



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 Migúlez

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.



Riesgo en el negocio de generación eléctrica. Explotación del parque (I/II) 1ª parte

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 este primer artículo se presentan las herramientas de riesgo aplicadas a la explotación del parque (corto y medio plazo). En el segundo artículo se presentarán las herramientas de riesgo aplicadas a la gestión de la cartera de grupos de generación (largo plazo).

Herramientas de ayuda a la toma de decisiones de explotación del parque "clásicas"

Las herramientas de explotación del parque en un contexto liberalizado tienen por objetivo encontrar la estrategia de explotación del parque generador que conduce al máximo beneficio operativo (ingresos operativos – costes operativos). Es decir, se trata de maximizar el beneficio de la compañía (función objetivo) eligiendo la operación del parque (cuándo y cuánto producir) adecuada y que sea compatible con las restricciones impuestas. Estas restricciones se pueden clasificar en tres grupos:

- Restricciones técnicas del parque generador.
- Restricciones que modelan el comportamiento de la competencia y del mercado.
- Restricciones estratégicas del agente generador.

La formulación de este problema de maximización suele conducir (en función de la complejidad que se alcance en el modelado) a problemas de programación lineal, programación entera o programación estocástica. En la Figura 1 se muestra una posible formulación de este problema de explotación del parque.

Las herramientas presentadas en esta Sección se denominarán a lo largo del artículo como "clásicas", aunque, en general, sean de desarrollo reciente.

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.

En las herramientas de explotación del parque presentadas en la Sección anterior existe una variable clara a maximizar: el beneficio operativo (ingresos operativos – costes operativos). Pues bien, el criterio de maximización no está tan claro cuando se tiene en cuenta la estocasticidad del beneficio. Por ejemplo, en la Figura 2 se presenta un hipotético caso de una compañía generadora que se enfrenta a la elección de una estrategia de explotación para su parque de grupos. La estrategia #1 produce un mayor beneficio medio que la estrategia #2. Sin embargo, la dispersión (volatilidad) de la estrategia #1 es mayor, y por lo tanto es mayor su riesgo.

Figura 1. Formulación del problema de explotación del parque

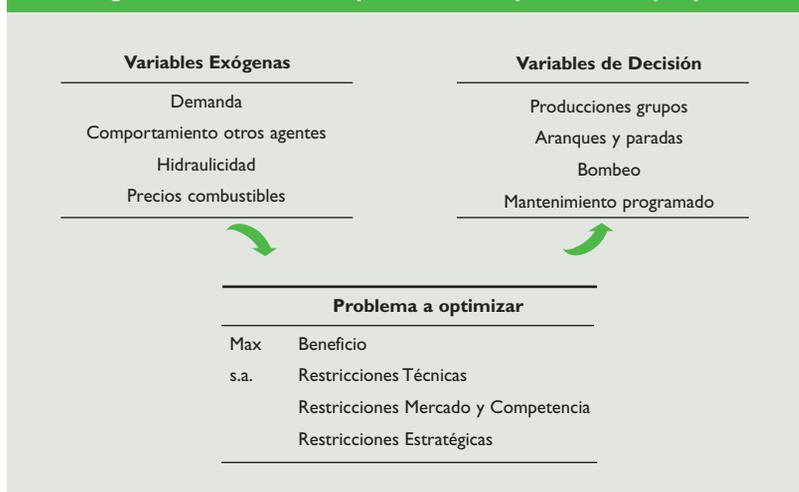
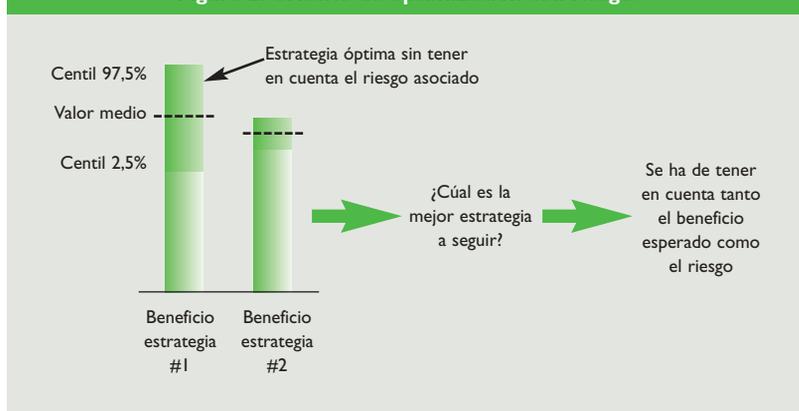


Figura 2. Criterio de optimización con riesgo.



Otra forma de interpretar la Figura 2: el beneficio medio de la estrategia #1 es mayor, pero la calidad de este beneficio es menor que el de la estrategia #2.

Para afrontar este problema, las herramientas de riesgo realizan una optimización multicriterio donde se maximiza el beneficio esperado y se minimiza el riesgo asociado a ese beneficio. En estas herramientas la optimización se realiza teniendo en cuenta las diferentes distribuciones de probabilidad del beneficio a las que dan lugar cada una de las estrategias de explotación del parque.

Es importante advertir que el carácter estadístico del beneficio operativo viene determinado por las variables estocásticas del entorno económico. Es decir, son las variables económicas estocásticas las que determinan las distribuciones de probabilidad del beneficio operativo para cada una de las diferentes estrategias de explotación. Las herramientas de riesgo se limitan a discernir

Figura 3. Plano beneficio-riesgo de las estrategias de explotación del parque y Frontera Eficiente.

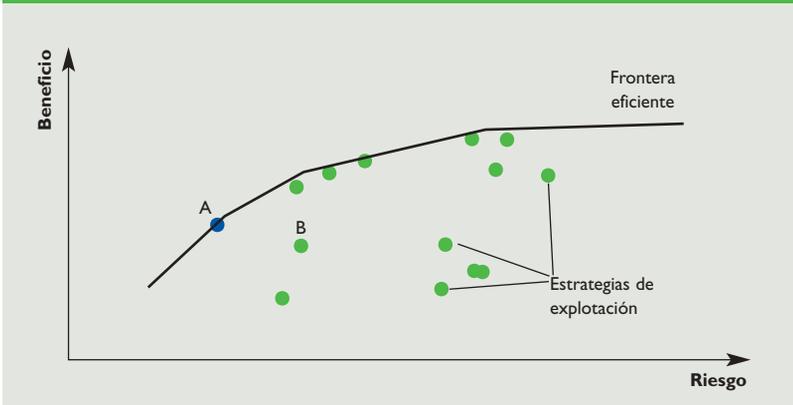
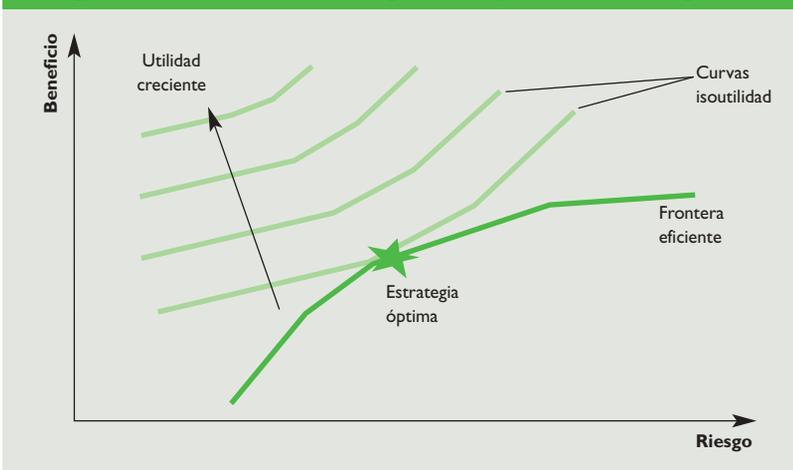


Figura 4. Función de utilidad del generador y condición de tangencia.



entre los resultados estadísticos obtenidos con las diferentes estrategias y elegir la estrategia óptima.

Por lo tanto, la elección de las variables económicas a modelar de forma estocástica, así como su representación en modelos estocásticos adecuados afecta de forma determinante a la calidad de los resultados obtenidos con las herramientas de riesgo.

En la práctica, los modelos de riesgo resumen la distribución de probabilidad de la "variable objetivo" (beneficio) en dos medidas. La primera de ellas suele ser la media de esta distribución. La segunda suele ser una medida del riesgo de la distribución de probabilidad, es decir, una medida de la dispersión (momento de segundo orden) de la distribución de probabilidad (ver Cuadro 1).

Frontera Eficiente

Para analizar las características de las diferentes estrategias de explotación del parque se suelen dibujar las dos medidas que resumen la distribución de probabilidad del beneficio (el beneficio medio y la medida de riesgo) en un plano denominado plano beneficio-riesgo. En la Figura 3 se muestra un ejemplo del plano beneficio-riesgo de una compañía. Sobre este plano se han dibujado una serie de estrategias de explotación del parque que el generador puede llevar a cabo.

Cuadro 1. Medidas de Riesgo

Se han propuesto numerosas medidas de riesgo. Entre las más utilizadas se encuentran la varianza de la distribución de probabilidad del beneficio, el VaR (Value-at-Risk) o PaR (Profit-at-Risk) según la aplicación, y más recientemente el CVaR (Conditional Value-at-Risk) o CPaR (Conditional Profit-at-Risk).

En la Figura A se representan el PaR y el CPaR de la distribución de probabilidad de beneficio de una compañía. El PaR_α (Profit-at-Risk) se define como la distancia desde la media de la distribución de probabilidad del beneficio hasta el centil α% de esta distribución de probabilidad. El CPaR_α (Conditional Profit-at-Risk) se define como la distancia desde la media de la distribución de probabilidad del beneficio hasta la media de la distribución de probabilidad condicionada a que el beneficio sea menor que PaR_α (distribución de probabilidad sombreada en la Figura A).

La principal ventaja del CPaR frente al PaR es que el CPaR es una medida sensible a la forma de las colas de la distribución de probabilidad del beneficio (ver [Unger 02]). Esta característica es importante en el mercado eléctrico, donde la gran volatilidad existente en los precios se traduce en unas colas pesadas en la distribución de probabilidad del beneficio.

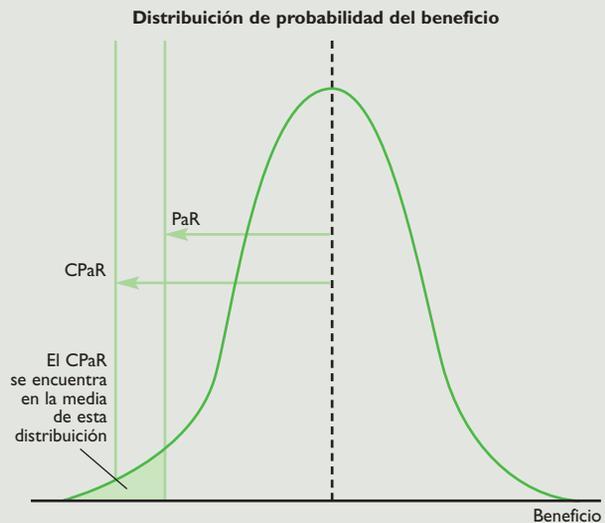
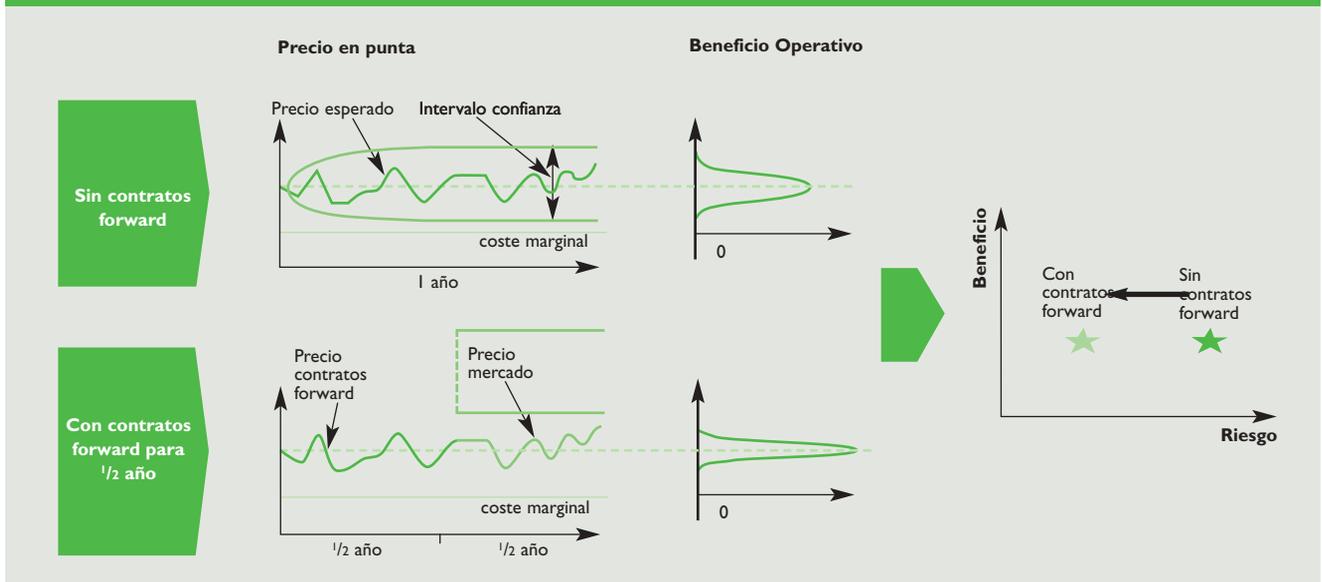


Figura A. Medidas de la dispersión de la distribución de probabilidad del beneficio.

Figura 5. Efecto de un contrato forward sobre las características beneficio-riesgo.



Dentro del conjunto de estrategias posibles existe un subconjunto de estrategias que resultan más ventajosas que el resto. Por ejemplo la estrategia A de la Figura 3 es más ventajosa que la estrategia B (se dice que la estrategia A domina a la estrategia B). Pues bien, el subconjunto de estrategias que son más ventajosas que el resto es lo que se denomina la frontera eficiente (conjunto de estrategias dominantes). La estrategia elegida por la compañía deberá estar situada sobre esta frontera eficiente.

Ahora bien, ¿sobre qué punto de la frontera eficiente? Depende de las preferencias de la compañía. Elegir un punto de la frontera eficiente equivale a decidir cuánto incremento de riesgo la compañía está dispuesta a soportar para obtener un mayor beneficio. Una compañía con mayor aversión al riesgo preferirá menor riesgo (y consecuentemente menor beneficio medio) que una compañía con menor aversión al riesgo.

Una forma de representar las preferencias de la compañía es mediante la función de utilidad. En este caso, la función de utilidad del generador es una función que representa el valor de utilidad que alcanza una compañía en función de dos variables independientes (el beneficio medio y el riesgo). Las curvas de nivel de esta función se denominan curvas isoutilidad, y pueden ser representadas en el plano beneficio-riesgo. La Figura 4 representa una posible función de utilidad de una compañía generadora, a través de cuatro curvas isoutilidad. La utilidad de la compañía crece al desplazarse hacia arriba (mayor beneficio) y hacia la izquierda (menor riesgo) en el plano beneficio-riesgo.

Dadas la frontera eficiente y la familia de curvas isoutilidad de la compañía, la estrategia de explotación del parque óptima es aquella que maximiza su utilidad. Esto se consigue cuando la curva isoutilidad es tangente a la frontera eficiente. La estrategia a seguir es la correspondiente al punto de tangencia. Esta condición de tangencia se representa en la Figura 4.

Instrumentos Financieros

Por instrumentos financieros se entiende aquellos contratos entre dos compañías distintas (o dos filiales de un mismo grupo) que dan lugar a unos ciertos flujos financieros entre las dos compañías en determinados instantes de tiempo. Estos flujos financieros (y a veces también los instantes de tiempo en los que se producen) dependen del valor que tomen ciertas variables económicas (por ejemplo, el precio de la electricidad, el precio de los distintos combustibles, etc.).

En general, la contratación de estos instrumentos financieros por parte de una compañía generadora transforma su distribución de probabilidad del beneficio y, por lo tanto, sus características de beneficio-riesgo. Es decir, una compañía que siga una determinada estrategia de explotación del parque y contrae este tipo de instrumentos sufrirá un desplazamiento en el plano beneficio-riesgo.

Por lo tanto, la posibilidad de contratación de instrumentos financieros desplaza los puntos del plano beneficio-riesgo a posiciones más ventajosas, es decir, la existencia de un conjunto de instrumentos financieros que la

compañía puede contratar desplaza la frontera eficiente de las Figuras 3 y 4 hacia la izquierda. Este desplazamiento de la frontera eficiente permite alcanzar mayores valores de utilidad. La magnitud del desplazamiento de la frontera eficiente depende de los tipos de instrumentos financieros disponibles, de su precio y de su liquidez.

Según la teoría financiera (ver por ejemplo [Hull 02]), en ausencia de oportunidades de arbitraje, los instrumentos financieros alcanzan un precio igual a sus flujos de caja descontados a la tasa de interés libre de riesgo. Por lo tanto, si se cumple la hipótesis de ausencia de oportunidades de arbitraje, cuando una compañía contrata un instrumento financiero no se modifica su beneficio esperado (media de la distribución de probabilidad del beneficio), ya que el precio al que la compañía ha contratado el instrumento es el beneficio esperado de dicho instrumento¹.

Sin embargo, el efecto de los instrumentos financieros sobre la medida de riesgo de la distribución de probabilidad del beneficio no es nulo. Al contrario, si se elige el instrumento financiero adecuado y en la cantidad adecuada, el efecto puede ser grande y beneficioso (reducción del riesgo). En la Figura 5 se representa un ejemplo del efecto de un contrato forward² sobre la característica de beneficio-riesgo de una compañía. Se trata de una compañía generadora con un solo activo: un grupo que sólo funciona en punta. En la parte superior de la Figura 5 se representa el caso en el que la compañía no contrata instrumentos financieros. En este caso es el precio en el mercado (con su variabilidad) el que determina los ingresos operativos de la compañía y, por lo tanto, la distribución de probabilidad de su beneficio operativo. En la parte inferior de la Figura 5 se representa el caso en el que la compañía contrata una serie de contratos forward (un contrato forward para cada hora punta) sobre el precio de la electricidad para cubrirse a lo largo de la primera mitad del año. En este caso, su beneficio operativo viene de-

terminado por el precio al que ha contratado los forwards para la primera mitad del año (se supone que el precio de los forwards es igual que el valor esperado del precio), y por el precio del mercado para la segunda mitad del año. Como el precio de los forward es conocido de antemano al comenzar el año, el beneficio operativo en esta primera mitad del año no tiene variabilidad (su riesgo es 0). Además este beneficio operativo en la primera mitad del año es igual que el beneficio operativo en el primer caso, ya que el precio de los forwards coincide con el valor esperado del precio en el mercado. La distribución de probabilidad de los beneficios en la segunda mitad del año coincide en ambos casos. Por lo tanto, componiendo las distribuciones de probabilidad del beneficio en los dos semestres del año para cada caso, se llega a las distribuciones de probabilidad para todo el año representadas en la parte central de la Figura 5. Ambas presentan la misma media (mismo beneficio medio), pero la dispersión de la distribución de probabilidad en el primer caso es mayor que en el segundo. Esto se representa en el plano beneficio-riesgo en la parte derecha de la Figura 5, donde se puede observar que el caso en el que se contratan forwards domina al caso en el que no se contratan, ya que ambos presentan el mismo beneficio medio y el caso con forwards presenta un riesgo menor.

En resumen, se puede asumir (simplificando) que los instrumentos financieros no afectan a la media de la distribución de probabilidad del beneficio pero sí afectan de manera significativa a la medida de riesgo de esta distribución de probabilidad. Por lo tanto, para determinar la estrategia de contratación de estos instrumentos es preciso desarrollar herramientas sensibles a la medida de riesgo. Además, si el objetivo de la contratación de instrumentos financieros es la cobertura de riesgos derivados de la explotación del parque, se han de modelar conjuntamente la explotación del parque de grupos y la contratación de instrumentos financieros. Esta es

⁽¹⁾ Esto es cierto si se supone que la empresa puede conseguir financiación a la tasa de interés libre de riesgo, lo que no ocurre en la práctica. Por lo tanto, los instrumentos financieros contratados tendrían un efecto sobre el beneficio esperado. Este desplazamiento se contrarresta con el experimentado por los precios de los instrumentos financieros teniendo en cuenta que en el mercado eléctrico no se cumple la hipótesis de ausencia de oportunidades de arbitraje.

⁽²⁾ Un contrato forward es un instrumento financiero por el que la compañía recibe la diferencia entre el precio de vencimiento (precio prefijado en el momento de firmar el contrato) y el precio de la electricidad en el mercado en el momento del vencimiento, para una cantidad de energía predeterminada (también especificada en el contrato). En principio los contratos forward se refieren a una determinada hora de un determinado día, aunque se puede entender el concepto para cubrir un conjunto de horas (por ejemplo todas las horas punta de los laborables de un determinado mes). Para una definición más extensa de los tipos de instrumentos financieros utilizados en finanzas ver [Hull 02]. Para una definición de instrumentos financieros derivados utilizados en el mercado eléctrico ver [Pilipovic 98] o [Clelow 99].

una de las aplicaciones más importantes de las herramientas de explotación del parque que optimizan de manera simultánea el beneficio y el riesgo.

Aplicaciones de las herramientas de riesgo en explotación del parque

Corto plazo

Las decisiones en el corto plazo de una compañía generadora se centran principalmente en la estrategia de oferta de energía en los distintos mercados eléctricos. Estas decisiones suelen tener un alcance temporal de un día.

Las ofertas al mercado realizadas a corto plazo determinan el beneficio de este intervalo de tiempo. El beneficio de un año es la suma de los distintos beneficios a corto plazo. Si se utilizan herramientas de riesgo a corto plazo surge la duda sobre qué distribución de probabilidad de beneficio debe utilizarse en la función objetivo. Existen dos alternativas: utilizar la distribución de probabilidad del beneficio de un solo día, o utilizar la distribución de probabilidad del beneficio de todo el año.

Si se utiliza la distribución de probabilidad del beneficio de un solo día se está prescindiendo del efecto de la diversificación que tiene lugar al componer las distintas distribuciones de probabilidad de cada día para formar la distribución de probabilidad del beneficio anual. Por lo tanto, si se impone una restricción al riesgo de la distribución de probabilidad del beneficio de un día sin tener en cuenta este efecto, se está siendo excesivamente conservador en la estrategia de oferta al mercado. Además, el problema de optimización multicriterio es significativamente más complejo de formular y de resolver que el problema de optimización "clásico" (unicriterio, sin riesgo), en una actividad (ofertar al mercado) donde la velocidad y la simplicidad son importantes.

Si se utiliza la distribución de probabilidad del beneficio de todo el año, entonces el impacto de las distintas estrategias de oferta diaria sobre esta distribución de probabilidad del beneficio del año son muy pequeñas. Además, sería necesario modelar las estrategias de oferta al mercado durante un año completo cuando sólo se quieren obtener las ofertas de un día, por lo que esta formulación del problema resulta computacionalmente ineficiente.

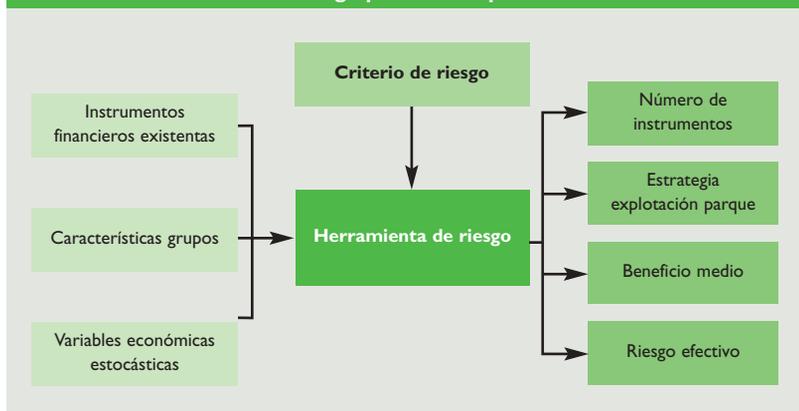
Una solución intermedia que podría salvar estas dificultades consiste en resolver un problema anual (simplificado) que asignase consignas de riesgo asumibles por el agente cada uno de los días. Al provenir de un problema anual, las consignas de riesgo tendrán ya descontado el efecto de la diversificación que se consigue al sumar los beneficios diarios para obtener el beneficio anual. Las consignas de riesgo se integrarían dentro del problema de optimización (unicriterio) del beneficio diario, como una restricción más.

También es de utilidad un enfoque de riesgo cuando una compañía se enfrenta al problema de a qué mercado ofertar su producción. En España existen tres tipos de mercados:

- Mercado diario. Es el mercado donde se negocia un mayor volumen de energía, y por lo tanto el mercado más líquido. La casación de este mercado se produce el día anterior.
- Mercados intradiarios. Estos mercados tienen lugar tras haber sido cerrado el mercado diario. El volumen de energía negociado en estos mercados es significativamente menor que el volumen del mercado diario. Esta menor liquidez suele provocar una mayor volatilidad que la experimentada en el mercado diario.
- Mercados de desvíos. Estos mercados son convocados por el Operador del Sistema (al contrario de los dos tipos anteriores que son convocados por el Operador del Mercado) cuando el desequilibrio en el sistema es mayor de una cierta potencia (330 MW medios horarios) y ya han cerrado los mercados intradiarios. El volumen de energía negociado en estos mercados es aún menor que el de los mercados intradiarios. Por otra parte, estos mercados de desvíos tienen otra incertidumbre adicional: la incertidumbre de saber si serán o no convocados. Un generador puede reservar una cierta capacidad de producción para ofertar en el caso de que se convoquen estos mercados de desvíos.

Una compañía generadora puede decidir en cuál de estos tres mercados ofertar su producción. Dado que cada uno de estos mercados tiene unas características de precio medio – volatilidad distintas, las herramientas adecuadas para decidir cómo ofertar la producción de una compañía son las herramientas de riesgo. Además, este enfoque es complementario con una herramienta anual de asignación de consignas de ries-

Figura 6. Estructura común de las herramientas de riesgo para medio plazo.



go: la herramienta anual asignaría consignas máximas para el riesgo diario, que serían utilizadas como restricciones por una segunda herramienta (de corto plazo) para determinar la producción a colocar en cada uno de los mercados.

Medio plazo

Las decisiones de medio plazo se centran en la planificación del parque (gestión anual de embalses, paradas de grupos, etc.) y la contratación de instrumentos financieros. En la ayuda a la toma de estas decisiones, las herramientas de riesgo pueden jugar un papel muy importante, principalmente por dos razones. Por una parte, la función objetivo de las decisiones a medio plazo suele ser el beneficio anual. La función objetivo desde el punto de vista del riesgo es la dispersión en los beneficios anuales. Por lo tanto, resulta sencillo formular un problema de optimización conjunto para ambas magnitudes (el beneficio medio y el riesgo). Por otra parte, resulta conveniente incluir la decisión de contratación de instrumentos financieros en las herramientas a medio plazo, a fin de obtener la estrategia conjunta de explotación del parque y contratación de instrumentos (ambos problemas están acoplados). Tal y como se ha explicado anteriormente, la estrategia de contratación de instrumentos sólo puede ser obtenida con una herramienta de riesgo.

Los enfoques propuestos para la resolución conjunta del problema de explotación del parque a medio plazo y el problema de contratación óptima de instrumentos finan-

cieros siguen la estructura común representada en la Figura 6. Estas herramientas son alimentadas con una representación de los instrumentos financieros disponibles³, las características de los grupos que forman el parque generador de la compañía y la caracterización estocástica de las variables económicas relevantes. Además, estas herramientas de riesgos deben ser alimentadas con un criterio de riesgo definido por el usuario⁴. El núcleo de estas herramientas es una optimización multicriterio. Los resultados de estas herramientas se dividen en: (1) variables de decisión en el punto óptimo, que son el número⁵ de instrumentos de cada tipo a contratar y la estrategia de explotación del parque y (2) el valor de las variables de la función objetivo en el punto óptimo, que son el beneficio esperado y el riesgo de la distribución del beneficio (también se puede obtener como resultado la distribución de probabilidad simulada del beneficio en este punto óptimo).

Entre los enfoques propuestos para la resolución conjunta del problema de explotación del parque a medio plazo y el problema de contratación óptima de instrumentos financieros destacan los propuestos en [Fletten 00] y [Unger 02]. Ambos optimizan de manera conjunta la explotación del parque y la contratación de instrumentos financieros, modelando el precio y la hidraulicidad como variables exógenas estocásticas. Estos dos enfoques han sido diseñados para generadores de pequeño tamaño que operan en el Nordpool, donde existe un mercado líquido de instrumentos financieros derivados del precio de la electricidad al que un generador puede acudir para cubrirse. Tanto [Fletten 00] como [Unger 02] contemplan en sus modelos la posibilidad de contratación de los distintos instrumentos que cotizan en este mercado de derivados. En España no existe un mercado desarrollado de derivados del precio de la electricidad. Sin embargo existen dos formas posibles de cubrirse del riesgo: a través de la comercialización y a través de contratos OTC (Over-The-Counter, es decir contratos privados entre dos agentes).

En el problema de optimización se han de representar las posibilidades de contratación de instrumentos financieros, es decir, los tipos

⁽³⁾ Esta representación de los instrumentos financieros existentes incluye el precio al que pueden ser contratados en el instante actual y en el futuro (ver más adelante en esta misma Sección).

⁽⁴⁾ Este criterio de riesgo permite determinar, la función de utilidad de la compañía y, por lo, tanto elegir el punto deseado de la frontera eficiente.

⁽⁵⁾ O la cantidad en caso de que los instrumentos sean continuos.

de instrumentos que se pueden contratar y el precio al que se pueden contratar. Los instrumentos derivados cotizados en mercados organizados son contratos estandarizados (por lo que sus características son conocidas) y su precio en cada instante puede ser obtenido de las cotizaciones. Para obtener su precio en el futuro pueden desarrollarse herramientas de valoración (ver por ejemplo [Pilipovic 98] o [Clelow 99]), que han de integrarse en el modelo de optimización.

En el caso de España, los instrumentos financieros que se han de representar en el problema de optimización dependen de las necesidades de la compañía. Así, por ejemplo, en el caso de un grupo energético que posea una filial de generación y una comercializadora, el problema de optimización puede utilizarse para determinar las características óptimas del contrato a firmar entre la filial de generación y de comercialización. También este mismo grupo integrado puede utilizar la herramienta de riesgo para determinar la estrategia de contratos que debe seguir la comercializadora para cubrirse a nivel de grupo. Finalmente las herramientas de riesgo de explotación del parque pueden ser utilizadas para valorar la conveniencia de un contrato (o conjunto de contratos) con una tercera parte.

Conclusión

Tras la liberalización del mercado eléctrico, las compañías generadoras han desarrollado herramientas de optimización como ayuda a la toma de decisiones de generación. Estas decisiones se pueden clasificar en decisiones de explotación del parque (corto y medio plazo) y de gestión de cartera de grupos (largo plazo).

Las herramientas de riesgo en explotación del parque son herramientas de optimización multicriterio cuyo objetivo es maximizar el beneficio medio, minimizando a la vez el riesgo (dispersión) de la distribución de probabilidad del beneficio. A corto plazo estas herramientas de riesgo se pueden utilizar para determinar consignas (límites) de riesgo en la oferta diaria de energía al mercado. Otra aplicación a corto plazo puede ser la determinación de la cantidad de energía a ofertar en cada uno de los distintos tipos de mercado (diario, intradiarios, desvíos). A medio plazo la aplicación principal de las herramientas de riesgo es la toma de decisiones relacionadas con la contratación de instrumentos financieros.

Los dos enfoques principales propuestos para la construcción de herramientas de riesgo en explotación del parque a medio plazo se encuentran en [Fleten 00] y [Unger 02]. Ambos enfoques están diseñados para pequeñas compañías generadoras que operan en el Nordpool, donde existe un mercado desarrollado de instrumentos financieros derivados del precio eléctrico. Su objetivo es determinar la contratación óptima de instrumentos financieros junto con la estrategia de explotación del parque.

En España no existe un mercado desarrollado de instrumentos financieros derivados. En este caso, la metodología de las herramientas de riesgo en explotación del parque a medio plazo puede ser utilizada para resolver algunos problemas relacionados con la gestión del riesgo de una empresa generadora. Algunos ejemplos de estos problemas de gestión del riesgo son: diseñar el contrato óptimo entre una generadora y una comercializadora del mismo grupo, detallar las condiciones de un contrato OTC (Over-The-Counter) con una tercera parte, desarrollar la estrategia (firma de contratos con clientes) de la comercializadora de un grupo integrado, etc. ... ■

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.
- [Clelow 99] L. Clelow, C. Strickland. "Energy Derivatives. Pricing and Risk Management". Lacima Publications, 1999.
- [Fleten 00] S.-E. Fleten. "Portfolio Management Emphasizing Electricity Market Applications – A Stochastic Programming Approach". Ph. D. Dissertation, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim (Norway), 2000.
- [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.
- [Makridakis 97] S. Makridakis, S. C. Wheelwright, R. J. Hyndman. "Forecasting: Methods and Applications. Third Edition". John Wiley & Sons, New York, 1997.
- [Pilipovic 98] D. Pilipovic. "Valuing and Managing Energy Derivatives". McGraw Hill, New York, 1998.
- [Tsay 02] R. S. Tsay. "Analysis of Financial Time Series". John Wiley & Sons, New York, 2002.
- [Unger 02] G. Unger. "Hedging Strategy and Electricity Contract Engineering". Ph. D. Dissertation, Swiss Federal Institute of Technology, Zurich, 2002.