KAIROS. **Revista de Temas Sociales.**
ISSN 1514-9331. URL: http://www.revistakairos.org
Proyecto Culturas Juveniles
Publicación de la Universidad Nacional de San Luís
Año 16. Nº 30. Noviembre de 2012

La Economía de la Energía

Una Introducción Teórica al Análisis Costo-Beneficio y a la Asignación Eficiente de los Recursos

Darío Ezequiel Díaz[1]

Resumen

El presente paper tiene como objetivo exponer la teoría elemental de la asignación de recursos económicos en las industrias de combustibles intensivos en capital, con énfasis en la naturaleza del análisis costo-beneficio de las decisiones de inversión de los combustibles, y las consiguientes implicaciones para la fijación de precios eficientes de mercado. Los tópicos incluyen la naturaleza del costo marginal a corto y a largo plazo de la oferta energética, el proceso en la toma de decisión para la inversión, y el diseño de los mecanismos para fijar precios eficientes en industrias donde el almacenamiento del producto es muy costoso y en industrias donde la entrega del mismo a través de redes difieren de la actividad económica tradicional.

Clasificación JEL: Q40; D61

Palabras clave*:* economía de la energía, asignación eficiente, análisis costo-beneficios, fijación de precios

Abstract

This paper aims to present the elementary theory of the allocation of economic resources in the industries of capital-intensive fuels, with emphasis on the nature of cost-benefit analysis of investment decisions of fuels and the consequent implications for efficient pricing market. Topics include the nature of the marginal cost of short and long term energy supply, the process in making investment decision, and the design of efficient pricing mechanisms in industries where product storage is very expensive and in industries where its delivery over networks differ from traditional economic activity.

JEL Classification: Q40; D61

Keywords: economics of energy, efficient assignment, cost-benefit analysis, pricing

[1] Candidato a Doctor en Ciencias Económicas con Mención en Economía (UNC)
Email: dariodiaz10@gmail.com

I. Introducción

Está convencionalmente aceptada en la literatura especializada [(Georgescu-Roegen, 1976); (Sweeney, 2002); (Alam, 2005)], que la economía de la energía estudia la utilización de los recursos y productos energéticos. En la terminología de las ciencias físicas, la energía es la capacidad para hacer un trabajo. En la terminología económica, la energía incluye todos los productos y recursos energéticos, materias primas o insumos que incorporan importantes cantidades de energía física para ofrecer la posibilidad de realizar un trabajo. Los productos de la energía (por ejemplo, gasolina, combustible diesel, gas natural, propano, carbón o electricidad) se pueden utilizar para proporcionar servicios de energía para las actividades humanas, tales como la iluminación, calefacción, agua caliente, cocina, fuerza motriz y la actividad electrónica. Los recursos energéticos (por ejemplo, petróleo crudo, gas natural, carbón, biomasa, hidráulica, uranio, viento, luz solar, geotérmica) pueden ser aprovechados para producir productos energéticos. La economía de la energía estudia las fuerzas que conducen los agentes económicos (empresas, individuos, gobiernos) para el suministro de recursos energéticos, conversión de los mismos en otras formas de energía útil, transporte a los usuarios para su utilización, y la disposición de los residuos. Estudia los roles alternativos al mercado y de las estructuras reguladoras de estas actividades, y los impactos económicos en eficiencia y distribución.

Sin embargo, de acuerdo a Weyman-Jones (1987), en realidad no existe una disciplina llamada "economía de la energía", puesto que la energía no es un bien que pueda ser vendida ni comprada en el mercado. Sin embargo, los combustibles individuales (electricidad primaria y secundaria, el gas natural, el carbón, petróleo) pueden comercializarse.[2] Por lo que la "economía de la energía" es en realidad la economía de los mercados de combustibles, y se utiliza por conveniencia para representar a todos los conceptos económicos útiles que surgen cuando se estudian los diferentes combustibles.

Una línea de investigación de la economía de la energía es la asignación óptima de recursos, que se incluye en mayor medida dentro de la economía normativa que en la positiva. De todos modos, un enfoque de economía normativa puede ser útil para comprender los resultados del mercado. Esto se debe a que un mercado competitivo imitará la asignación de recursos que se logra en un modelo de maximización del bienestar. Una manera útil de simular el comportamiento de un equilibrio en el mercado competitivo es caracterizar al equilibrio a través de un análisis de bienestar. (Mas-Colell et al. 1995, pp. 630-31). Entonces, el análisis de costo-beneficios es una construcción útil puesto que es conveniente describir un camino hacia la asignación óptima de recursos. De hecho, un análisis de costos-beneficios tiene una propiedad fuerte: el enfoque de la economía tradicional respecto a la asignación óptima eficiente, el criterio de Pareto, es incapaz de ofrecer recomendaciones de política cuando existen tanto perdedores como ganadores a partir de un cambio de política.

[2] En este contexto, la electricidad primaria incluye a las fuentes renovables y a la energía nuclear.

KAIROS. **Revista de Temas Sociales.**
ISSN 1514-9331. URL: http://www.revistakairos.org
Proyecto Culturas Juveniles
Publicación de la Universidad Nacional de San Luís
Año 16. Nº 30. Noviembre de 2012

El presente paper tiene como objetivo exponer la teoría elemental de la asignación de recursos económicos en las industrias de combustibles intensivos en capital, con énfasis en la naturaleza del análisis costo-beneficio de las decisiones de inversión de los combustibles, y las consiguientes implicaciones para la fijación de precios eficientes de mercado. Los tópicos incluyen la naturaleza del costo marginal a corto y a largo plazo de la oferta energética, el proceso en la toma de decisión para la inversión, y el diseño de los mecanismos para fijar precios eficientes en industrias donde el almacenamiento del producto es muy costoso y en industrias donde la entrega del mismo a través de redes difieren de la actividad económica tradicional.

II. El Análisis Costo Beneficio y la Estructura de Mercado

Una herramienta fundamental del análisis costo-beneficio es la curva de demanda individual del consumidor que expresa la cantidad demandad de algún bien (mercancía o servicio) como una función negativa de su precio: $q = q\ (p);\ q'\ (p) < 0$ (1)

Esta expresión matemática se ilustra a la izquierda del siguiente gráfico n° 1, para un consumidor denominado: j.

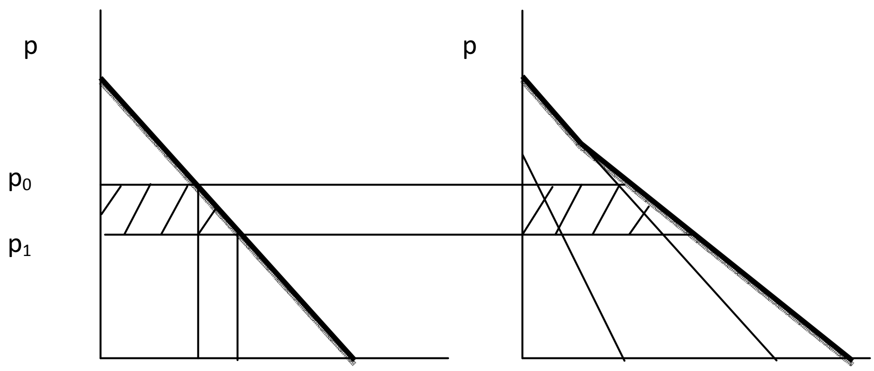
Excedente del consumidor:

$$\int_{p0}^{p1} qj\,(p)\,dp$$

Curva de demanda de mercado.

Excedente agregado del consumidor:

$$\sum_{j=1}^{z} \int_{p0}^{p1} qj(p)\,dp - \int_{pn}^{p1} Q\,(p)\,dp$$



$$\sum_{j=1}^{2} qj = Q$$

Gráfico N° 1. Excedente individual y agregado del consumidor

En el gráfico, el precio cae de p_0 a p_1 y la cantidad demandada se incrementa de q_j^0 a q_j^1. La curva de demanda expresa la disposición a pagar del consumidor para diferentes unidades de bienes, siendo la misma cada vez menor para unidades adicionales a medida que se incrementa el consumo. El área de la izquierda de la curva de demanda pero por encima del precio actual se encuentra el denominado "excedente del consumidor", y consiste en la disposición a pagar para muchas unidades de un bien menos la cantidad actualmente pagada por esas unidades, utilizando la definición tradicional de Marshall.

Cuando el precio de un bien cae, el consumidor obtiene un excedente. En el gráfico n°1 (a la izquierda del panel) tenemos:

$$CS_j = \int_{p''}^{p'} q_j\,(p)\,dp \qquad (2)$$

Hay que tener en cuenta que esta expresión se mide en cantidad de dinero. Además se puede obtener dicha medición a partir de una función de demanda estimada empíricamente.

Si la función de demanda compensada ha sido medida, una definición alternativa es la siguiente: el excedente del consumidor es la cantidad de ingreso real que un consumidor tendría que pagar luego de una caída en el precio para mantener su utilidad (si el precio no hubiese caído).

Para arribar a la curva de demanda de mercado para un bien, se debe sumar horizontalmente las curvas de demanda individuales de las diferentes personas u hogares (j):

$$Q(p) = \sum_1^J q_j\,(p) \qquad (3)$$

La suma horizontal se ilustra del lado derecho del panel del gráfico n° 1, y es requerido cuando el consumo de bien en cuestión por la persona 1 reduce la cantidad disponible para la persona 2. Tales bienes (la mayoría) se llaman "bienes privados".

El área izquierda de la curva de demanda de mercado y por encima del precio que se cobra, es el excedente del consumidor agregado proveniente del consumo del bien en el precio de mercado, p*:

$$CS = \int_{p*}^{\infty} Q\,(p)\,dp \qquad (4)$$

Esto es interpretado como una parte de los beneficios brutos de la oferta del bien en el precio p* y es la medida universal del bienestar del consumidor agregado. Representa la suma de todas las medidas del excedente del consumidor de las variaciones compensatorias de las personas.

El ingreso del oferente es: *p Q*, y el costo de oferta de un bien está dado por la *función de costos*:

$C = C\,(Q);\;\; C'\,(Q) \equiv$ Costo Marginal *(MC)* > 0.

El costo marginal representa el cambio en el costo total que se observaría si el nivel del output se modifica en una unidad. El excedente del productor agregado es la otra parte de los beneficios brutos de la oferta del bien, y es el área izquierda de la curva de oferta y por debajo del precio cobrado del bien. La curva de oferta de un bien para un mercado es la suma horizontal de las curvas de costo marginal de las empresas individuales por lo que el excedente del productor π es:

$$\pi = p\,Q\,(p) - C\,[Q\,(p)]. \qquad (5)$$

Entonces, el bienestar económico neto *W (p*)* de la oferta del bien al precio p*, es la suma no ponderada del excedente del consumidor agregado *(CS)* y el excedente del productor agregado π:

$$W(p) = CS + \pi = \left[\int_{p^*}^{\infty} Q(p)\,dp\right] + \{p * Q(p) - C[Q(p)]\} \qquad (6)$$

El análisis costo-beneficio de la política microeconómica requiere la elección de *p** para maximizar este objetivo con la condición de primer orden que depende de la pendiente de la curva de demanda agregada, $\frac{dQ}{dp}$ = Q' (p):

$$\frac{dW}{dp} = \left(\frac{dCS}{dp}\right) + \left(\frac{d\pi}{dp}\right) = [-Q(p^*)] + \{Q(p^*) + [p^* - C'(Q)]Q'(p^*)\} = 0, \qquad (7)$$

y simplificando

$$\frac{dW}{dp} = \left(p - \frac{dC}{dQ}\right)\frac{dQ}{dp} = (p - MC)\frac{dQ}{dp} = 0, \qquad (8)$$

Que requiere que el precio iguale al costo marginal: p* = C' (Q). Esto coincide con la condición para un óptimo de Pareto, pero permite que los ganadores se beneficien lo suficiente para compensar a los perdedores[3], por lo que es únicamente consistente con el criterio de Pareto potencial; es decir, el análisis de costo-beneficio básico. A su vez, esto conduce a la predicción de que un mercado lo suficientemente competitivo elegirá el comportamiento socialmente óptimo a partir del establecimiento del costo marginal. El problema de la regulación económica es si se puede esperar que un determinado mercado sea lo suficientemente competitivo. Como se muestra arriba, la función de bienestar social estándar adoptada para las decisiones de política económica energética se basa en el excedente del consumidor y del productor sin ponderar. Para la política energética que lleva cambios discretos, una útil aproximación del cambio consecuente del bienestar es:

$$\Delta W = \frac{1}{2}(p - MC)\Delta Q \qquad (9)$$

Es claro que una condición necesaria para que la política sea deseable de acuerdo al criterio potencial de Pareto es que después del cambio de política no haya ganancias de bienestar, ∆W = 0. En otras

[3]No existe ningún supuesto de que la compensación se pague realmente, de lo contrario, el criterio de Pareto se estaría satisfaciendo.

palabras, el precio debe igualar al costo marginal. Pero, ¿Quiénes consiguen ventajas y quienes no, cuando hay un cambio de política? El análisis de costo-beneficio convencional no pondera las ganancias de manera diferente, pero sí lo hace para reflejar las preferencias sociales para un grupo de la sociedad en relación a otra.

¿Qué sucede cuando existen altos costos fijos en la construcción de una empresa eléctrica, por ejemplo, en la instalación de una red de distribución donde el costo total es C = F + *c* Q?

Esto se ilustra en el gráfico n° 2, donde el costo medio se encuentra por encima del costo marginal ya que la función de costos fijos nunca está totalmente ausente, con independencia del volumen del output. Fijar el precio igual al costo marginal en el nivel output Q* óptimo nos conduce a pérdidas, y en consecuencia, la empresa no ingresará en la industria para ofrecer el bien, a pesar del hecho de que en todo output por debajo de *Q**, la disposición a pagar exceda al costo total (incluyendo los costos fijos) de ofrecer el producto.

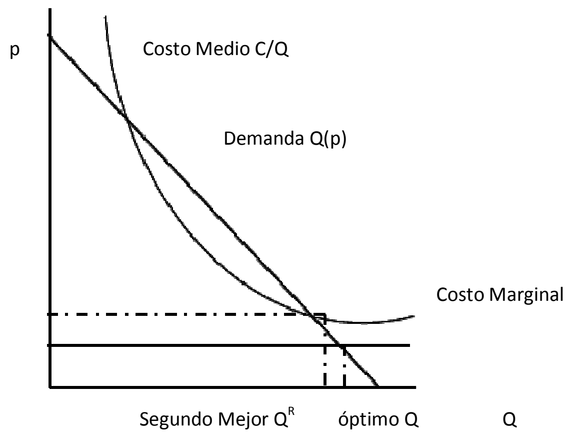


Gráfico n°2. Asignaciones "primer y segundo mejor" para el monopolio natural

Si fijamos el precio igual al costo medio, entonces un ejemplo típico de una idea más general es la determinación del precio Ramsey. El resultado "segundo mejor" Q^R (p^R) es la solución al problema:

$$maxW(p) = CS + \pi = \left[\int_{p^*}^{\infty} Q(p)\,dp\right] + \{p^* Q(p) - C[Q(p)]\}, \quad (10)$$

Tal que:

$$p^* Q(p) - C[Q(p)] \geq 0.$$

Puesto que se pondera igual al excedente del productor y del consumidor, el bienestar social mejora para toda caída en el precio que otorga una transferencia monetaria del productor al consumidor hasta que la restricción se satisface. Entonces, el precio más bajo con una ganancia de bienestar implícita de $\{p - C'[Q(p)]\}\, Q'(p)$ hasta $p^R = C[Q(p^R)/Q(p^R)]$.

III. La Tasa de Descuento Social en el Análisis Costo-Beneficio

El paso del tiempo es considerado como uno de los temas más importantes de una decisión económica. La tasa de descuento "i" mide la pérdida de los intereses en los flujos de efectivo que se perciben dentro de un año y por tanto no pueden ser invertidos hasta entonces. El procedimiento del análisis de los flujos de efectivo descontados se expresa con la siguiente fórmula estándar para el valor presente neto (VPN) (incluyendo tanto los flujos de efectivos positivos y negativos, donde cada flujo de efectivo se asume que ocurre al comienzo del año):

$$VPN = x_0 + \frac{x_1}{1+i} + \frac{x_2}{(1+i)^2} + \cdots + \frac{x_t}{(1+i)^t} + \cdots + \frac{x_T}{(1+i)^T} = \sum_{t=0}^{t=T} \frac{x_t}{(1+i)^{t}} \qquad (11)$$

Los proyectos con valor presente neto deben realizarse. Una versión útil de la fórmula del valor presente sucede cuando el flujo efectivo esperado es el mismo en todo año: $(x/i)[1-(1+i)^{-T}]$. Este es el valor presente neto de una anualidad.

¿Cuál es la opción apropiada para la tasa de descuento i en el análisis costo-beneficio? Hay dos soluciones sugeridas para la elección de la tasa de descuento social (SDR: *social discount rate*): la tasa de preferencia social temporal (STP: *social temporal preference*), y el costo de oportunidad social del capital (SOC: *social opportunity cost*).

Suponemos una función de bienestar social que dependa del nivel de consumo en diferentes periodos: $W = \phi(C_o, C_1, \ldots)$. Esto pondera los niveles de consumo total para la sociedad en cada período (*t*) (incluyendo la distribución entre individuos, *j*). Un ejemplo de esta función de bienestar social es:

$$W = \sum_t \sum_j \delta(t) U_j\left(C_{jt}\right) \qquad (12)$$

Donde:

$$U_j\left(C_{jt}\right) = \frac{1}{1-\eta} C_{jt}^{1-\eta} \qquad (13)$$

Si la sociedad se compone de una sola persona, *j* = 1, que se supone que tiene una utilidad marginal decreciente, entonces un ejemplo específico de la función de bienestar social sería:

$$W = 2\sqrt{C_0} + 2\sqrt{C_1} \qquad (14)$$

Este ejemplo es un caso especial correspondiente a $\delta(t) = 1$ y $\eta = \frac{1}{2}$. De manera más general, este es un ejemplo donde las generaciones presentes y futuras se ponderan exactamente igual a:

$$\delta(0) = \delta(1) = \cdots = \delta(t) = \cdots = 1 \qquad (15)$$

Observe que este ejemplo tiene la propiedad de que cuando el consumo presente y futuro es el mismo, el bienestar marginal social del consumo es el mismo, por lo que la tasa marginal de sustitución entre el consumo presente y futuro es la unidad. En consecuencia, en este caso las ponderaciones generacionales no afectarán la elección fundamental de la tasa de descuento social. El gráfico nº 3 ilustra este ejemplo mediante el uso de la propiedad de las rectas de 45º, y se puede observar que la preferencia de la sociedad por el consumo presente por encima del consumo futuro está representada por la pendiente de la curva de bienestar:

$$\frac{dC_1}{dC_0} = -\left[\frac{\left(\frac{\partial W}{\partial C_0}\right)}{\left(\frac{\partial W}{\partial C_1}\right)}\right] = -1 = -C_1/C_0 \Leftrightarrow C_1 = C_0 \qquad (16)$$

Otro ejemplo particular de la función de bienestar social corresponde a η = 1. En el trabajo de (Stern, 2006), sobre los aspectos económicos del cambio climático, dicha función es clave.

$$W = \sum_t \sum_j \delta(t) lnC_{jt} \qquad (17)$$

En el gráfico nº 4, la frontera de posibilidades del consumo representa la tasa de ingreso nacional real en el que el consumo presente se convierte en consumo futuro; es decir, la tasa de rendimiento del ahorro y la inversión.

Consideramos una deducción de esta frontera para dos períodos: t = 0 y t = 1, y se supone que la economía comienza con un stock de capital de K_0 con un máximo output disponible para el consumo de *f* (K). La restricción fundamental limita la suma del consumo total en los dos periodos al output total disponible del stock de capital. El capital del primer período, K_1, es igual al stock inicial más el ahorro realizado en el período 0. Se supone por el momento que el capital no se deprecia.

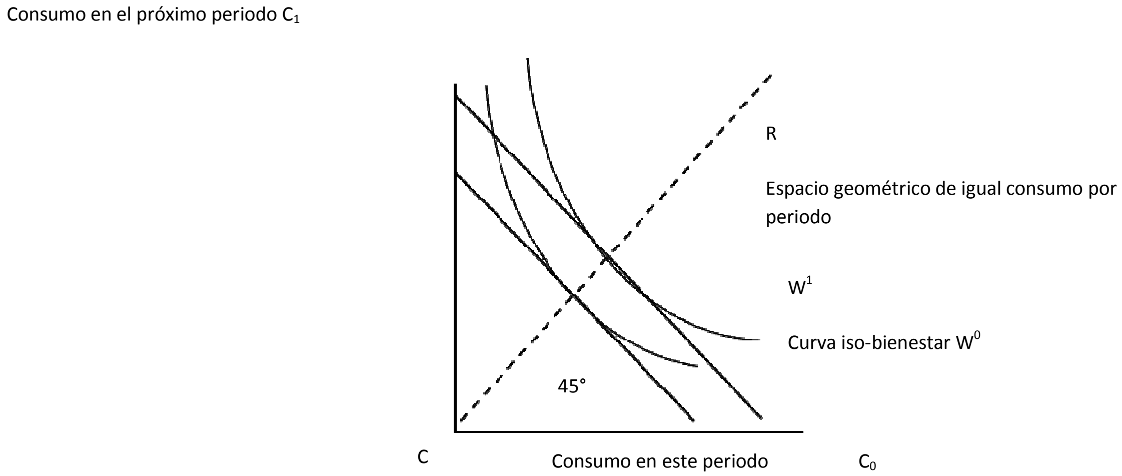


Gráfico nº3: Ponderaciones iguales de bienestar para el consumo actual y futuro

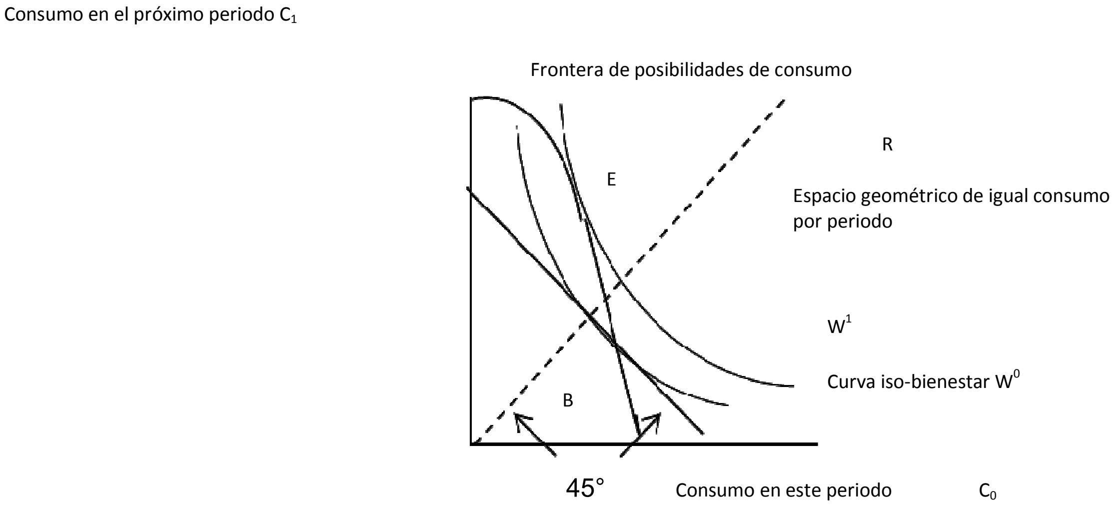


Gráfico nº 4: El Rendimiento marginal social positivo requiere un menor consumo en el período actual incluso cuando existen ponderaciones iguales de bienestar para el consumo actual y futuro.

El modelo de optimización restringido para la elección de la tasa social de descuento es:

$$maxW = \phi(C_0, C_1) \qquad (18)$$

s.t. $C_0 + C_1 = f(K_0) + f[K_0 + f(K_0) - C_0]$.

La función de Lagrange es:

$$L = \phi(C_0, C_1) + \lambda(C_0 + C_1 - \{f(K_0) + f[K_0 + f(K_0) - C_0]\}). \qquad (19)$$

Con las condiciones de primer orden:

$$\frac{\partial L}{\partial c_0} = \frac{\partial \phi}{\partial c_0} + \lambda[1 + f'(K_1)] = 0, \qquad (20)$$

$$\frac{\partial L}{\partial c_1} = \frac{\partial \phi}{\partial c_1} + \lambda = 0, \qquad (21)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = (C_0 + C_1 - \{f(K_0) + f[K_0 + f(K_0) - C_0]\}) = 0. \qquad (22)$$

Eliminando λ se logra la condición de tangencia:

$$\frac{\frac{\partial \phi}{\partial c_0}}{\frac{\partial \phi}{\partial c_1}} = [1 + f'(K_1)] \qquad (23)$$

Esto se muestra en el punto E en el gráfico n° 4, donde:

$$\frac{dc_1}{dc_0} = -\left[\left(\frac{\partial W}{\partial c_0}\right)/\left(\frac{\partial W}{\partial c_1}\right)\right] = -[1 + f'(K)] \Leftrightarrow C_1 > C_0. \qquad (24)$$

En general, por lo tanto, la tasa de descuento social sería diferente de cero, porque de lo contrario el producto marginal del capital se consideraría igual a cero. La implicación de descontar el futuro para reflejar el retorno positivo del capital se justifica porque la sociedad debe abstenerse de consumir hoy para construir capital para el futuro.

Reordenando la condición de equilibrio tenemos:

$$\frac{\frac{\partial \phi}{\partial c_0}}{\frac{\partial \phi}{\partial c_1}} = 1 + \left(\frac{\frac{\partial \phi}{\partial c_0} - \frac{\partial \phi}{\partial c_1}}{\frac{\partial \phi}{\partial c_1}}\right) = [1 + f'(K_1)]. \qquad (25)$$

El lado izquierdo puede desarrollarse:

$$1 + \left(\frac{\frac{\partial \phi}{\partial c_0} - \frac{\partial \phi}{\partial c_1}}{\frac{\partial \phi}{\partial c_1}}\right) = 1 + \left(\frac{\frac{\partial \phi}{\partial c_0} - \frac{\partial \phi}{\partial c_1}}{dc}\,\frac{c}{\frac{\partial \phi}{\partial c_1}}\,\frac{dc}{c}\right). \qquad (26)$$

Si asumimos que las ponderaciones del consumo inter-generacional son constantes en δ(t) = 1, entonces esta expresión que representa el lado izquierdo de la condición de equilibrio puede interpretarse como:

$$1 + \left(\frac{dMU}{dc}\frac{c}{MU}\frac{dc}{c}\right) = 1 + (\eta \Delta log C), \qquad (27)$$

Donde η es la elasticidad de la utilidad marginal del consumo:

$$\eta = \left(\frac{dMU}{dc}\right)\left(\frac{c}{MU}\right), \qquad (28)$$

y además, $\Delta logC$ es la tasa de crecimiento del consumo.

Sin embargo, por razones que se exploraron anteriormente en el contexto de Stern (2006), la teoría económica asume que las generaciones se ponderan de forma diferente, es decir, se presume una tasa positiva de preferencia temporal pura que resulta del descuento del bienestar de la población futura,

$$\delta(t) = 1/(1+\delta)^t. \qquad (29)$$

En este caso la función de bienestar social se escribiría de la forma:

$$W = U(C_0) + [U(C_1)/(1+\delta)] \qquad (30)$$

La pendiente de la curva de bienestar debe tomar en cuenta esta tasa inter-generacional de preferencia temporal pura, por lo que la tasa de preferencia temporal social se transforma:

$$-\frac{dC_1}{dC_0} = (1+\eta\Delta logC)(1+\delta) \approx (1+\delta+\eta\Delta logC). \qquad (31)$$

El lado derecho de la condición de equilibrio puede desarrollarse:

$$1 + f'(K)$$

$$= 1 + \{f'(K)[f(K)/K]K/f(K)\} = 1 + (\Delta logY/\Delta logK)(Y/K) = 1 + (\alpha Y/K). \qquad (32)$$

En esta expresión, $f(K) \equiv Y$ es el ingreso real que es producido por el stock de capital, y α es la elasticidad del ingreso nacional real con respecto al capital. La pendiente tangente común en E en el gráfico n°4 es el factor de descuento que se aplicará a las inversiones socialmente deseables:

$$1 + SDR = 1 + [\delta + \eta(\Delta logC)] = 1 + (\alpha Y/K), \qquad (33)$$

Es decir,

$$SDR = STP = SOC. \qquad (34)$$

El lado izquierdo de la condición de equilibrio básico es la tasa de preferencia social temporal, STP, mientras que el lado derecho es la tasa de costo de oportunidad social del capital, SOC.

Estimar este factor de descuento es problemático. Supongamos que la economía no es un equilibrio eficiente, pero lo es en un punto como el B en el gráfico n°4, donde la economía está sub-invirtiendo (es decir, consumiendo excesivamente) para el próximo año en comparación con el punto E. Aquí la tasa

STP, el lado izquierdo de la condición de equilibrio, está dada por la pendiente más plana de la curva de bienestar en comparación con la tasa SOC, el lado derecho de la condición de equilibrio, que está dada por la pendiente más pronunciada de la frontera de posibilidades de producción. Con cualquiera de estas dos tasas, el cálculo de la tasa de descuento social tendrá un error: cuando hay sub-inversión: STP < SDR < SOC.

Luego de hacer un breve repaso de los principales conceptos del análisis costo-beneficio, a continuación se desarrolla la teoría de la asignación óptima de recursos en la economía de la energía.

IV. El Costo Marginal y las Decisiones de Inversión en la Oferta Energética

El análisis de la aplicación del costo-beneficio en la economía de la energía fue realizado por primera vez por "Electricidad de Francia" en 1950 (ver Boiteux 1960). Con los trabajos de Turvey y Anderson (1977) y Rees (1984), dicha metodología de análisis se extendió en todo el mundo. Otras contribuciones teóricas importantes han sido realizadas por Crew y Kleindorfer (1979) (incertidumbre y fijación de precios), Littlechild (1970) (modelos de programación no lineal), Wenders (1976) (consecuencias sobre la programación de tarifas) y Bohn et al. (1983) (determinación de precios "spot" y "real-time"), entre otros.

El modelo básico requiere modificarse para tener en cuenta la producción energética intensiva en capital, la transmisión y distribución (Berrie, 1983; Stoft 2002). Una distinción principal es entre output y capacidad para producir output. Ambas son medidas en algunas unidades: electricidad = kilovatios-hora por hora (kilovatios); gas: termias por día; petróleo: barriles por día o toneladas por año; carbón: toneladas por año; renovables: toneladas equivalentes de petróleo por año (es decir, la cantidad de calor generado, que es equivalente a la cantidad generada por la combustión de una tonelada de petróleo).

Se asume que una unidad de planta y equipo se utiliza para producir una unidad de output, y que cuesta $ *c* por período para emplear esta planta. Alternativamente cuesta $*c* pagar por período los intereses del préstamo utilizado para comprar la planta. Una vez instalada, cuesta $*r* por período operar una unidad de planta que produce una unidad de output. Observe que *r* es el costo de funcionamiento o de operación de una unidad de producción de energía; *c* es el costo de capacidad de una unidad de producción de energía. El costo operativo es constante hasta el nivel de capacidad instalada, por lo que es infinita ya que no hay más capacidad disponible. El gráfico n°5 lo ilustra.

En este modelo:

$$SRMC = \begin{Bmatrix} r: demanda \leq capacidad \\ \infty: demanda > capacidad \end{Bmatrix} \qquad (35)$$

$$LRMC = r + c \qquad (36)$$

KAIROS. **Revista de Temas Sociales.**
ISSN 1514-9331. URL: http://www.revistakairos.org
Proyecto Culturas Juveniles
Publicación de la Universidad Nacional de San Luís
Año 16. Nº 30. Noviembre de 2012

La curva de *SRMC* (costo marginal a corto plazo) se desplaza a la derecha a mayor capacidad instalada, y siempre se intercepta con la LRMC (costo marginal a largo plazo) desde abajo, como se muestra en el gráfico n° 5.

La asignación óptima de recursos utilizando el análisis costo-beneficio requiere:

1. Fijar el precio, p=SRMC, para racionar la demanda a la capacidad, o sea, para aprovechar al máximo la capacidad de reserva, p=m, donde m es cualquier nivel SRMC que se intercepta con la curva de demanda.

2. Calcular el beneficio neto de alterar la capacidad e invertir hasta que el beneficio neto se haya agotado.

$$\Delta W = \frac{1}{2}(p - LRMC)\Delta q = \frac{1}{2}[m - (r + c)\Delta q = 0 \quad (37)$$

Este beneficio neto para un cambio discreto en la capacidad se muestra en el triángulo sombreado del excedente del consumidor y del productor en el gráfico n°5. En este punto:

$$p^* = SRMC = LRMC. \quad (38)$$

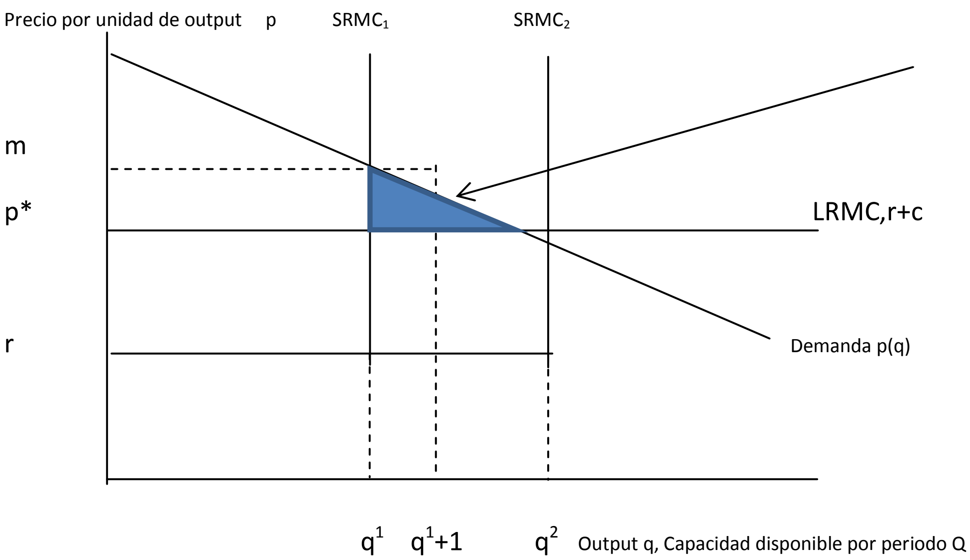


Gráfico n°5. Beneficio neto marginal de aumentar la capacidad en una unidad y por $\Delta Q = q^2 - q^1$ unidades en un único período.

Es conveniente trabajar en términos de un cambio unitario de la capacidad: $\Delta q = 1$ y en este caso el beneficio neto se ilustra en el gráfico n°5 en el rectángulo desigual de base igual a $q^1 + 1 - q^1$. El beneficio marginal neto de una unidad de capacidad es:

$$\frac{dW}{dp} = (p - LRMC)\left(\frac{dq}{dp}\right) = [m - (r + c)]\left(\frac{dq}{dp}\right) \qquad (39)$$

Ahora si consideramos una sola unidad de capacidad y suponemos que tiene una duración de T años. El valor presente neto de instalación de la unidad durante su vida es:

$$VPN = \sum_{t=0}^{t=T} \frac{[m-(r+c)]}{(1+i)^t}, \qquad (40)$$

Y la decisión óptima para invertir es si VPN > 0. Una expresión alternativa utiliza el costo total de instalación de una unida de capacidad en lugar del pago periódico:

$$VPN = -C + \sum_{t=0}^{t=T} \frac{(m-r)}{(1+i)^t} \qquad (41)$$

En la industria energética se acostumbra a escribir esta última ecuación inversamente, como el costo efectivo neto de capacidad (NEC):

$$NEC = C - \sum_{t=0}^{t=T} \frac{(m-r)}{(1+i)^t} \qquad (42)$$

Y se invierte si NEC < 0.

El NEC es el costo de instalar una unidad de capacidad menos los ahorros de tenerla proveniente del costo de oportunidad a lo largo de su vida y por lo tanto no tener que racionar la demanda. Los ingredientes requeridos son: i) predicción del precio de equilibrio de mercado de la energía hasta el año T; ii) la elección de la tasa de descuento; y iii) la predicción del costo operativo técnicamente eficiente de la capacidad hasta el año T.

Esto conduce a una controversia bien conocida. Si la demanda fluctúa o es incierta, entonces el precio SRMC puede transformarse en muy volátil y errática, y la política de inversión puede mostrar muchos cambios de dirección.

La teoría económica también propuso establecer el precio = LRMC todo el tiempo, y la utilización del racionamiento “sin precio” (non-price rationing) o bien el mantenimiento de la capacidad de abastecimiento para que coincida la demanda con la oferta.

Muchos análisis respecto a decisiones individuales de empresas de energía individuales y tecnología renovables toman el enfoque mercantil del inversor, pero no es claro cómo se comparan diferentes elecciones tecnológicas en este modelo. El criterio del valor presente neto se aplica a una planta individual pero si se consideran diferentes tipos de plantas seguramente tendrán éstas distintas vida útil. Una solución para la comparación de diferentes tipos de plantas utiliza un enfoque basado en sistemas que se discutirá más adelante. Otra solución a este problema de comparación que tiene el enfoque mercantil del inversor es utilizar los NECs anualizados para diferentes tecnologías (Rees 1973)[4]. Imagine que *s* = 1,…, *S* tecnologías diferentes, con diferentes vidas: *T*(s). Si se calcula el factor de anualidad para cada uno, es decir, la suma constante anual por el cual el valor presente es igual al NEC (o VPN) de la tecnología correspondiente, tenemos:

$$A\left\{C^s - \sum_{t=0}^{t=T(s)}[(m_t^s - r_t^s)/(1+i)^t]\right\} = (i \times NEC^s)/\left[1-(1+i)^{-T(s)}\right]. \qquad (43)$$

Observe que el valor apropiado para m_t^s varía con el tipo de capacidad que está siendo evaluada. Hay que elegir la tecnología con la menor anualidad NEC o la mayor anualidad VPN.

Otra aproximación utilizada en muchos estudios de inversión energética está basada en el costo descontado normalizado. El propósito es obtener un precio de la energía equivalente (expresado en términos de gas, electricidad o petróleo) para cada tecnología. Esto ignora implicaciones sistémicas, y en efecto trata a cada inversión en capacidad de forma separada como una mini-industria de auto-suministro. ¿Qué precio constante $\bar{p}$ a través del tiempo permitiría que una planta opere independientemente del punto de equilibrio?

$$\sum_{t=1}^{t=T(s)}\left[\bar{p}^s \frac{q_t^s}{(1+i)^t}\right] = C^s + \sum_{t=1}^{t=T(s)}\left[r_t^s \frac{q_t^s}{(1+i)^t}\right], \qquad (44)$$

Por lo que el costo descontado normalizado, LDC es:

$$\bar{p}^s = \frac{C^s + \sum_{t=1}^{t=T(s)}\left[r_t^s \frac{q_t^s}{(1+i)^t}\right]}{\sum_{t=1}^{t=T(s)}\left[\frac{q_t^s}{(1+i)^t}\right]} \qquad (45)$$

Que es, el valor presente de los costos a lo largo de toda su vida respecto al valor presente de la energía entregada a lo largo de toda su vida.

El gráfico n°5 se ha convertido en la herramienta de inversión más utilizado por los organismos reguladores y gobiernos, aunque no necesariamente por las empresas de energía. Por ejemplo, muchos estudios publicados respecto a los costos de generación eléctrica calculan LDC para diferentes tipos de plantas y luego recomiendan usar como base el menor LDC.

Existen varias objeciones a este método de evaluación de costos, a pesar de su uso fácil y aparente solidez financiera que lo hace muy popular:

1. La previsión de la energía se refiere a lo generado por la planta; no se considera a la demanda del sistema. Se asume que la planta mantendrá en gran medida su posición en el orden de méritos de los costos operativos relativos.

[4] Rees demuestra que es equivalente comparar el NEC de programas consecutivos de inversiones idénticas en las diferentes tecnologías donde los programas de inversión tienen un factor común de vida útil

2. El cálculo no tiene en cuenta la combinación de otros tipos de plantas en el sistema, y no calcula el ahorro de los costos de funcionamiento respecto a estos otros tipos de plantas.

3. El cálculo compara directamente plantas con diferentes vidas.

Todos estos factores hacen que LDC exprese lo que el precio promedio descontado de la electricidad mostraría en una situación hipotética en la que todo el sistema de generación de una empresa estuviese convertido en la planta en cuestión. LDC es lógicamente coherente como un cálculo contable, pero que sea relevante económicamente para la elección de la minimización de costos de la planta es otra cuestión.

V. La teoría del Peak-load Pricing

El análisis puede extenderse a varios períodos de demanda cuando la energía no se puede almacenar de un período a otro. La idea fundamental es que un período (día, semana, mes, año) se compone de un ciclo de subperíodos; cada uno con su curva de demanda propia. Por ejemplo, en la oferta eléctrica diaria, la demanda tiene dos subperíodos: una máxima durante el día y una mínima durante la noche. La demanda de gas fluctúa entre el verano y el invierno. En el gráfico nº 6 se asumen dos subperíodos de igual duración en cada ciclo, indicado con un superíndice 1 para la demanda fuera de punta y 2 para la demanda de pico o punta. La curva de demanda más baja (p^1 (q) correspondiente a los precios indicados p_0^1 y p_1^1) representa la demanda fuera de punta, y se encuentra totalmente por debajo de la curva de demanda más alta (p^2 (q) correspondiente a los precios indicados p_0^2 y p_1^2 que representan a la demanda de punta).

El aspecto crítico de la capacidad es que está disponible tanto para la demanda punta como para la demanda fuera de punta. Estas demandas no son rivales para la misma capacidad. Suele denominarse "la naturaleza del bien público de demanda máxima" y nos permite sumar las curvas de demanda para cada subperíodo de manera vertical, con el fin de obtener una demanda para la curva de capacidad del ciclo de subperíodos.

Una vez instalada la planta, cuesta $r por subperíodo para operar una unidad de planta para un subperíodo produciendo una unidad de output por subperiodo. La capacidad que produce una unidad de output en el ciclo completo incurre en $2r de costos operativos. La regla de inversión requiere que el precio = *LRMC* = *2r* + *c*, pero dicho precio para el ciclo es un concepto hipotético construido mediante la suma de las curvas verticales de demanda de punta y fuera de punta para representar a la demanda de la curva de capacidad: $p^1 (q) + p^2 (q)$. Ahora la regla para la fijación de precios requiere que la demanda se racione a la capacidad en cada subperíodo, mediante el cobro de un precio igual o mayor que el costo operativo, r.

$$p^1 = r + k_1 \qquad (46)$$

$$p^2 = r + k_2 \qquad (47)$$

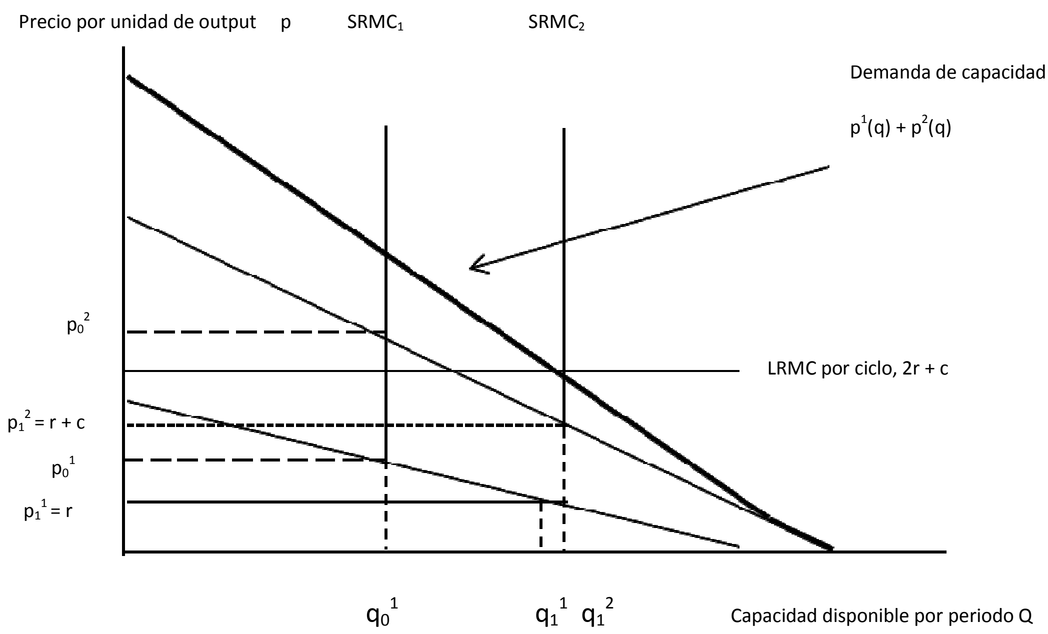


Gráfico nº 6. Determinación de los precios de punta y fuera de punta para dos períodos cuando la capacidad está por debajo del óptimo: $p_0^1 + p_0^2 > 2r + c$, y en el óptimo: $p_1^1 + p_1^2 = 2r + c$

La regla de inversión requiere que la suma vertical de los precios de punta y fuera de punta cubran *LRMC* = *2 r* + *c* para el ciclo de subperíodos:

$$p^1 + p^2 = (r + k_1) + (r + k_2) = 2r + c \Rightarrow k_1 + k_2 = c. \qquad (48)$$

Las propiedades generales de la solución están claras en el gráfico n°6. Se ilustran dos diferentes posiciones. Dada la curva $SRMC_0$ que es el límite superior de la capacidad, los precios que racionan la demanda a la capacidad son p_0^1en el período fuera de punta, y p_0^2 en el de punta. En este punto ambos precios exceden a los costos de operación, y la demanda de cada subperiodo hace una contribución a los costos de capacidad, el pago por capacidad (k_1 o k_2, con $k_2 > k_1$). Las distancias $p_0^1 - r$ y $p_0^2 - r$ representan los pagos por capacidad en el gráfico n°6 cuando la capacidad está limitada a lo largo $SRMC_0$. Sin embargo, $SRMC_0$ no es un resultado de equilibrio; hay un beneficio neto positivo para aumentar la capacidad, representada en el gráfico n°6 por el hecho de que la curva de demanda de capacidad sumada verticalmente p^1 (q) + p^2 (q) intercepta a *LRMC* más a la derecha del nivel de capacidad representado por $SRMC_1$. La disposición a pagar una unidad de capacidad extra excede al costo marginal de otra unidad de capacidad. Este beneficio neto es capturado por la ampliación de la capacidad hasta $p^1(q) + p^2(q) = 2r + c$, y en este nivel los precios que racionan la demanda a la capacidad son p_1^1 en el período fuera de punta, y p_1^2 en el de punta. El gráfico n°6 ilustra dos formas diferentes posibles para la recta de demanda y la distribución de los pagos por capacidad a través de los períodos. En el nivel de capacidad inicial representado por $SRMC_0$, tanto los precios fuera de punta y como los de punta exceden al costo operativo con el fin de racionar la demanda a la capacidad. Esto tiene el efecto de eliminar el pico de demanda real, por lo que la recta de carga resultante es plana con el mismo consumo de energía en ambos subperíodos: $q_0^1 = q_0^2$. Sin embargo, en este ejemplo, es la fuerza de la demanda de punta que genera la mayoría del beneficio neto positivo de la expansión de la capacidad. Cuando esto ha ocurrido, los precios óptimos son tales que todo el costo de capacidad es recuperado del período de punta: $p_1^2 = r + c$ mientras la curva de demanda fuera de punta cubre el sólo costo operativo: $p_1^1 = r$. Una consecuencia de esto es que la recta de carga ya no es plana y ocurre un pico en el consumo real: $q_1^1 < q_1^2$.

Otra manera útil de pensar la cuestión sería el siguiente. Si la única manera de satisfacer la demanda de punta es la construcción de más capacidad, la diferencia entre los precios de punta y fuera de punta debe ser igual a la disposición de pagar por más capacidad en el pico menos la disposición de pagar por más capacidad en el período fuera de punta: $k_2 - k_1 \leq c$.

VI. Un modelo simple de determinación de precios spot con y sin demanda aleatoria

Un importante modelo de mercados energéticos tales como el gas y la electricidad, es la determinación de los precios spots competitivos, donde el correspondiente equilibrio que maximiza el bienestar es analizado utilizando el análisis de programación no lineal Kuhn-Tucker. Una revisión más detallada de este tópico está contenido en Crew et al. (1995), quien, discute la problemática del modelado real.

$B(y_t)$ = es la función de beneficio agregado, asociado con la demanda de *y* en el período *t*

Asuma que el beneficio marginal de la electricidad en un nivel dado de consumo es su precio de mercado, $B'(y_t^*) = p_t$. El beneficio agregado podría ser el excedente del consumidor más el componente del ingreso del excedente del productor:

$$B(y_t) = \int_0^{y_t^*} p_t(y_t)dy_t, \qquad (49)$$

Es decir, el área debajo de la función inversa de demanda $p_t(y_t)$. El beneficio de bienestar neto es $B(y_t) - Costo$. Asuma que hay un valor finito para el beneficio agregado de la primera unidad de consumo: $B(0) = V^*$. Esto es tomado de la disposición a pagar para evitar pérdidas de consumo, y en términos del mercado energético se llama **Valor de la carga de energía perdida** (en inglés: *value of lost load*).

Se utilizarán las siguientes variables:

x_t es la carga producida en el período *t* que puede diferir de la demanda y_t,

q es la capacidad instalada para todos los períodos *t*=1…T,

e_t es el exceso de demanda sobre la carga de salida disponible en el período *t,* por lo que $e_t = y_t - x_t$; donde e_t es la variable aleatoria del modelo cuando se permite incertidumbre de la demanda.

r_t es el costo operativo del output por unidad en el período *t*, y

β es el costo unitario de nueva capacidad instalada. La capacidad instalada es $q^* = q/a$ donde *a* es la disponibilidad de capacidad.

Cuando no hay incertidumbre, el modelo estándar para una planta y muchos subperiodos de igual duración es:

$$\text{Max } W = \sum_{t=1}^{t=T} B(y_t) - \sum_{t=1}^{t=T} r_t x_t - \beta q, \qquad (50)$$

Sujeto a las restricciones de demanda: $x_t \geq y_t$, t = 1…T con variables duales: m_t y las restricciones de capacidad: $x_t \leq q$, t = 1…T con variables duales: k_t. El lagrangiano es:

$$L = \sum_{t=1}^{t=T} B(y_t) - \sum_{t=1}^{t=T} r_t x_t - \beta q + \sum_{t=1}^{t=T} m_t (x_t - y_t) + \sum_{t=1}^{t=T} k_t (q - x_t) \qquad (51)$$

Las condiciones necesarias son:

$$\frac{\partial L}{\partial y_t} = p(y_t) - m_t \leq 0, \quad y_t\left(\frac{\partial L}{\partial y_t}\right) = 0, \quad t = 1 \dots T, \qquad (52)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_t} = -r_t + m_t - k_t \leq 0, \quad x_t\left(\frac{\partial L}{\partial x_t}\right) = 0, \quad t = 1 \dots T, \qquad (53)$$

$$\frac{\partial L}{\partial q} = \beta - \sum_t k_t \leq 0, \quad q\left(\frac{\partial L}{\partial q}\right) = 0, \qquad (54)$$

$$\frac{\partial L}{\partial m_t} = x_t - y_t \geq 0, \quad m_t\left(\frac{\partial L}{\partial m_t}\right) = 0, \quad t = 1 \dots T, \qquad (55)$$

$$\frac{\partial L}{\partial k_t} = q - x_t \geq 0, \quad k_t\left(\frac{\partial L}{\partial k_t}\right) = 0, \quad t = 1 \dots T. \qquad (56)$$

Se asume un óptimo interior: y_t, x_t, *q* > 0, por lo que esas condiciones se escriben:

$p_t = m_t$: El precio iguala al costo marginal en el sistema,

$m_t = r_t + k_t$: El costo marginal del sistema iguala al costo operativo más el pago por capacidad, y

$\sum_t k_t = \beta$: La suma de los pagos por capacidad periódico iguala al costo de capacidad.

Estas condiciones se pueden aplicar a un día o a un ciclo de subperíodos, pero se pueden generalizar para optimizar sobre varios años sumando un factor de descuento; por ejemplo, para tomar una decisión de inversión, se compara el valor presente a lo largo de toda la vida útil de los pagos de capacidad con los costos de capacidad a lo largo de toda la vida:

$$\sum_t \left[{k_t}/{(1+i)^t} \right] = \beta. \qquad (57)$$

Las condiciones también se generalizan a muchos tipos diferentes de capacidad: *s = 1…S* con la adición de un subíndice apropiado, y una forma agregada de las restricciones de la demanda:

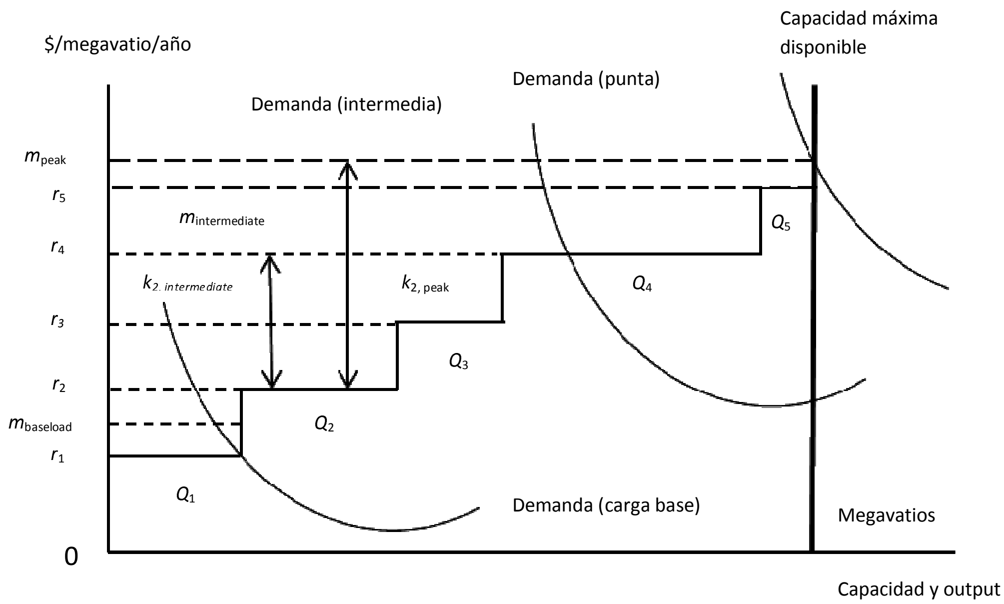
$$\sum_{s+1}^{s=S} x_{st} - y_t \geq 0 \qquad (58)$$

Entonces, por ejemplo, el cálculo del costo marginal es:

$$m_{1t} = r_{1t} + k_{1t} = \cdots = m_{st} = r_{st} + k_{st} = m_{St} = r_{St} + k_{St} \qquad (59)$$

Este último resultado se ilustra en el gráfico nº 7, que está basado en Turvey (1971).

En el gráfico, se muestran cinco diferentes tipos de capacidad con valores instalados de $Q_1 \ldots Q_5$. Estos están dispuestos en orden ascendente respecto a los costos operativos. Críticamente el costo marginal a largo plazo no es tan obvio. Puesto que la optimización resuelve el modelo de inversión y fijación de precios simultáneamente, el costo marginal del sistema es una medida del costo marginal a corto y a largo plazo.



$$m_{st} = r_s + k_{st} \quad \text{and } \Sigma k_{st} = c_s$$

$$m_{\text{intermediate}} = r_1 + k_{1,\text{ intermediate}} = r_2 + k_{2,\text{ intermediate}} = r_3 + k_{3,\text{ intermediate}} = r_4$$

Gráfico nº7. Costo Marginal de la Generación Energética Multiplanta y Multiperiodo

Con incertidumbre, la especificación del modelo es particularmente importante. La idea básica en este modelo es penalizar la proximidad de la carga a la capacidad disponible, y esto puede demostrarse en un entorno muy sencillo. En el modelo ahora se incluye el rechazo de carga (*en inglés: load shedding*) o la utilización de la demanda no satisfecha. En particular, es necesario distinguir entre demanda potencial asociada con el precio corriente y la carga real que puede ser entregada. Este modelo simple está basado en Stoft (2002, p.136)[5]. Se utilizan los conceptos de pérdida de carga, de "carga servida" o demanda satisfecha y se establece que la suma de los dos son definidos como carga: $y_t \equiv x_t + e_t$. La diferencia entre la demanda potencial y la carga real ahora puede ser positiva: $e_t \equiv y_t - x_t$, y esta variable aleatoria tiene una conocida función de densidad de probabilidad, $f(e_t)$. La función de distribución acumulada define la probabilidad de cualquier tamaño dado de corte:

$$F(e_t^*) = \int_{-\infty}^{e_t^*} f(e_t)de_t = prob(e_t \leq e_t^*), \qquad (60)$$

Y dos valores son de interés: la probabilidad de un corte no positivo (sin rechazo o caída de la carga), F (0), y la probabilidad de un corte positivo: $1 - F\ (0)$.

El costo de la carga que es perdida es: *V** por unidad de $y_t - x_t = e_t$, es decir, el valor de la pérdida de carga. Las restricciones de la demanda del modelo con certidumbre siguen siendo: $x_t - y_t \geq 0$; sin embargo, las mismas tendrán precios sombra que incluyen la probabilidad de que la restricción sea vinculante. La restricción puede ser violada si se permite la caída o el rechazo de carga (*load shedding*), y luego esto es penalizado por un término adicional en los costos que de reflejan la probabilidad de esta ocurrencia, es decir, la probabilidad de la pérdida de carga: $1 - F(0)$. El problema tiene la función lagrangiana:

$$L = \sum_{t=1}^{t=T} B(y_t) - \sum_{t=1}^{t=T} r_t x_t - \beta q - \sum_{t=1}^{t=T} [1 - F(0)]\, V^*(y_t - x_t) + \sum_{t=1}^{t=T} [m_t F(0)]\,(x_t - y_t) + \sum_{t=1}^{t=T} k_t(q - x_t)$$

(61)

Observe cómo las restricciones de demanda han sido reemplazadas por una expresión compuesta de dos términos: el primero registra cortes positivos: $y_t - x_t \equiv e_t > 0$ que están asociados con un costo

---

[5] Stoft (2002, pp 48, 136) analiza la demanda económica como la cantidad de energía que se consumiría si el sistema funcionase con normalidad para todos los consumidores. La caída o desconexión de la carga se incluye como parte de la demanda.

monetario esperado, $[1-F(0)]V^*$, y el segundo registra cortes no positivos con un costo sombra esperado: $F(0)m_t$. Las condiciones necesarias para esta afirmación simplificada del problema son:

$$\frac{\partial L}{\partial y_t} = p(y_t) - [1-F(0)]V^* - F(0)m_t \leq 0, \quad y_t\left(\frac{\partial L}{\partial y_t}\right) = 0, \quad t = 1 \ldots T, \qquad (62)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_t} = -r_t + [1-F(0)]V^* + F(0)m_t - k_t \leq 0, \quad x_t\left(\frac{\partial L}{\partial x_t}\right) = 0, \quad t = 1 \ldots T, \qquad (63)$$

$$\frac{\partial L}{\partial q} = \beta - \textstyle\sum_t k_t \leq 0, \quad q\left(\frac{\partial L}{\partial q}\right) = 0, \qquad (64)$$

$$\frac{\partial L}{\partial [F(0)m_t]} = x_t - y_t \geq 0, \quad F(0)m_t\left\{\frac{\partial L}{\partial [F(0)m_t]}\right\} = 0, \quad t = 1 \ldots T, \qquad (65)$$

$$\frac{\partial L}{\partial k_t} = q - x_t \geq 0, \quad k_t\left(\frac{\partial L}{\partial k_t}\right) = 0, \quad t = 1 \ldots T \qquad (66)$$

Se asume un óptimo interior: y_t, x_t, q >0, por lo que estas condiciones pueden ahora ser interpretadas de un modo simple. Además nos referimos a la probabilidad de un corte positivo como la probabilidad de una pérdida de carga, *LOLP* (*loss of load probability*):

$$LOLP \equiv 1 - F(0) \qquad (67)$$

Y nos referimos al costo marginal a corto plazo como un precio marginal del sistema, SMP (*system marginal price*):

$$SMP \equiv m_t \qquad (68)$$

Por lo que

$$p_t = [1-F(0)](V^* - m_t) + m_t = LOLP(V^* - SMP) + SMP$$
$$= LOLP \times V^* + (1 - LOLP) \times SMP. \qquad (69)$$

Es decir, el precio spot es igual a la probabilidad de la pérdida de carga multiplicado el valor de la carga perdida más la probabilidad del mantenimiento de la carga multiplicado el precio marginal del sistema. El precio marginal del sistema es el costo de la unidad de producción marginal e igual al costo de operación más el pago por capacidad. Los pagos por capacidad se suman al costo de capacidad:

$\sum_t k_t = \beta$; La suma períodica de los pagos por capacidad es igual al costo de la capacidad,

Pero ahora esta última ecuación tiene dos componentes que dependen de la probabilidad de pérdida de la carga:

$$k_t = [1-F(0)](V^* - r)_t + F(0)(m_t - r_t). \qquad (70)$$

Las interrupciones eléctricas se modelan como output de la capacidad no existente que tiene como costo por capacidad cero pero a un costo de operación muy alto. El modelo con certidumbre tiene un conjunto de relaciones de precios *ex ante* que automáticamente se realizarán en la práctica. Este no es el caso en el modelo con incertidumbre; las relaciones *ex ante* están basadas en la maximización del beneficio esperado neto del bienestar, pero la realización real *ex post* será diferente. Para hacer frente a las divergencias entre los valores esperados de las variables y sus realizaciones debe existir un mercado de equilibrio *ex post*. Por lo que el modelo con incertidumbre describe el equilibrio antes de la transacción, pero el mercado spot en tiempo real debe permitir instantáneamente el ajuste de los valores *ex ante* a los resultados realizados.

Conclusión

La economía de la energía reconoce la realidad física fundamental que: 1) la energía no se crea ni se destruye, sino que se puede convertir en diversas formas, y 2) la energía proviene del entorno físico y, finalmente, se libera en el medio ambiente físico. Así, la economía de la energía es el estudio de las actividades humanas que utilizan los recursos energéticos provenientes de formas naturales disponibles hacia formas de servicios energéticos a través de procesos de conversión.

Este paper introdujo algunas de las principales ideas discutidas en la actualidad en economía de la energía. Se utilizaron los resultados del concepto de la eficiencia de Pareto y del análisis del costo-beneficio social, para establecer las asignaciones de referencia competitivas y eficientes de los recursos energéticos.

Un elemento importante es la elección de la tasa social de descuento que fue explicado por primera vez en términos de un modelo de ahorro y crecimiento óptimo. Los principales elementos de la asignación eficiente de los recursos se aplicaron a explicar el proceso de llevar adelante inversiones en nueva oferta energética y capacidad, y se demostró estar íntimamente relacionado con la fijación de los precios al nivel del costo marginal.

Por último, al analizar la medición del costo marginal en múltiples plantas y en modelos de inversión de oferta energética en varios períodos, se logra demostrar un modelo de fijación de precios spot con incertidumbre.

En economía, un bien esencial es aquel por el cual la demanda permanece positiva sin importar qué tan alto se convierte el precio. En el límite teórico, para precios ilimitadamente altos, los consumidores podrían asignar la totalidad de sus ingresos a la compra del bien esencial. La energía es a menudo descrita como un bien esencial, porque la actividad humana sería imposible en su ausencia; allí radica la importancia de tenerla como objeto de investigación.

Referencias bibliográficas

Alam, Shahid (2005). The economy as an energy system. Northeastern University

Berrie, T. (1983). *Power System Economics*. London: Peregrinus on behalf of Institution of Electrical Engineers.

Bohn, R., F. Schweppe and M. Caramanis (1983). Using spot pricing to co-ordinate deregulated utilities, customers and generators in J. Plummer (ed.). *Electric Power Strategic Issues*. Arlington. VA: Public Utility Reports Inc., 265–82.

Boiteux, M. (1960). Peak load pricing. *Journal of Business*, 33, 157–79.

Crew, M. and P. Kleindorfer (1979). Public Utility Economics, New York: St. Martin's Press.

Crew, M., C. Fernando and P. Kleindorfer (1995).The theory of peak load pricing: a survey. *Journal of Regulatory Economics*, 8, 215–48.

Georgescu-Roegen, Nicholas (1976) Energy and economic myths: Institutional and analytical economic essays (New York: Pergamon Press).

Littlechild, S.C. (1970). Marginal cost pricing with joint costs. *Economic Journal*. 80 (318). June. 323–35.

Mas-Colell, A., M.D. Whinston and J.R. Green (1995). *Microeconomic Theory*. Oxford: Oxford University Press.

MIT (2004). MIT report on Nuclear Power. Massachusetts Institute of Technology. Cambridge. MA.

Rees, R. (1973). The Economics of Investment Analysis. Civil Service College Occasional Papers. London: Her Majesty's Stationery Office.

Rees, R. (1984).Public Enterprise Economics, 2nd edn, London: Weidenfeld & Nicholson.

Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. New York: IEEE Press Wiley-Interscience.

Sweeney, James (2002) Economics of Energy. Department of Management Science and Engineering. Terman Engineering Center, 323. Stanford University.

Turvey, R. (1967). *Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply*. London: Allen & Unwin.

Turvey, R. (1971). *Economic Analysis and Public Enterprises*. London: Allen & Unwin.

Turvey, R. and D. Anderson (1977). *Electricity Economics*. Washington, DC: World Bank.

Wenders, J.T. (1976). Peak load pricing in the electric utility industry. *Bell Journal of Economics*, 7(1), Spring, 232–41.

Weyman-Jones Thomas, (1987). Energy in Europe: Issues and Policies (The Methuen Eec Series).