



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA
LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

Revista Energética

Año 21, número 1, abril/mayo/junio 1997

ECUADOR:
un país de oportunidades



El SIEE[®], un sistema de información para apoyar el desarrollo energético

Decisiones sobre inversiones bajo condiciones de incertidumbre

La sustentabilidad como objetivo del desarrollo

Noticias energéticas

Calendario de eventos

Decisiones Sobre Inversiones Bajo Condiciones de Incertidumbre

Vicente De Lellis* y Héctor Ferro**

El objetivo central del presente análisis se vincula a las necesidades planteadas diariamente por el sector energético, en particular el eléctrico. Esto es, contar con una metodología que permita dilucidar sobre la conveniencia o no de iniciar una inversión, de postergar o no la misma y principalmente, de precisar los grados de **incertidumbre** en cada una de las variables explicativas (precios, demandas, tasas, etc.). Dentro de ese marco, se trata de alcanzar los máximos beneficios con el menor riesgo. †

Existen dos problemas por resolver. El primero tiene que ver con el requerimiento de definir la oportunidad de una inversión, y el segundo, con el problema conceptual y altamente conflictivo que plantea la obligación de diferenciar el análisis técnico-económico basado en la teoría marginalista. La gestión de la inversión financiera que en su búsqueda del máximo rendimiento (utilidad), no obligatoriamente se alcanza con dicha teoría.

Las experiencias alcanzadas en California-Oregon (COB) y Palo Verde (EE.UU.), los países escandinavos, Nueva Zelanda y Cammesa, nos ponen ante la conveniencia de poner en vigencia un sistema de **"auction"** (subasta) que permita la confrontación entre oferentes (generadores) y

demandantes (distribuidores, grandes usuarios, etc.), quienes deben enfrentar la contingencia y no guiarse por los óptimos económicos, llegando así a precios "spots" (ocasionales) que podrían estar por debajo de los US\$ 20 MWh.

La teoría tradicional del Valor Neto Presente (VNP) que se ha enseñado hasta hoy nos puede llevar a desacertadas decisiones. La razón es muy simple: estas reglas han desconocido los conceptos de **"irreversibilidad"** y **"la opción de postergar una inversión"**. En consecuencia, también se cuestiona la propuesta "marshalliana" de expansión de la firma, cuando los precios están por encima de los costos promedios de largo plazo; y de contracción de las actividades de la firma, cuando el precio se

encuentra por debajo de esos costos a largo plazo.

Nosotros vamos a obviar los análisis que como profesionales podamos realizar para tratar de alcanzar un esquema metodológico de aplicación concreta al sector energético, a partir de la nueva óptica que se sostiene en criterios no convencionales hacia la planificación. De igual forma, ensayar nuevas

respuestas que la globalización económica exige en la actualidad. Una inversión posee tres características:

- Que sea una decisión parcial o totalmente *irreversible*..
- Que su futuro sea de una *incertidumbre* muy alta.
- Que el *tiempo* resulte otra variable importante.

El modelo tradicional es muy sensible a las tasas de interés y descuento, mientras que la volatilidad de los "cash flows", como paradigma de la incertidumbre, muestra que el problema por resolver resulta ser mucho más complejo.

Hasta la presente fecha el VNP, con su contundente reduccionismo, ha sido la base del análisis de la teoría neoclásica de las inversiones, respetando el principio de invertir hasta que la unidad marginal sea igual a su costo. Algunas inversiones cumplen con los principios de *reversibilidad* (recuperación de gastos y comprensión de que la situación pueda empeorar y se incrementen los costos) y de *irreversibilidad*, que pone en riesgo la inversión.

Una firma, frente a la posibilidad de invertir, se está poniendo en el lugar del comprador de una "opción" similar a una "call", es decir, tiene el derecho pero no la obligación de adquirir un activo (financiero, una central térmica y/o hidroeléctrica, etc.).

Cuando una empresa realiza una inversión irreversible, ejerce su opción a hacerlo, cuyo costo de oportunidad parcial debe incorporarse al de inversión. El alto grado subjetivo implícito en el VNP hace que, para demostrar las grandes bondades del proyecto, dé como resultado tasas de retorno de tres o cuatro veces el costo del

capital. Summers (1987) registra en un estudio, tasas que varían entre el 8% y 30%, con una media del 17%. Dertouzas (1990) dice que una tasa fuerte para inversiones bajo riesgo, excederá la tasa sin riesgo, pero no en las condiciones propuestas por muchas empresas que apuntan simplemente a demostrar lo excepcional que resultará hacer dicha inversión.

Cuando dijimos que la oportunidad bajo condición de irreversibilidad es similar a una "option call", se manifiesta como un derecho que tiene el tenedor por un tiempo limitado, de pagar un precio fijado y recibir un activo definido (alícuota de capital sobre una central eléctrica, yacimiento de gas, etc.) Ejerciendo esta opción, la operación es irreversible. Si bien el activo puede venderse a otro inversionista, éste no puede volver a entregarse a una nueva firma, pero la inversión es irreversible. Como lo es la opción call, los gastos se estiman por cuanto el valor futuro del activo (inversión) es incierto.

Si el activo crece en valor, el pago neto a recibir también aumentará. Si cae, la empresa no necesita invertir y perderá lo que gastó por la oportunidad de colocar sus recursos.

LA DECISION DE INVERTIR Y ESPERAR

El modelo sobre el cual haremos el análisis se relaciona a las inversiones bajo condiciones de irreversibilidad. La decisión de invertir ahora o esperar, dependerá de los parámetros específicos que incorporemos en el modelo, sea por los análisis de incertidumbre que determinará el riesgo que se evitó por retardar la inversión, y la tasa de descuento que mide la importancia relativa del futuro, versus el presente.

Llama la atención la rapidez manifestada por el sector eléctrico para recomponer la renta, que inclusive supera la petrolera y cómo se incrementará introduciendo mejoras tecnológicas

Normalmente se impone la necesidad de hacer variantes a partir de un ejemplo de base. Se puede expandir el análisis de la inversión para tres periodos diferentes con precios al alza y a la baja. Este análisis nos permite obtener un primer valor de las opciones. A continuación se debe examinar la incertidumbre vinculada a los costos del proyecto, así como las tasas de interés y descuento relativo a las utilidades futuras.

El costo de oportunidad de la alternativa a invertir es un componente prioritario en la decisión de la firma. El valor de la misma aumenta con el costo hundido de la inversión, y con el aumento de incertidumbre sobre precios futuros. Sin embargo, dicho valor no se afecta mayormente si la firma cubre el riesgo en mercados de futuros o forward. Los costos futuros se vinculan a la volatilidad o la incertidumbre existentes. Puede llegar a darse el caso de que el ortodoxo VNP sea algo negativo pero puede ser conveniente al inicio del proyecto.

La incorporación del concepto de procesos estocásticos nos permitirá vincular la dinámica de las variables explicativas con los procesos de incertidumbre. Gestionar este concepto significa trabajar con probabilidades y no con el Valor Neto Presente. La disyuntiva puede ser ejercida con ganancias (*in the money*) cuando el valor del activo se encuentra por arriba del precio (*exercise price*). Es decir, llega hasta "*in the money*" si la firma la ejerce haciendo que la pérdida empuje a que el valor caiga. Solo cuando el valor del activo crece lo suficiente por encima del precio establecido (*exercise price*), la opción es "*deep in the money*", alcanzando lo óptimo.

De hacerse el análisis desde la óptica del factor q de Tobin, el valor

de un activo es medido como el VNP esperado del "cash flow". El criterio es el de invertir cuando $I < q$, la tasa de retorno es dos o tres veces la considerada normal y la que toma como referencia la empresa para hacer la inversión.

De lo mencionado se comprende por qué la tasa de interés incide poco en las inversiones y que el costo de oportunidad del capital puede y debe ser superado por la tasa interna de retorno, pero sin tener en cuenta la referencia dada por el **modelo de apreciación** del activo (inversión) conocido como **CAPM** (modelo de apreciación).

Hay que tener presente que, ante la posibilidad de eliminar la incertidumbre. (trabajar solamente con el riesgo sistémico), sigue teniendo vigencia el criterio de que la empresa invertirá hasta que la utilidad marginal, vinculada a la inversión también marginal, iguale el costo del capital.

En el caso de las alternativas "call", el precio del kWh (activo subyacente), la opción asume un comportamiento estocástico de forma Browniano geométrico de la forma: $dP = a P dt + r P dz$ en donde P es la utilidad; a es la tasa de crecimiento del valor esperado de la electricidad; dz es el incremento producido bajo un proceso Wiener; y r la desviación estandar. Pero lo que se pretende maximizar es la función:

$$F(V) = \text{máx } E(V-I) e^{-rT}$$

en donde $F(V)$ es el valor de la opción a invertir, y lo que se pretende es maximizar el valor presente; E es la expectativa del valor esperado; T es el tiempo futuro desconocido, en que se realiza la inversión, y r la tasa de descuento. $V - I$ es el pago (*payoff*) vinculado a la inversión.

Es importante detenernos en este punto por cuanto la divergencia entre la tasa de descuento que se obtiene del CAPM y el valor esperado de crecimiento de la electricidad u otro energético, resulta un diferencial que se define técnicamente como el **rendimiento por conveniencia neto marginal**, o la tasa de retorno de corto plazo obtenido por el commodity (electricidad) bajo análisis.

Si el precio "commodity" registra un comportamiento Browniano-geométrico, una unidad productiva (kWh, US\$, Bbl, etc) de mantenerse constantes los costos de operación, podrán evaluarse como la sumatoria de opciones "call" europeas.

Esta ligera descripción demuestra cómo la teoría de las opciones se corresponde y permite mejorar metodológicamente la teoría clásica del VNP, levantando la restricción más fuerte que ésta presenta en el concepto de "irreversibilidad" en los resultados.

Para atacar el problema de la **energía eléctrica**, consideramos conveniente dividirlo en inversiones con contingencias (volátiles) propias de la mayoría de los "commodities" (precios, demanda, tecnología, etc.) y aquellas otras que a las dificultades le agrega la aleatoriedad física como la que caracteriza a los recursos hidroeléctricos, que ayuda a aplicar los criterios desarrollados por Adelman en los años setenta y los autores anteriormente mencionados en 1994.

De la comparación que se puede hacer entre las variables explicativas propias de la teoría de las opciones, de un yacimiento petrolero/gas y una central hidroeléctrica, estas últimas con similar aleatoriedad

(contingencia), se deduce en el Cuadro 1.

De la lectura del cuadro se comprueba la posibilidad de extender la teoría de las opciones a la generación térmica por analogía de tratamiento con los combustibles y los aprovechamientos hidroeléctricos por su alta aleatoriedad hídrica.

Por tanto, ¿cuál es el precio del kWh hidroeléctrico bajo las condiciones aleatorias de los años hidráulicos buenos, normales y malos? Si asumimos que la tasa de retorno para la generación hidro sigue un proceso Browniano: $dV = (u - \delta)V dt + \sigma V dz$ en donde u es la tasa de retorno con riesgo incluido; δ es la tasa de pago de una unidad producida; V es el valor unitario de un proyecto nuevo en desarrollo y Vdz que resulta el conocido incremento proveniente de un proceso Wiener multiplicado por el desvío standard, que es igual a

$$\delta = \omega (\pi_t - V_t) V_t$$

mientras que, para un recurso no renovable (gas), la tasa de declinación del pozo es el porcentaje de los años estimados de maduración hasta la extinción de la reserva. Este ω que teóricamente tiende a infinito, por tratarse de un recurso renovable (hidroelectricidad), sería de 0,02 (2%). π_t es la utilidad después del impuesto de la producción y venta de un bbl ó MWh.

Estos análisis permiten señalar de qué forma se recompone la renta eléctrica tomando como referencia máxima la petrolera. El cuadro 2 ilustra de la forma más elocuente lo mencionado.

Las conclusiones escapan del análisis que estamos realizando. Llama la

atención la rapidez manifestada por el sector eléctrico para recomponer la renta, que inclusive supera la petrolera y cómo irá incrementándose con mejoras tecnológicas. Además resulta viable la **EBY** ante la hipótesis de no incorporar los **stranded costs**.

La riqueza analítica que brinda este cuadro tiende al desarrollo de la teoría de la renta en su vinculación con los commodities del sector y su relación con la teoría de las opciones y los rendimientos por conveniencia. Pero, reiteramos, escapa al objetivo central del presente análisis. No obstante, los niveles de renta eléctrica estarían mostrando un nivel actual del 39,5% cercano al de la industria petrolera; una captación del 51,7% para el mediano plazo, producto de una mejora tecnológica y una sorprendente central hidroeléctrica como la Yacyretá de Argentina que demuestra para las dos alternativas las bondades del proyecto, que supera al resto del sector en el 64,1%.

Con este análisis se estaría en condiciones de seguir avanzando en la ejecución de una primera etapa del lanzamiento de "calls" para nuevas inversiones.

Paddock, Siegel y Smith (1988) precisan cómo el uso del Valor Neto Presente conduce a una subvaluación y la necesidad de analizar **media a la reversión** y cualquier otra variable sensible vinculada a los precios, que contribuya a mejorar la solución. Ahora, si el análisis lo hacen los consumidores o inversionistas siempre sobre la base del VNP, tratarán de usar las tasas de descuento más altas. 

Cuadro 1

OPCION CALL	RESERVAS A DESARROLLAR	HIDROELECTRICIDAD		GENERACION TERMICA
		OF < 20%	OF > 50%	
PRECIO kWh 10*6 BTU	DESARROLLO RESERVAS	>RENTA	<RENTA	SPOT
PRECIO STRIKE	COSTO DESARROLLO	COSTO ALEATOR.	COSTO ALEATOR.	CaT CaF
MADURACION	INDETERM.	INDETERM.	INDETERM.	IDEM
VOLATILIDAD	S/RESERV.	S/ RESERV.	S/ RESERV	SI
RENDIMIENTO	Y NETO - DEPL	INGRESO NETO MARGINAL		SI

OF < 20%: Oferta hidroeléctrica menor al 20% de la oferta eléctrica total.

OF>50%: Oferta hidroeléctrica mayor al 50% de la oferta eléctrica total.

CaT: Contrato a Término.

CaF: Contrato a Futuro.

S/RESERV.: Según Reservas.

Y NETO-DEPL: Ingreso Neto menos Depletion.

Cuadro 2

	PETROLEO Y GAS	S.I.N.	CICLO COMBINADO %	YACYRETA CON SC	SIN SC
COSTOS	20,0	28,3	16,1	3,7	25,3
IMPUESTOS	34,0	32,2	32,2	32,2	32,2
RENTABILIDAD	46,0	39,5	51,7	64,1	42,5
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

S.I.N. Sistema Interconectado Nacional

S.C. Standard Cost.

¹ Dixit A.—Pindyck R. "Investment Under Uncertainty" Princeton University - 1994. Texto de base para el desarrollo metodológico de aplicación en la energía eléctrica y gas.

* Vicente De Lelis, ingeniero-economista, argentino, especializado en ingeniería financiera y matemática, consultor internacional.

** Héctor Ferro, Asesor del Secretario de Energía de Argentina, consultor internacional.



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA
LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

ECUADOR:
a land of opportunities

Energy. Magazine

Year 21, number 1, April-May-June 1997



**The SIEE®: an
information system
to support energy
development**

**Investment
decisions under
conditions of
uncertainty**

**Sustainability as a
development
objective**

**Energy
news**

**Calendar
of events**

Investment Decisions under Conditions of Uncertainty

Vicente De Lellis* and Héctor Ferro**

The present analysis focuses on the needs, repeatedly formulated, of the energy sector; especially the electric power sector, for a reliable methodology to help it determine whether it is advisable or not to make an investment, to postpone this investment or not, and to estimate the degree of **uncertainty** contained in each one of the explanatory variables (prices, demands, rates, etc.), which would enable the maximum benefits to be obtained at the lowest risk. ¹

Regarding this, there are two types of problems to be resolved. One is of primary importance and involves the decision to define an investment opportunity, whereas the other involves the conceptual and highly conflicting problem of differentiating the classical technical-economic analysis based on the marginal cost pricing theory from financial investment management which, in its search for maximum return (profit), is not necessarily achieved with the marginal cost pricing theory.

Current experiences in California-Oregon (COB) and Palo Verde in the United States, in the Scandinavian countries, in New Zealand, and in CAMMESA suggest the advisability of implementing an **auction** system that would enable suppliers (generators) and demanders (distributors, large users, etc.) who should be tackling the contingency

to confront each other and not necessarily be guided by economic optimums, thus reaching spot prices that could be below US\$20 per MWh.

The traditional theory of net present value (NPV) that has been taught up to now may be leading us to take unwise decisions. The reason is very simple: its rules have ignored the concepts of **irreversibility** and the **option to postpone an investment**. As a result of this, the Marshallian proposal of company expansion when prices are above average long-term costs or curtailment of company activities when prices are below average long-term costs is being questioned.

We are going to skip the analysis that, as professionals, we could carry out, in order to obtain a methodological scheme with a concrete application

in the energy sector on the basis of the new approach, which is supported by nonconventional criteria aimed at energy planning, as well as to start testing the new responses that economic globalization currently demands.

An investment has three characteristics:

- it is either a partially or a totally irreversible decision;

- its future involves a very high degree of *uncertainty*; and
- *time* turns out to be another important variable.

The traditional model has been up to now highly sensitive to interest and discount rates, although the volatility of cash flows, as a paradigm of uncertainty, indicates that the problem to be solved is much more complex.

To date, net present value (NPV), with its convincing reductionist approach, has been the basis for the analysis of the neoclassical investment theory, applying the principle of investing until the marginal unit is equal to its cost. Some investments are in keeping with the principles of *reversibility* (recovery of expenditures and an understanding that the situation can worsen, thus increasing costs) and of *irreversibility*, with the possibility of jeopardizing the investment.

A company, faced with the possibility of investing, in reality is placing itself in the shoes of the buyer of an option similar to a call, that is, it is entitled but not obliged to purchase an asset (financial, thermal and/or hydropower station, etc.).

When a company makes an irreversible investment, it is exercising its option to invest. This amount of lost option is a partial opportunity cost that should be incorporated into the investment cost. Because of the high subjectivity implicit in NPV, the company, in order to demonstrate the high profits of the project, seeks rates of return that are three or four times the capital cost. Summers (1987), in a study, records rates that fluctuate between 8% and 30%, with an average of 17%. Dertouzas (1990) says that a high rate for investments under systemic

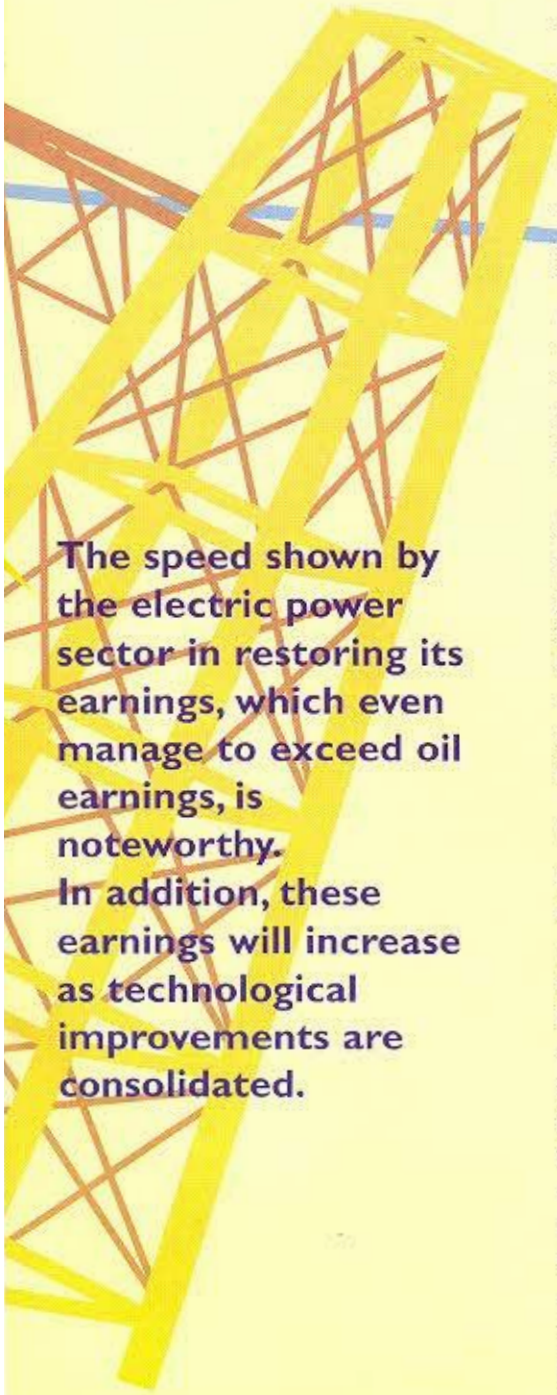
risk will surpass the rate without risk but not under the conditions proposed by many companies which merely try to demonstrate the exceptional result of making such an investment.

When we said that the investment opportunity under a condition of irreversibility is similar to a call option, it is like an entitlement that the holder has for a limited amount of time to pay a fixed price and receive a definite asset (capital share on a power station, gas reservoir, etc.). When the option is exercised, it becomes an irreversible operation. Although the asset can be sold to another investor, the option cannot be reverted nor the money returned when exercising it. Once again, the asset can be resold to another company, but the investment is irreversible. Like the call option, the investment is valuable because the future value of the asset (investment) is uncertain.

If the asset grows in value, the net payment to be received will also grow. If the value declines, the company does not need to invest and will lose what it spent to have the opportunity of investing.

THE DECISION TO INVEST OR TO WAIT

The model on which we will conduct the analysis focuses on the above, that is, investments under conditions of irreversibility. The decision to invest now or to wait will depend on the specific parameters that we incorporate into the model, that is, the analysis of uncertainty which will determine the avoided risk for delaying the investment and the discount rate which measures, as we know, the relative importance of future versus present.



The speed shown by the electric power sector in restoring its earnings, which even manage to exceed oil earnings, is noteworthy. In addition, these earnings will increase as technological improvements are consolidated.

Normally, variants are based on the baseline example. The investment analysis can be enlarged for three periods in a tree-shaped scheme, simulated with rising and declining prices. This analysis enables us to obtain a preliminary value of the options. Afterwards, the uncertainty linked to project costs, as well as interest and discount rates, linked to future earnings, will have to be examined.

The opportunity cost of the option to invest is an important component in the company's decision. The value of the option increases with the sunk cost of the investment and with the increasing uncertainty of future prices. Now, the value of the option is not largely affected if the company covers the risk in futures or forward markets. With the analysis of future costs, the costs are studied in terms of volatility or existing uncertainty. It may turn out that the orthodox NPV is somewhat negative although it may nevertheless be advisable to start up the project.

The incorporation of the concept of stochastic processes will allow us to link the dynamics of explanatory variables with uncertainty processes. Managing uncertainty means working with the distribution of probabilities and not with NPV. The option can be exercised with profits (*in the money*) when the value of the asset is above the price (exercise price). The option manages to be *in the money* if the company exercises it so that the loss makes the value drop. Only when the value of the assets grows sufficiently above the established price (exercise price), is the option *deep in the money*, which when exercised achieves the optimal value.

When conducting the analysis from the *Tobin's q* factor perspective, the value of an asset is measured as the expected NPV of the expected cash

flow, and, as we recall, the criterion is to invest when $I < q$, the rate of return will be two or three times the rate considered normal and taken as a reference by the company to exercise its option and make the investment.

On the basis of the above, it is understood why the rate of interest can exert little impact on investments and the cost of capital opportunity can and should be surpassed by the internal rate of return but without taking into account the reference given by the *appreciation model* of the asset (investment) known as *CAPM*.

It should be kept in mind that, in view of the possibility of eliminating the uncertainty, that is, to work exclusively with systemic risk, the criterion that the company will continue to invest until the marginal profit linked to the marginal investment equals capital cost remains valid.

In the case of call options, the price of kWh (underlying asset), the option displays a geometric Brownian stochastic behavior as follows:

$$dP = a P dt + r P dz$$

where **P** is the profit, **a** the rate of growth of the expected value of electricity, **dz** the increase produced under a Wiener process, and **r** the standard deviation. But what is to be maximized is the function:

$$F(V) = \max E (V - I) e^{-rT}$$

where **F(V)** is the value of option to be invested and the idea is to maximize the present value, **E** is the expectation of the expected value, **T** is the unknown time in the future when the investment is made, and **r** the discount rate. **V - I** is the payoff linked to the investment.

It is important to stop at this point as the difference between the discount rate obtained from the CAPM (model of appreciation) and the expected value of the growth of electricity or other energy leads to a rate differential that is defined technically as the net **marginal advisable return** or the short-term rate of return obtained by the commodity (electricity) being analyzed.

If the price of the commodity records a geometric Brownian conduct, one production unit (kWh, \$, bbl, etc.) can be calculated as the sum of European call options, provided that operating costs remain constant.

This summary description demonstrates how the options theory functions and improves methodologically the classical theory of net present value (NPV), removing the strongest constraint that the latter presents in the concept of **irreversibility** of results.

In order to tackle the problem of *electric power*, we believe it is advisable to divide the problem in investments with contingencies (volatilities) inherent to the majority of commodities (prices, demand, technology, etc.) and other contingencies to which, in addition to these problems, must be added physical randomness, such as the one that characterizes hydropower resources, which enables us to apply the criteria developed by Adelman in the seventies and by the above-mentioned authors in 1994.

On the basis of the comparison that can be made between the explanatory variables inherent to the options theory, in an oil/gas reservoir and a hydropower station, with similar randomness

(contingency), we will obtain the data indicated in Table 1.

The table confirms the possibility of extending the theory of options to thermal generation by analogy with the treatment of fuels and hydropower developments due to their high hydro randomness.

Therefore, what is the price of hydropower kWh under random conditions of good, normal, and bad hydro years? Let us assume that the rate of return for hydrogeneration follows a Brownian process:

$$dV = (u - \delta) V dt + \sigma V dz$$

where u is the rate of return with risk included, δ is the payment rate of one production unit, V is the unit value of a new project being developed, and $V dz$ turns out to be the known increase stemming from a Wiener process multiplied by the standard deviation, which is equal to:

$$\delta = \omega (\pi_t - V_t) V_t$$

For a nonrenewable resource (gas), the rate of decline of the well is the percentage of the estimated years of maturity until the depletion of the reserve. This ω which theoretically tends to infinity, since it is a renewable resource (hydropower), would be 0.02 (2%). π_t is the profit after production tax and sale of a bbl or MWh.

These analyses enable us to calculate how electricity earnings are restored, taking as a maximum reference oil earnings. Table 2 turns out to be most the eloquent sample.

A large amount of conclusions, which have nothing to do with the main objective of the analysis we are now carrying out, can be drawn from Table 2. The speed shown by

the electric power sector in restoring its earnings, which even manage to exceed oil earnings, is noteworthy. In addition, these earnings will increase as technological improvements are consolidated. The EBY, confronted with the hypothesis of not incorporating *stranded costs*, turns out to be viable.

The analytical wealth of Table 2 leads to the development of the income theory in its relationship with the sector's commodities and its relationship with the theory of options and advisable returns, but, we repeat, this is not part of the objective of the present analysis. Nevertheless, electric power earnings are recording a current rate of 39.5%, close to that of the oil industry, and earnings of 51.7% over the medium term, as a result of technological improvements. Surprisingly, Yacyretá, for the two alternatives, demonstrates the benefits of the project, surpassing the rest of the sector with 64.1%.

On the basis of this analysis, the conditions would be laid to continue in the implementation of a preliminary stage of call announcements for new investments.


Paddock, Siegel, and Smith (1988) show how the use of net present value leads to an under-valuation and underscore the need to analyze the *reversal average* and any other sensitive variable linked to prices that contributes to improving the solution. Now, if the analysis is conducted by consumers or investors, always on the basis of NPV, they will try to use the highest discount rates. 

Table 1

Call Option	Reserves to be Developed	Hydropower		Thermal Generation
		Supply < 20%	Supply > 50%	
Price kWh 10*6 BTU	Development of reserves	> earnings	< earnings	Spot
Strike price	Development cost	Random cost	Random cost	CaT CaF
Maturity	Indeterminate	Indeterminate	Indeterminate	idem.
Volatility	According to reserves	According to reserves	According to reserves	Yes
Return	Net income less depletion	Net marginal income		Yes

Supply < 20%: Hydropower supply less than 20% of total electric power supply

Supply > 50%: Hydropower supply greater than 50% of total electric power supply

CaT: Term contract

CaF: Future contract

Table 2

	Oil and gas	SIN	Combined cycle %	Yacyretá	
				With SC	Without SC
Costs	20.0	28.3	16.1	3.7	25.3
Taxes	34.0	32.2	32.2	32.2	32.2
Profitability	46.0	39.5	51.7	64.1	42.5
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

SIN: National Interconnected System

SC: Stranded cost

Notes

I. A. Dixit and R. Pindyck, *Investment under Uncertainty*, Princeton University, 1994. Basic textbook for the methodological development of the application in electricity and gas.

* Vicente De Lellis, Argentine engineer and economist, international consultant specializing in financial and mathematical engineering.

** Héctor Ferro, Advisor to the Secretary of Energy of Argentina and international consultant.