas herramientas de opciones reales son las que suponen que la compañía opera en un mercado perfecto (la compañía es "precio-aceptante"). En estas herramientas se modela el precio de la electricidad como una variable estocástica, y se aplica la teoría de opciones reales para determinar la estrategia óptima de la empresa frente a las diferentes decisiones de largo plazo a las que se puede enfrentar. Una revisión de la teoría de opciones reales bajo la suposición de mercados perfectos puede encontrarse en [Dixit 93] o en [Trigeorgis 96].

Un segundo grupo de herramientas estocásticas son las que combinan la teoría de opciones reales con la teoría de juegos. Consecuentemente, las herramientas de este tipo suelen ser bastante sofisticadas y complejas matemáticamente. Este campo de la teoría económica ha experimentado un gran des-

arrollo desde los años 80. Para una revisión general de esta teoría puede consultarse [Dixit 93]. Para una revisión más reciente, así como diversas aplicaciones en el mercado eléctrico puede consultarse [Murto 02].

Conclusión

El núcleo de las herramientas de gestión de la cartera de grupos es una herramienta de valoración, que se utiliza para analizar la idoneidad de las diferentes acciones estratégicas que puede tomar la compañía. Las primeras herramientas de valoración desarrolladas para el mercado eléctrico se basan en modelos de valoración deterministas, es decir, que consideran el entorno económico que rodea al generador como determinista.

Las herramientas de riesgos en gestión de cartera se basan en la teoría de opciones reales, que tiene en cuenta tanto la incertidumbre en las variables económicas que influyen en las decisiones de largo plazo, como la flexibilidad que tiene la compañía para actuar frente a esta incertidumbre. Aunque el desarrollo y el uso de este tipo de estas herramientas basadas en la teoría de opciones reales requieren un mayor esfuerzo que los de las herramientas "clásicas", es recomendable su uso cuando el mercado en el

que opera una empresa es muy volátil, como es el caso de un generador eléctrico.

Finalmente, las herramientas basadas en la teoría de opciones reales se pueden combinar con la teoría de juegos para modelar de manera más realista (aunque también más compleja matemáticamente) las opciones estratégicas a largo plazo de una compañía. ■

Referencias

[Anales 98] Varios. "Anales de Mecánica y Electricidad", Vol. LXXV, Fascículo II. Mar-Abr 1998. Especial liberalización del sector eléctrico". Asociación de Ingenieros del ICAI, Madrid, 1998.

[Bodie 96] Z. Bodie, A. Kane, A.J. Karcus. "Investments, Third Edition". McGraw-Hill/Irwin, New York, 1996.

[Dixit 93] A. K. Dixit, R. S. Pindyck. "Investment under Uncertainty". Princeton University Press, Princeton, New Jersey, 1993.

[Hull 02] J. C. Hull. "Options, Futures and Other Derivatives. Fifth Edition". Prentice Hall, 2002.

[Luenberger 97] D. G. Luenberger. "Investment Science". Oxford University Press, 1997.

[Murto 02] P. Murto. "On Investment, Uncertainty, and Strategic Interaction with Applications in Energy Markets". Ph. D. Dissertation, Helsinki University of Technology, Helsinki, Finland, 2002.

[Trigeorgis 96] L. Trigeorgis. "Real Options. Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation". The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1996.