

# Viabilidad de proyectos de minicentrales hidroeléctricas. Enfoque con análisis de riesgo

Germán Martínez-Montes  
María del Carmen Rubio-Gámez  
Javier Alegre-Bayo  
Javier Ordóñez-García  
Jesús Oliver-Pina

*Universidad de Granada, España*

*La importancia creciente del concepto de desarrollo sostenible encuentra en las energías renovables un instrumento ineludible para su consecución. Dentro de éstas, la producida en minicentrales hidroeléctricas tiene un peso específico de consideración. En la actualidad, el desarrollo de dichas centrales encuentra, no en la tecnología, sino en los mecanismos de financiación de los proyectos de inversión, las principales dificultades, retardando un posible crecimiento de la potencia instalada, imprescindible para llegar a conseguir los compromisos adoptados en Kyoto, Japón. Los entes que participan de la financiación de minicentrales hidroeléctricas demandan la inclusión, en los estudios de viabilidad, del concepto de riesgo, por ser conscientes de la incertidumbre de algunas de las variables manejadas en el mismo. En el presente artículo se presenta la aplicación del modelo de Montecarlo, con objeto de traducir la incertidumbre en un concepto de riesgo matemático a diversos proyectos ya ejecutados en España y gestionados por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE), analizándose su idoneidad para la determinación de la horquilla estadística de resultados posibles de rentabilidad de la inversión, facilitando así una herramienta adecuada en la toma de decisiones por parte de los inversores.*

**Palabras clave:** *minicentrales hidroeléctricas, análisis inversiones, método Montecarlo.*

## Introducción

El sistema energético de cualquier país se sustenta en grandes infraestructuras. Los generadores energéticos se han de basar en la racionalidad, eficiencia y garantía del suministro. La procedencia y naturaleza de las fuentes principales siguen siendo hasta hoy día nuclear o de combustibles fósiles, tal y como se recoge en la ilustración 1. A partir de la crisis del petróleo de 1973 se puso de manifiesto la necesidad de una estrategia energética para minimizar el impacto de posibles interrupciones futuras del abastecimiento, cuyos tres componentes debían ser: la reducción de la dependencia de las importaciones de petróleo, la diversificación de las fuentes de energía y la disminución de consumo mediante un uso más eficiente de la energía (Fulford,

2000). Desde entonces, y poco a poco, los aspectos medioambientales de la explotación y el consumo de la energía se han convertido en un tema importante de la política energética (Dincer, 2000).

La problemática ambiental asociada con el sector energético ha sido suficientemente analizada en los programas de acción en materia de medio ambiente desarrollados en el ámbito de la Unión Europea, en donde actualmente está en vigor el VI Programa de Acción de la Comunidad Europea en materia de Medio Ambiente "Medio ambiente 2010: el futuro en nuestras manos". De este modo se inició la integración de las consideraciones ambientales en uno de los objetivos prioritarios de la política energética, lo que se oficializó en el Libro Blanco Una política energética para la Unión Europea (CE, 1995), al definir al medio ambiente, la

seguridad del suministro y la competitividad como los tres principios en los que se asienta la política energética europea.

La Directiva 2001/77/CE (CE, 2001), aprobada en septiembre de 2001, establece los objetivos de generación eléctrica con fuentes de energías renovables. Para España, los objetivos de dicha directiva coinciden con los del Plan de Fomento de las Energías Renovables (1999), exponiendo literalmente que "Las dos cuestiones básicas que deben abordarse para permitir el desarrollo de las fuentes de energías renovables en un mercado liberalizado son precisamente la forma en que los concesionarios de las redes de distribución deben aceptar la electricidad proveniente de los autoprodutores y el precio a pagar por dicha electricidad, que según el Libro Blanco de las Energías Renovables deberá al menos ser equivalente al coste evitado de la electricidad distribuida en una red de baja tensión más una prima que refleje las ventajas sociales y ecológicas de las fuentes de energía renovables".

Tal y como recoge el documento Eficiencia energética y energías renovables (IDAE, 2002), "la generación de electricidad con fuentes de energía renovables tiene un menor impacto medioambiental que la generación eléctrica con fuentes fósiles, ya sea carbón, *fueloil* o gas natural. Las centrales con fuentes renovables emiten menor cantidad de CO<sub>2</sub> por kWh producido, que las plantas de carbón a las que se sustituyen".

El impacto medioambiental de la generación eléctrica mediante fuentes convencionales de energía no se limita a la emisión a la atmósfera de gases efecto invernadero, aun cuando la reducción o contención del crecimiento de estas emisiones constituye una prioridad para todos los países firmantes del Protocolo de Kyoto, Japón (UN, 1992). Según se expone en el Plan de Fomento de las Energías Renovables (1999): "España ha adquirido el compromiso de no incrementar las emisiones de gases invernadero por encima del 15% en el año 2010, con respecto a las emisiones totales del 1990".

## El papel de la energía hidroeléctrica en España

En respuesta a los nuevos condicionantes del sector, la política energética española persigue la integración de los aspectos medioambientales de la energía con la imbricación de la protección medioambiental en las nuevas leyes del sector eléctrico, como es el caso de la Ley 54/1997, y con la creación de órganos específicos —Consejo Nacional del Clima— para analizar y definir la estrategia española frente a los compromisos asumidos por la firma del Protocolo de Kyoto. El ya citado Plan de Fomento de las Energías Renovables pretende elevar en

el año 2010 la participación de dichas energías al 12% del abastecimiento total.

De igual modo se establece el objetivo hidroeléctrico: alcanzar 105,000 MW en el año 2010 en la Unión Europea distribuidos de la siguiente manera: grandes centrales (>10 MW): 91,000 MW (incluidas centrales de bombeo); pequeñas centrales (<10 MW): 14,000 MW. Esto supone casi un 47% de la potencia instalada en 1995 con grandes y pequeñas centrales, respectivamente. En este proceso, las tecnologías juegan un papel capital en la consecución de nuevas mejoras en los rendimientos de producción y de utilización de las mismas.

La evolución de la potencia hidroeléctrica en España se ha desarrollado a un ritmo importante, llegándose, en el año 2001, a una potencia acumulada total de 1,607.3 MW, obteniéndose una media de crecimiento anual de 53 MW. Es de destacar los años 1992 y 1993, en los que se superó esta media en más de un 50%, alcanzándose una inversión de 117.46 M€ y 86.34 M€, respectivamente. Todo ello queda reflejado en la ilustración 1.

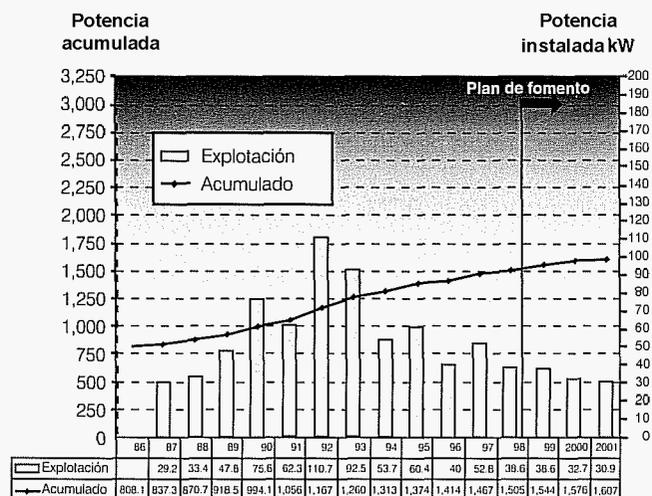
Del análisis del incremento porcentual de la potencia total instalada se obtiene que el crecimiento, para el caso de centrales hidroeléctricas con menos de 10 MW, ha sido muy bajo, estando en torno a un 2% de la potencia instalada para los últimos tres años. De forma menos halagüeña se analiza el crecimiento para el caso de centrales hidroeléctricas con potencias entre 10 y 50 MW, ya que no se ha producido más que un 0.7% de crecimiento en el año 2001. Este descenso del crecimiento viene derivado de las barreras existentes para llevar a cabo una inversión de una central hidroeléctrica, tanto en el ámbito administrativo (lentitud, tramitación, expedientes concesionales, autorizaciones de diversos organismos, obstáculos para otorgamiento de licencias de obras, etcétera), como en el social y medioambiental (percepción negativa por grupos ecologistas, falta de criterios objetivos desde el punto de vista ambiental); también se tienen barreras

**Cuadro 1. Consumo de energía primaria.**

Ktep	2001	2000	1999	1998				
Carbón	19,457	15,296	21,635	17.3%	20,519	17.2%	17,889	15.7%
Petróleo	66,719	52.2%	64,663	51.7%	63,041	52.8%	61,670	54.0%
Gas natural	16,405	12.8%	15,223	12.2%	13,535	11.3%	11,816	10.3%
Hidroeléctrica	3,526	2.8%	2,534	2.0%	2,246	1.9%	3,103	2.7%
Renovables	4,776	3.7%	4,513	3.6%	4,221	3.5%	4,060	3.6%
Nuclear	16,502	13.0%	16,211	13.0%	15,337	12.8%	15,376	13.5%
Saldo eléctrico	298	0.2%	382	0.3%	492	0.4%	293	0.3%
Total	127,783	100.0%	125,161	100.0%	119,391	100.0%	114,207	100.0%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de IDAE/Ministerio de Economía. 2001.

Ilustración 1. Evolución de la potencia hidroeléctrica (MW) en España.



Fuente elaboración propia a partir de datos de Plan de Fomento de las Energías en España diciembre de 1999

financieras, al existir una dificultad cierta para afrontar la financiación de proyectos por la incertidumbre de las diversas variables que participan en el proyecto de inversión (Kahn, 1998). La posibilidad de inclusión del concepto de riesgo exigido por los distintos entes que pueden asumir el peso de la financiación de los proyectos de minicentrales hidroeléctricas se desarrolla suficientemente en los siguientes apartados, pasando del enfoque de proyecto de inversión en contexto de certeza a la realidad que supone la incertidumbre de las distintas variables.

### El análisis de inversión. Certeza versus incertidumbre versus riesgo

Dentro del análisis de inversión de un proyecto se identifican los factores que puedan afectar la viabilidad del mismo (Paish, 2002), como son la estructura de costos y su relación con las distintas variables (caudal de agua, tarifa eléctrica, etcétera), determinando aquellas sobre las cuales se pueda incidir de alguna manera, con el fin de mejorar la competitividad del mismo. Los criterios de selección y valoración de un proyecto de inversión pueden agruparse en dos grupos: aquellos que formulan todas las hipótesis en un contexto de certeza, y aquellos en los que la valoración y selección de inversiones se realiza en un contexto de riesgo. En el primero de los casos se supone que los valores futuros para las variables determinantes de los proyectos son perfectamente conocidas. En condiciones de riesgo se utilizarán herramientas fundamentalmente estadísticas

para tratar la información. La existencia del riesgo obligará a completar los criterios de selección para tener en consideración tanto la rentabilidad como el riesgo. Aun así, los índices de valoración serán siempre los mismos con independencia de las condiciones del entorno (certeza o riesgo). El tratamiento que se le da a una inversión ante unas condiciones de incertidumbre reside en reducirla a una situación de riesgo, ya que para este último caso, la estadística proporciona las herramientas adecuadas para su evaluación. El paso de uno a otro contexto se realiza mediante la asignación de probabilidades subjetivas, aplicándose los mismos ratios de rentabilidad.

En una toma de decisiones se podría suponer que las consecuencias futuras de una decisión de inversión son determinísticas, es decir, son predecibles con certeza total o, por el contrario, asumir que diversos hechos futuros son impredecibles (Wiser, 2000). En este contexto se pueden presentar tres situaciones: determinísticas, no determinísticas y de ignorancia total. Una decisión se toma bajo incertidumbre cuando no es posible asignar probabilidades a los eventos posibles; sin embargo, cuando además de prever los posibles resultados futuros asociados con una alternativa se le puede asignar probabilidades, aunque sean subjetivas (Suárez, 1980), a cada una de ellos, entonces se dice que se trata de una situación bajo riesgo. El riesgo es una situación en la que se tiene información no sólo de los eventos posibles sino de sus probabilidades.

### Modelos de análisis de inversión aplicados y objeciones a los mismos

Los modelos generalmente implementados en el análisis de inversiones en materia de minicentrales hidroeléctricas operan en condiciones de certeza, es decir, se supone que las previsiones van a coincidir con la realidad.

Es importante reconocer que la mayoría de las decisiones de inversión en proyectos de centrales hidroeléctricas son complicadas por la existencia de la información incompleta en cuanto a los resultados de esas decisiones. En la realización de una evaluación a posteriori se conocen exactamente los valores que ha tomado cada variable financiera, con los que se cumplen unas condiciones de certeza.

Los criterios clásicos de valoración de inversiones (Durbán, 1993), tales como valor actualizado neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), periodo de recuperación de la inversión (PR), relación beneficio-coste (B/C) y rentabilidad contable media (RCM), presentan diversos problemas; los más significativos, de cara a su utilización

práctica, es que fueron concebidos para condiciones de certeza o casi certeza. En condiciones de riesgo resulta difícil calcular los flujos de cajas estimados y determinar el tipo apropiado de actualización.

Desde el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) se ha llevado a cabo el seguimiento de diversos proyectos de inversión de minicentrales hidroeléctricas, encontrándose, por parte de los entes que participan (o pueden participar) en la financiación, objeciones sistemáticas de los instrumentos de análisis utilizados. Estas objeciones son:

#### A la utilización del VAN

1. Determinación del valor óptimo de la tasa de actualización: No obtener el valor de la tasa de actualización correcta puede traer como consecuencia hipótesis demasiado restrictivas en cuanto a la aplicación del VAN.
2. El valor capital ante la comparación de proyectos de inversiones independientes y mutuamente excluyentes. Cuando se comparan dos proyectos donde la realización de uno impida el otro, el valor capital proporcionará una decisión errónea en cuanto a su comparación, siempre que las inversiones tengan diferentes costes iniciales y/o duraciones estimadas, lo que provoca llevar a la necesidad de homogeneizar variables ante la comparación.

#### A la utilización de la TIR

1. Dificultad de cálculo: como principal inconveniente, todos los autores coinciden en señalar que este índice conlleva una dificultad de cálculo, puesto que se ha de resolver una ecuación de  $r$  ecuaciones de grado  $n$ .
2. Inconsistencia de la TIR: en general, esta ecuación proporciona  $n$  soluciones distintas, reales o imaginarias. Despreciando estas últimas por carecer de sentido económico, pueden aparecer más soluciones reales, rompiéndose el principio de univocidad que todo criterio de medida debe tener implícito.

#### A la utilización del FR

1. No considera los flujos netos de caja obtenidos después de la fecha indicada por el plazo de recuperación.
2. No tiene en cuenta las diferencias entre los diversos vencimientos de los flujos netos de caja. Este inconveniente es soslayado mediante la utilización del plazo de recuperación actualizado.

#### A la utilización del B/C

1. Al igual que ocurre con los otros indicadores en los que hay que llevar a cabo un proceso de actualización para su cálculo, no obtener el valor de la tasa de actualización correcta puede traer como consecuencia hipótesis demasiado restrictivas.

#### A la utilización de la RCM

1. No tiene en cuenta el hecho de que los ingresos inmediatos valen más que los distantes.
2. Depende de qué partidas se consideren como inversiones y con qué rapidez se amorticen.

No obstante, tal y como se ha indicado con anterioridad, la mayor dificultad, que se traduce en imposibilidad de financiación por terceros tras el análisis de la inversión por los mismos, es la no consideración estadística de las variables que, en la explotación de una minicentral hidroeléctrica, presentan posibles dispersiones y grandes variabilidades que afectan de forma directa y substancial la viabilidad del proyecto. Se demanda, por tanto, no nuevos modelos de evaluación, sino la incorporación del concepto de riesgo en los que se utilizan en la actualidad (Ringel, 2003).

### Incorporación del concepto de riesgo

En una situación de riesgo no es sólo importante hacer predicciones para evaluar una inversión y decidir si rechazarla o no, sino poder tomar cursos de acción complementarios que reduzcan las posibilidades de fracaso.

La característica esencial en los proyectos de inversión es que implica la coinición de recursos en el presente, con la expectativa de ventajas en el futuro. Estos flujos de liquidez futuros dependerán de una amplia gama de factores, como son:

1. El estado futuro del sector energético (recursos propios, costes de la inversión, tipos de interés, cambios, etcétera) y progresos tecnológicos futuros.
2. Tamaño del mercado, precio de la tarifa eléctrica en el mercado energético, crecimiento del mercado.

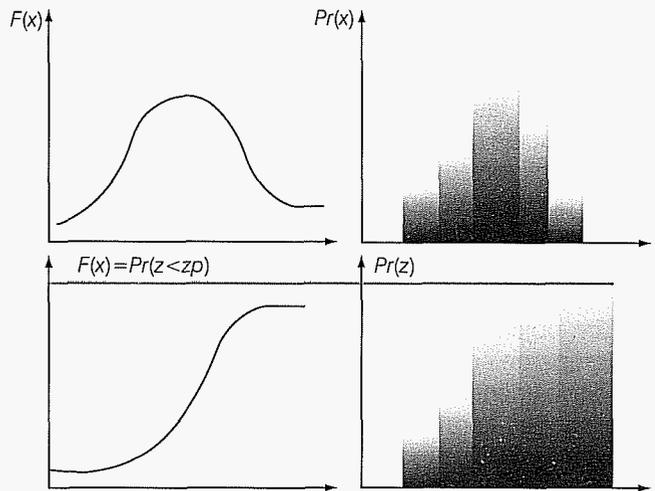
Algunas medidas pueden ser tomadas por los promotores para mejorar la calidad de la información en cuanto al resultado de sus decisiones de la inversión, y así reducir su exposición al riesgo, pero seguirá habiendo un cierto riesgo siempre, ya que el futuro no puede ser nunca previsto perfectamente. En el caso que se analiza,

se ha propuesto la utilización, para el tratamiento de la información, del Método de Hertz o de simulación de Montecarlo, el cual lleva a cabo el análisis de la función de densidad a través de un método empírico y permite realizar un completo estudio de sensibilidad de la rentabilidad de un proyecto mediante la búsqueda de la función de densidad, aunque se trata de una opción generalista (Lewis et al., 1989). Partiendo del conocimiento de las funciones de densidad de cada una de las variables se construye un modelo del proyecto de inversión al definir las posibles relaciones entre estas variables para terminar la función de densidad de la rentabilidad de la inversión. El método propuesto (Hertz, 1964) utiliza las técnicas de simulación y se debe usar mediante herramientas informáticas. El análisis tiene tres etapas:

- Determinar las variables explicativas de la rentabilidad. Cálculo del rango de valores para cada una de los factores y dentro de cada rango asignar una probabilidad de ocurrencia de cada valor. En el caso que nos atañe sería:
  - Tarifa eléctrica (precio de venta de la energía).
  - Inversión necesaria (coste de la obra civil, ingeniería y equipos).
  - Costes directos de explotación (gastos de mantenimiento y explotación).
  - Producción anual (año hidrológico tipo).
  - Duración de la inversión.
- Estimación de las funciones de densidad (o, en su caso, de las distribuciones de probabilidad) de las variables anteriores. Se definirán todas las variables explicativas de la rentabilidad mediante constantes (supuesto que no incorporen riesgo a la rentabilidad), o bien mediante funciones de densidad (o de distribución) para casos continuos y funciones de probabilidad (o probabilidad acumulada) para casos discretos, tales como los que aparecen en la ilustración 2.
- Determinar las interdependencias entre las distintas variables explicativas de rentabilidad. Se realiza la modelación del funcionamiento del proyecto de inversión.
- Simulación de una situación real mediante ordenador y el método de Montecarlo. Reiterar el paso anterior repetidas veces para obtener las probabilidades de ocurrencia de los valores posibles del indicador basado en esto; calcular el valor esperado y las probabilidades de ocurrencia de ciertos rangos de indicador seleccionados.

La rentabilidad del proyecto de inversión es función de un conjunto de valores, compuesto por un valor por

**Ilustración 2. Funciones de densidad y probabilidad, así como sus respectivas funciones de distribución y probabilidad acumulada.**



Fuente: elaboración propia

cada variables explicativa de esta rentabilidad, y que en principio será desconocido por cuanto que lo disponible son sus funciones de densidad o probabilidad. Para cada sistema de valores simulados se determinará una rentabilidad simulada con ayuda de la tasa interna de retorno.

### **Aplicación a la evaluación de inversiones en minicentral hidroeléctrica en España. Metodología del estudio**

Con objeto de llevar a cabo una aplicación de los conceptos anteriores, perfectamente asumidos por la comunidad técnica y deseados por los entes que pueden llegar a ser agentes financiadores de este tipo de proyectos de inversión, se ha analizado un total de treinta minicentrales hidroeléctricas ejecutadas en los últimos años bajo la dirección del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía.

Para ello se lleva a cabo un análisis crítico comparativo entre tres resultados de evaluación de inversión: proyecto de previsión (evaluación mediante modelos tradicionales), proyecto real (datos obtenidos de la explotación de la minicentral hidroeléctrica) y proyecto de inversión, con incorporación del concepto de riesgo mediante la simulación de Montecarlo.

Las características que definen el grupo de centrales incorporadas en el estudio son las que siguen:

- Se diferenciaron las fluyentes de las de pie de presa, eligiendo las fluyentes por tratarse de centrales con

un comportamiento, a la hora de la explotación, más estocástico, ya que el caudal que se turбина es muy variable y dependerá de la aportación del río en cada momento, lo que hace que la potencia disponible (potencia instantánea) esté relacionada directamente con el caudal instantáneo del río. En cambio, las de pie de presa están sujetas a una regulación previa a su explotación.

- Se eligieron aquellas con una potencia dentro de una horquilla, para que los datos no se distorsionaran: potencias entre 1 y 3.5 MWh.
- Que estuvieran en explotación en el presente año.

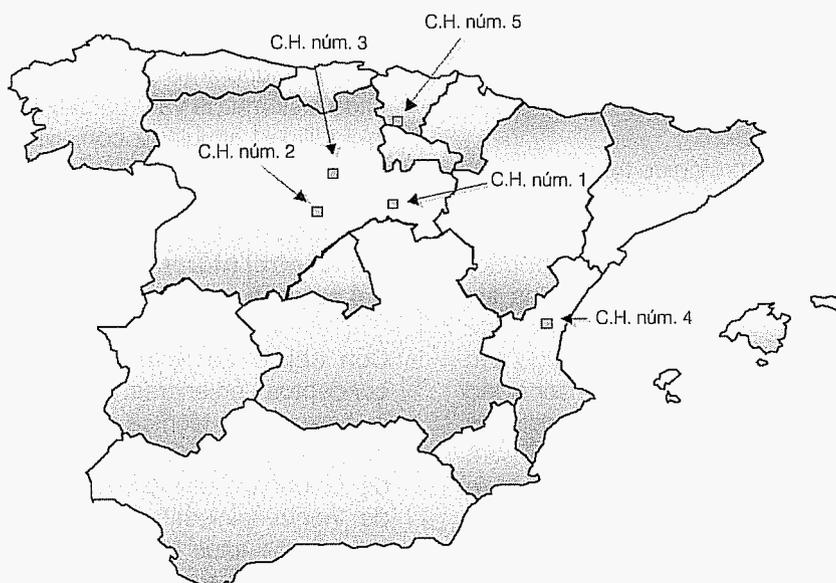
Con objeto de no multiplicar los cálculos a realizar, se agruparon en cinco grupos, de los cuales se obtuvo estadísticamente una central representativa de cada uno de ellos. Las características básicas de las mismas se muestran en la ilustración 3.

Se planteó, por tanto, el cálculo para cada uno de los proyectos anteriormente citados, los indicadores de rentabilidad obtenidos, que en el caso de los proyectos de previsión y real son valores fijos y determinados, mientras que para el proyecto con incorporación del concepto de riesgo se expresan términos probabilísticos para su posterior interpretación.

Se adjuntan los datos correspondientes a las centrales hidroeléctricas tipo, objeto del estudio. Los valores obtenidos para el proyecto de previsión fueron los recogidos en el cuadro 1. Los valores obtenidos para el proyecto real son los que se expresan en el cuadro 2.

Es importante hacer notar que los indicadores económicos finalmente utilizados fueron exclusivamente la TIR, el VAN y el Pay Back, por ser estos los utilizados por el IDAE y, por tanto, los recogidos en las fichas en los proyectos de previsión y proyecto real, permitiendo así disponer en los resultados finales de series completas

Ilustración 3. Caracterización básica de las minicentrales hidroeléctricas estudiadas.



Título	Contrato año	Puesta en marcha año	Potencia (kW)	Producc. media MWh	Horas funcionam.	Tipo central	Río	Q(m <sup>3</sup> /s)
C.H. núm. 1	Junio-90	Octubre-92	1,459	6,600	4,524	Fluyente	Duero	20
C.H. núm. 2	Mayo-91	Noviembre-94	1,250	3,025	2,420	Fluyente	Eresma	2,8
C.H. núm. 3	Septiembre-93	Junio 1995	1,832	6,600	3,603	Fluyente	Duero	24,5
C.H. núm. 4	Septiembre-95	Diciembre-97	3.936	20,000	5,081	Fluyente	Jucar	40
C.H. núm. 5	Julio-99	Marzo-02	3,240	11,000	3,395	Fluyente	Ebro	100

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 2. Principales indicadores de los proyectos de previsión.

Resumen del proyecto de previsión Centrales en estudio								
Nombre central	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Inversión (M)	Año inicio estudio	Año fin estudio	Índices reales (const.)		
						TIR (%)	VAN (M)	Pay Back (años)
C.H. núm. 1	1,459	6,600	2,596	1,991	2,015	7.82	655.41	10.4
C.H. núm. 2	1,250	3,025	1,421	1,992	2,016	5.00	0.02	13.2
C.H. núm. 3	1,832	6,600	3,185	1,994	2,018	6.75	489.64	11.3
C.H. núm. 4	3,936	20,000	2,765	1,996	2,020	26.52	6,441.46	3.9
C.H. núm. 5	3,240	10,830	5,547	2,000	2,024	4.56	-202.85	13.8

Fuente: elaboración propia

Cuadro 3. Principales indicadores de los proyectos reales.

Resumen del proyecto real Centrales en estudio								
Nombre central	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Inversión (M)	Año inicio estudio	Año fin estudio	Índices reales (const.)		
						TIR (%)	VAN (M)	Pay Back (años)
C.H. núm. 1	1,459	4,595	2,596	1,991	2,015	3.62	-259.67	15.7
C.H. núm. 2	1,250	2,665	1,421	1,992	2,016	4.15	-98.62	14.7
C.H. núm. 3	1,832	5,255	3,185	1,994	2,018	4.23	-185.72	15.0
C.H. núm. 4	3,936	8,124	2,765	1,996	2,020	9.93	1,216.00	9.4
C.H. núm. 5	3,240	8,852	5,547	2,000	2,024	3.47	-709.37	15.7

Fuente: elaboración propia.

y realizar un estudio comparativo entre los tres métodos analizados.

### Modelo de evaluación con incorporación de riesgo

Para llevar a cabo el estudio y la obtención de los datos en el caso del proyecto con incorporación del concepto de riesgo se trabajó aplicando el método de Montecarlo

Mediante el modelo de Hertz se han calculado probabilidades de aparición, la esperanza de rentabilidad o el riesgo de un proyecto. Para ello, las variables aleatorias que muestran la rentabilidad del proyecto, ya definidas para el caso de trabajo con nivel de certeza, son: TIR, VAN y Pay Back, por lo que se procederá a obtener un número suficientemente elevado de casos de las variables para poder conocer su distribución de probabilidad.

Para saber cómo están formadas las variables aleatorias de rentabilidad, se descompondrá el análisis financiero en las distintas variables que la componen (de la misma manera que se realizó para los casos del proyecto previsión y proyecto real); es decir,

desembolso inicial, tasa de actualización, flujos de caja, tarifa eléctrica, producción, costes de operación y mantenimiento, amortización y duración del proyecto.

Cualquier componente de la fórmula de la rentabilidad puede ser variable aleatoria según el método de Hertz, pero con la exigencia de que dicha variable aleatoria debe ser conocida lo suficientemente como para conocer la función de distribución que más se le asemeja.

Una vez definidas todas las variables aleatorias, y la relación funcional entre ellas que da como resultado la variable de rentabilidad, se obtendrán los valores posibles de todas y cada una de las variables aleatorias. Al sustituir estos valores en la función de rentabilidad, se logrará un valor de la rentabilidad del proyecto.

De forma simplificada, el proceso llevado a cabo para aplicar el modelo de Montecarlo ha sido de la siguiente forma:

- Estimar la escala de valores que puede alcanzar cada factor y la probabilidad de ocurrencia asociada con cada valor.

- Elegir, aleatoriamente, uno de los valores de cada factor y, dependiendo de la combinación seleccionada, computar la tasa de rendimiento resultante; este proceso se realiza mediante la herramienta Excel.
- Repetir el mismo proceso una y otra vez, y la cantidad de veces que sea necesario, hasta que permita definir y evaluar la probabilidad de ocurrencia de cada posible tasa de rendimiento. Como existen millones de posibles combinaciones de factores, se efectúa un número de iteraciones suficientemente grande como para que pueda apreciarse la posibilidad de ocurrencia de las distintas tasas de rendimiento; en nuestro caso, cien iteraciones en cinco simulaciones para cada proyecto.
- El resultado a que se llegará será una lista de distintas tasas de rendimiento que podrían lograrse, que puede variar desde una pérdida hasta la ganancia máxima que sea posible obtener conforme los pronósticos que se hayan efectuado.
- Se calcula la tasa media esperada, que es el promedio ponderado de todas las tasas resultantes de las sucesivas pruebas realizadas, siendo la base de ponderación la probabilidad de ocurrencia de cada una.
- También se determina la variabilidad de los valores respecto del promedio.

Todas estas consideraciones se realizan de igual forma para la TIR, VAN y pay back, puesto que cada uno de estos indicadores de rentabilidad da una información diferente de la acción decisoria.

En el método de Montecarlo puede ser variable aleatoria cualquier componente de la fórmula de la rentabilidad, pero con la exigencia de que dicha variable aleatoria debe ser totalmente conocida hay que saber que es normal, con una esperanza de  $x$  unidades y una desviación típica de  $y$ . No obstante, han sido la tarifa eléctrica y la producción en términos de caudal turbinable las que cumplen los requisitos anteriormente citados.

El análisis de la evolución de la tarifa (Eurostat, 2002) durante los años de explotación de las centrales hacía pensar que la distribución que seguía era de tipo normal, para ello se realizó un análisis pormenorizado de todos los años, distinguiendo los valores que podían distorsionar las suposiciones de partida (cuadro 4).

De igual modo se realizó un análisis de los resultados obtenidos, diferenciando en caso de realizar un análisis discreto de la serie o siguiendo la distribución normal de lo que se obtuvo que la tarifa eléctrica se puede representar mediante una función normal, como se recoge en la ilustración 4. El análisis de la evolución de la producción se intentó resolver de manera análoga a la realizada para la tarifa eléctrica;

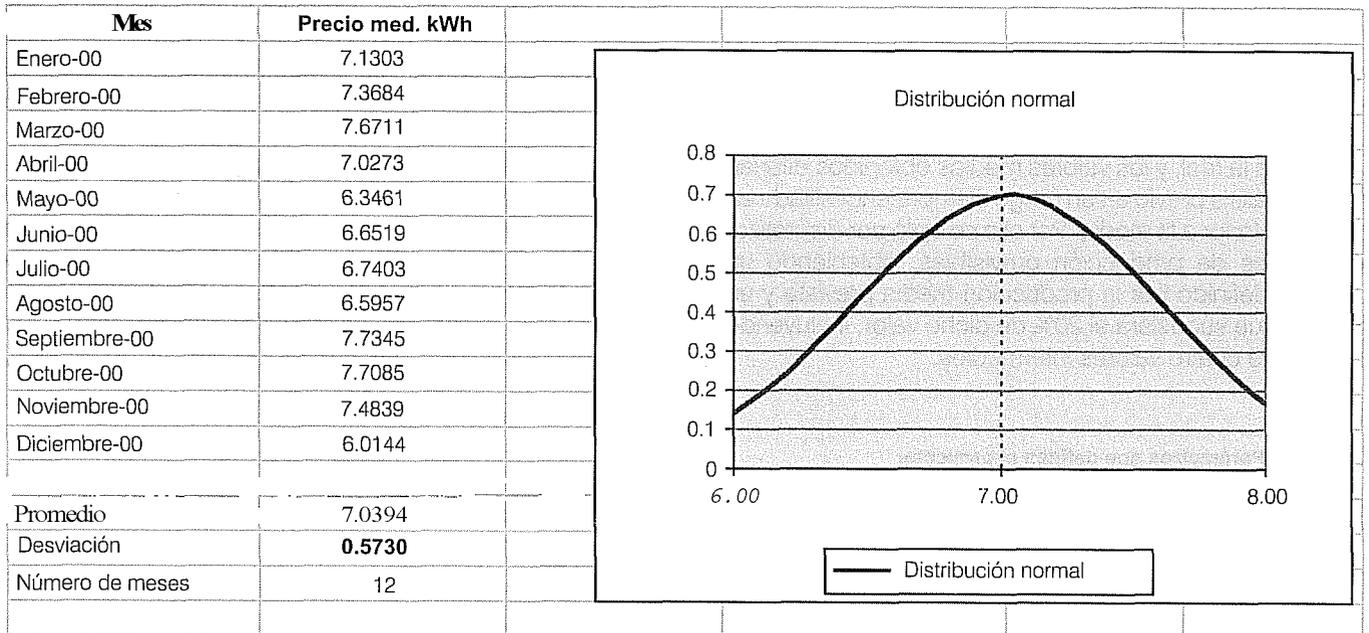
Cuadro 4. Valor de la tarifa eléctrica para el año 2000, diferenciando conceptos incluidos.

	Precio medio de mercado (cent. /kWh)	Prima (cent. /kWh)	Complem. energía reactiva (cent. /KWh)	Total (cent. /kWh)	Precio fijo (cent. /kWh)	Diferencia (cent. /kWh)
Enero	3.869	2.987	0.274	7.130	6.731	0.399
Febrero	4.098	2.987	0.283	7.368	6.731	0.637
Marzo	4.389	2.987	0.295	7.671	6.731	0.940
Abril	3.770	2.987	0.270	7.027	6.731	0.296
Mayo	3.115	2.987	0.244	6.346	6.731	-0.385
Junio	3.409	2.987	0.256	6.652	6.731	-0.079
Julio	3.494	2.987	0.259	6.740	6.731	0.009
Agosto	3.355	2.987	0.254	6.596	6.731	-0.136
Septiembre	4.450	2.987	0.297	7.735	6.731	1.003
Octubre	4.425	2.987	0.296	7.709	6.731	0.977
Noviembre	4.209	2.987	0.288	7.484	6.731	0.753
Diciembre	2.796	2.987	0.231	6.014	6.731	-0.717
Media anual	3.782	2.987	0.271	7.039	6.731	0.308
Desviación est.				0.573		

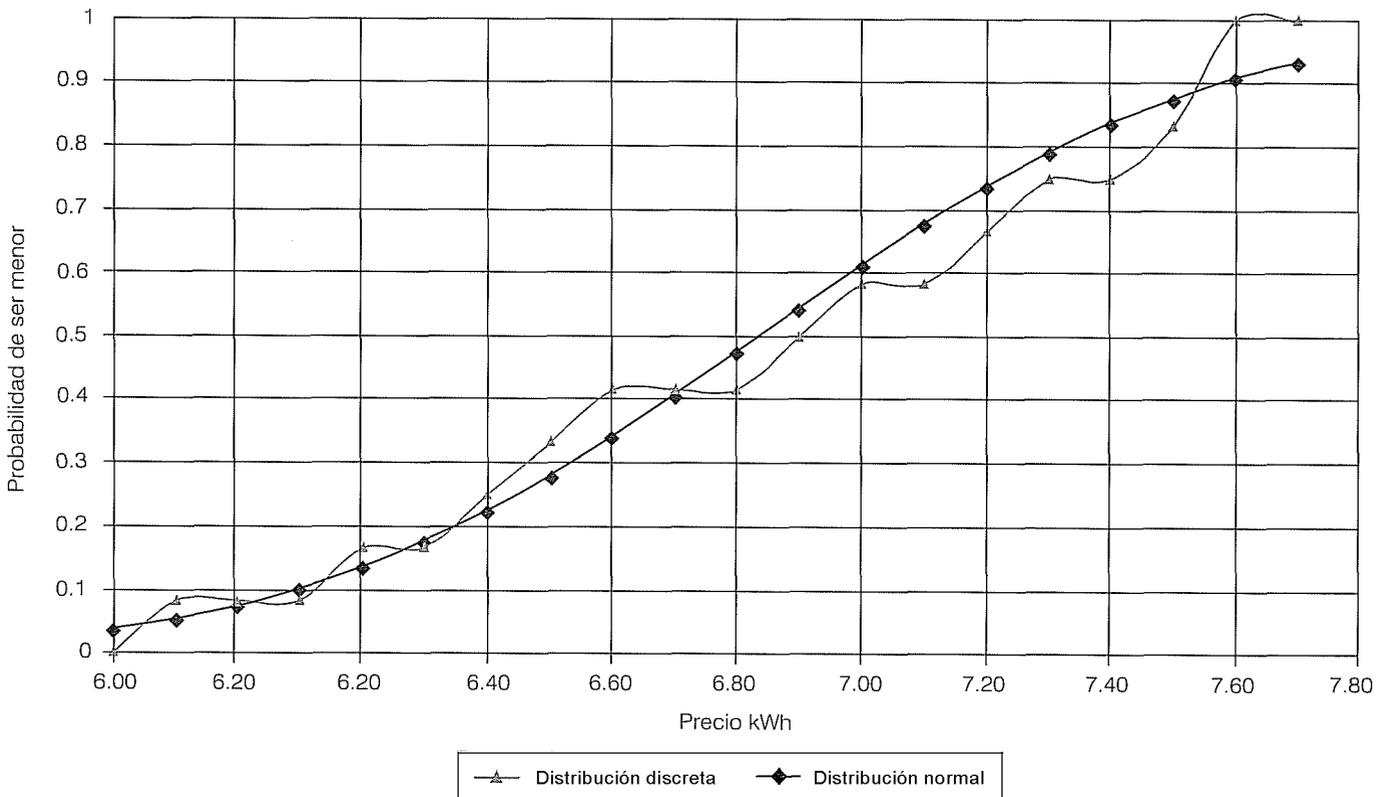
Notas los precios medios de mercado indicados con los obtenidos durante el año 2000  
En el complemento por energía reactiva se ha supuesto  $\cos \phi = 1$

Fuente: OMEL y RD 20661199. Elaboración propia

Ilustración 4. Valores y representación de la tarifa media mensual para el año 2000.



Función distribución normal



Fuente: elaboración propia.

sin embargo, los valores obtenidos para los casos analizados eran muy diferentes, sin por ello poder homogeneizar resultados.

Del análisis de los resultados reales de explotación del conjunto de las treinta minicentrales, objeto del estudio, se pudo llegar a valoraciones homogéneas en cuanto a la producción, ya que la prevista era bastante superior a la real, y los valores medios obtenidos diferían con el análisis previo en un rango siempre encasillado en un 20% inferior a la media. Por ello se optó por discretizar los valores de producción previsible, obteniendo un máximo definido por la producción media prevista y un mínimo que supusiera el 20% de dicho valor, incluyendo un total de cuatro valores intermedios.

## Resultados de la simulación

Los resultados de la simulación responden a los supuestos recogidos en el cuadro 5, en donde se puede observar que se han considerado valores variables la tarifa eléctrica y la producción, quedando fijas el resto que participa de la inversión.

La simulación calcula los valores aleatorios provenientes de las distintas funciones de distribución de entrada y registra los valores de salida. En estudios de este tipo se realizan los análisis independientes para cada variable. Con dichos valores se calculan los flujos de caja para la vida útil del proyecto. Una vez obtenidos los veinticinco flujos de caja, se calculan la TIR, el VAN,

**Cuadro 5. Parámetros que definen el proyecto.**

Evolución de los parámetros que definen el proyecto tipo					
Variables	Unidad	Riesgo	Valor		
Potencia	kW	Fija	1,459	Igual todos los años	
Inversión	M	Fija	2,596.37	Aumentando 2.5% cada año	
Producción	GWh	Dist. discreta	6.6-5.3	Igual todos los años	
Horas func.	h	Fija	s/producción	Igual todos los años	
Gastos Op&	cent./kWh	Fija	1.1600	Aumentando 2.5% cada año	
Tarifa	c	Dist. normal	md:6.4 d:0.2	Aumentando 1.5% cada año	

Fuente: elaboración propia.

**Cuadro 6. Comparación de la TIR obtenida en los proyectos de previsión, real y de riesgo.**

Nombre central	Proyecto previsión	Resultados reales	Resultados evaluación riesgo		
	TIR (%)	TIR (%)	TIR <i>minimum</i> (%)	TIR <i>mean</i> (%)	TIR <i>maximum</i> (%)
C.H. núm. 1	7.82	3.62	4.00	5.90	7.80
C.H. núm. 2	5.00	4.15	3.80	4.55	5.30
C.H. núm. 3	6.75	4.23	3.95	4.88	5.80
C.H. núm. 4	26.52	9.93	17.15	20.65	24.15
C.H. núm. 5	4.56	3.47	3.20	4.66	6.12

Fuente: elaboración propia.

**Cuadro 7. Comparación del VAN obtenido en los proyectos de previsión, real y de riesgo.**

Nombre central	Proyecto previsión	Resultados reales	Resultados evaluación riesgo		
	VAN (M)	VAN (M)	VAN <i>minimum</i> (M)	VAN <i>mean</i> (M)	VAN <i>maximum</i> (M)
C.H. núm. 1	655.41	-259.67	-125.20	28.76	182.71
C.H. núm. 2	0.02	-98.62	-100.25	-24.05	52.15
C.H. núm. 3	489.64	-185.72	-165.23	80.23	325.68
C.H. núm. 4	6,441.46	1,216.00	1,150.36	3,290.18	5,430.00
C.H. núm. 5	-202.85	-709.37	-625.00	-237.50	150.00

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 8. Comparación del Pay back obtenido en los proyectos de previsión, real y de riesgo.

Nombre central	Proyecto previsión	Resultados reales	Resultados evaluación riesgo		
	Pay back (años)	Pay back (años)	Pay back minimum (años)	Pay back mean (años)	Pay back maximum (años)
C.H. núm. 1	10.4	15.7	14.08	14.88	15.68
C.H. núm. 2	13.2	14.7	-12.36	14.31	16.25
C.H. núm. 3	11.3	15.0	12.50	14.55	16.60
C.H. núm. 4	3.9	9.4	5.25	7.25	9.25
C.H. núm. 5	13.8	15.7	12.35	15.12	17.88

Fuente: elaboración propia

y el pay back. Una vez finalizada la simulación, se realizan cien iteraciones para obtener las variaciones de cada variable, repitiéndose cinco simulaciones con sus respectivas iteraciones para cada muestra en estudio. Obtenidos los valores de los índices de rentabilidad del proyecto, se calcula para cada uno la esperanza (como la media aritmética de los valores obtenidos) y la desviación típica mediante la función promedio. A partir de dichos valores se obtiene con qué probabilidad el proyecto es rentable para cada proyecto analizado.

Así, si el proyecto es rentable, se obtendrá el número de casos que han resultado rentables, y, dividiéndolo por el número total de casos (número de iteraciones realizadas), se obtiene la probabilidad de que el proyecto sea rentable. Con los datos anteriormente referidos se tienen valores estadísticos para conocer la distribución de la media de la rentabilidad buscada (TIR, VAN y pay back), basado en la realización del histograma de los datos obtenidos. En la ilustración 5 se facilitan los valores obtenidos para la tasa interna de retorno de la central hidroeléctrica número 2.

## Conclusiones

La evaluación de proyectos de inversión, y en especial los relativos a las minicentrales hidroeléctricas, deben realizarse siempre desde el contexto que más se acerque a la realidad, y éste es el derivado de la incertidumbre y el riesgo. En la actualidad, y dados los compromisos nacionales e internacionales en relación con las energías renovables, se ha de hacer un esfuerzo importante para conseguir llegar a los objetivos marcados a corto y medio plazos. Pare ello habrá que eliminar aquellas barreras y situaciones que limitan el crecimiento de inversiones en energías como la minihidráulica, siendo una de las más importantes la derivada de las dificultades financieras. Del análisis del proyecto de previsión y del proyecto real se llega a la conclusión de que los primeros no se

ajustaban en absoluto a la situación que se desprende de la explotación de la central durante al menos diez años de funcionamiento. Las debilidades de los Proyectos Previsión residen en la consideración determinista de las variables consideradas aleatorias en la evaluación con la introducción del concepto de riesgo, alejándose, por tanto, de los resultados empresariales esperados y de la viabilidad de la inversión, pudiendo quedar fuera de servicio por estos motivos.

Por otro lado, el método de Montecarlo ha demostrado ser una herramienta capaz de generar resultados que delimitan el contexto de riesgo al que se hacía referencia. En el caso de las minicentrales hidroeléctricas, ha sido a través de las variables aleatorias, tarifa eléctrica y producción, el que se generen resultados financieros con validez estadística, traduciendo la situación de incertidumbre de partida a una situación de riesgo cuantificado. Todo ello no excluye la realización de estudios específicos, como es el caso de la determinación de los caudales disponibles.

Recibido: 13/11/2003

Aprobado: 19/03/2004

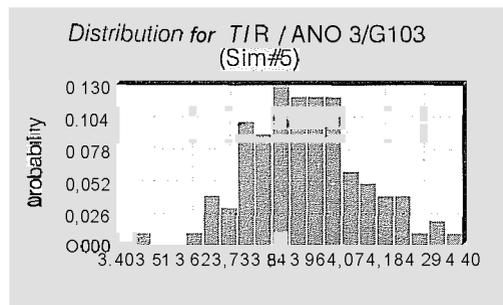
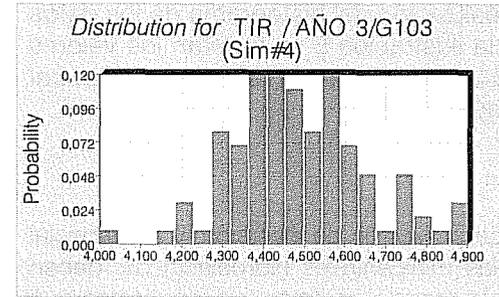
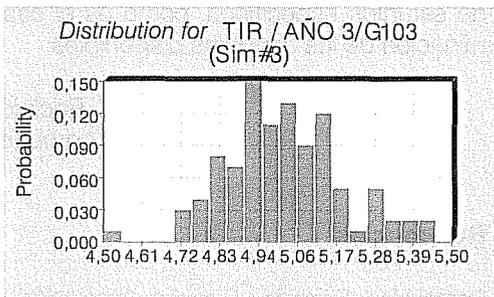
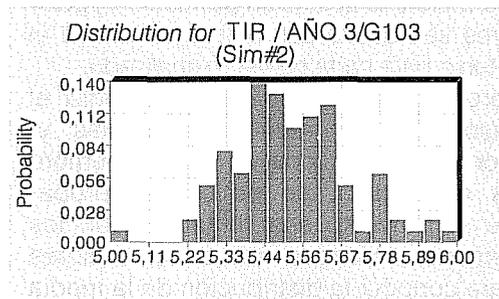
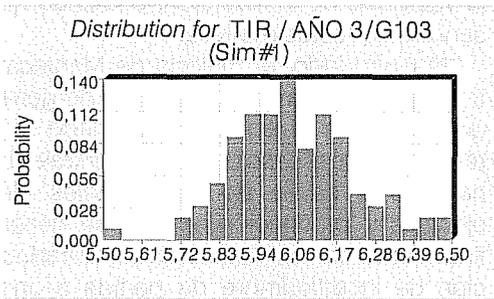
## Referencias

- Comunidad Europea. Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2007, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. DOCE núm. L 283, 2001, pp. 33-40.
- Comunidad Europea. Energía para el futuro: fuentes de energías renovables. Libro blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios. Bruselas, 26 de noviembre de 1997.
- DINCER, I. Renewable energy and sustainable development: a crucial review. Renewable and sustainable energy reviews. Vol. 4, 2000, pp. 157-175.

Ilustración 5. Proyecto con análisis de riesgo. Valores obtenidos para la TIR en la central hidroeléctrica número 2.

Resumen proyecto Montecarlo

Centrales de estudio							
Nombre central	Potencia (kW)	Producción (MWh)	Inversión (M€)	Año inicio estudio	Año fin estudio		
C.H. núm. 2	1,250	2,665	1,421	1,992	2,016		
Summary Statistics			índices reales (€ const.)				
TIR (%)							
Cell	Name	Minimum	Mean	Maximum	Std desviation =	Pr. previs	Pr. real
G103 (Sim#1)	TIR	5.53	6.04	6.48	0.17	5.00	4.15
G103 (Sim#2)	TIR	5.02	5.52	5.95	0.17		
G103 (Sim#3)	TIR	4.52	5.01	5.44	0.17		
G103 (Sim#4)	TIR	4.00	4.48	4.90	0.16		
G103 (Sim#5)	TIR	3.48	3.95	4.35	0.16		
<i>media</i>		4.51	5.00	5.42			



Fuente: elaboración propia.

- DURBÁN, S. Introducción a las finanzas empresariales, la selección de inversiones y financiaciones. Condiciones de certeza, riesgo o incertidumbre. Cuarta edición. Sevilla: publicaciones de la Universidad de Sevilla, 1993.
- EUROSTAT. *Energy Prices –data 1990 –2002*. Luxemburgo: Eurostat, 2002.
- IDAE. Eficiencia energética y energías renovables. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Ministerio de Economía, junio de 2002.
- FULFORD, S., MOSLEY, P. y GILL, A. Recommendations on the use of micro-hydro power in rural development. *Journal of International Development*. Vol. 12, John Wiley & Sons Ltd., 2000, pp. 975-83.
- HERTZ, D.B. Risk analysis in capital investment. *Harvard business review*. Vol. 42, núm. 1, enero-febrero, 1964, pp. 95-106.
- KAHN, A. Electric deregulation: defining and ensuring fair competition. *The electricity journal*. Vol. 11, núm. 4, 1998, pp. 39-49.
- LEWIS, P.A.W. y ORAV, E.J. *Simulation methodology for statisticians, operations analysts, and engineers*. Wadsworth, Inc., 1989.
- PAISH, O. Small hydro power: technology and current status. *Renewable and sustainable energy reviews*. Vol. 6, 2002, pp. 537-556.
- RINGEL, M. Liberalising European electricity markets: opportunities and risks for a sustainable power sector. *Renewable and sustainable energy reviews*. Vol. 7, 2003, pp. 485-499.
- UN. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático el 9 de mayo de 1992. New Cork, 1992.
- SUÁREZ, A.S. Decisiones óptimas de inversión y financiación en la empresa. Madrid: Editorial Pirámide, 1980.
- WISER, R.H. The role of public policy in emerging green power markets: an analysis of marketer preference. *Renewable and sustainable energy reviews*. Vol. 4, 2000, pp. 177-212.

Abstract

MARTÍNEZ MONTES, G., MARTÍNEZ-MONTES, G., RUBIO-GAMEZ, M.C., ALEGRE-BAYO, J., ORDÓÑEZ-GARCÍA, J. & OLIVER-PINA, J. *Viability of mini hydroelectric power plants. Risk analysis approach. Hydraulic engineering in Mexico (in Spanish). Vol. XX, no. 1, January-March, 2005, pp. 5-18.*

*The growing importance of the concept of sustainable development has found in renewable energy technologies an unavoidable instrument for its attainment. Among these, energy production in mini hydroelectric power plants is of special significance. Presently, the development of such plants is hindered, not by technical aspects, but by the financing mechanisms for investment projects. This delays a possible growth of installed potential, which is essential to meet the commitments adopted in Kyoto, Japan. Entities participating in the financing of micro hydroelectric powerplants demand the inclusion of the concept of risk in viability studies, since they are aware of the uncertainties of some of the variables involved. This article presents the application of the Montecarlo method with the aim of translating uncertainty into a concept of mathematical risk to several projects already executed in Spain and managed by the Institute for Energy Diversification and Efficiency (IDAE). The suitability of the method is analyzed for determining the statistical crutch of possible results of investment return, thus giving investors an adequate tool for decision-making.*

**Keywords:** mini hydroelectric power plants, investment analysis, Montecarlo method.

**Dirección institucional de los autores:**

Dr. Germán Martínez-Montes

Doctor Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.  
Proyectos de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Civil,  
ETS de Ingenieros de Caminos, Universidad de Granada,  
Avenida Severo Ochoa s/n, 18071 Granada, España,  
teléfono: 958 24 94 40, fax: 958 24 61 36,  
german00@ugr.es

Dra. María del Carmen Rubio-Gámez

Doctora Ingeniera de Caminos, Canales y Puertos.  
Ingeniería de la Construcción, Departamento de Ingeniería Civil  
ETS de Ingenieros de Caminos, Universidad de Granada,  
Avenida Severo Ochoa s/n, 18071 Granada, España,  
teléfono: 610 76 14 78, fax: 958 24 61 36,  
mcrubio@ugr.es

Dr. Javier Alegre-Bayo

Doctor Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.  
Proyectos de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Civil,

ETS de Ingenieros de Caminos, Universidad de Granada,  
Avenida Severo Ochoa s/n, 18071 Granada, España,  
teléfono: 958 24 99 80, fax: 958 24 61 36,  
fjalegre@ugr.es

Dr. Javier Ordóñez-García

Doctor Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.  
Proyectos de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Civil,  
ETS de Ingenieros de Caminos, Universidad de Granada,  
Avenida Severo Ochoa s/n, 18071 Granada, España,  
teléfono: 958 24 94 38, fax: 958 24 61 36,  
javiord@ugr.es

Dr. Jesús Oliver-Pina

Doctor Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.  
Proyectos de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Civil,  
ETS de Ingenieros de Caminos, Universidad de Granada,  
Avenida Severo Ochoa s/n, 18071 Granada, España,  
teléfono: 958 24 99 81, fax: 958 24 61 36,  
joliver@ugr.es