

## UN ENSAYO SOBRE LA DETERMINACION DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES \*

Alfredo Aldo VISINTINI

### Introducción.

El sector energía en Argentina se encuentra regulado por el Estado en diversas áreas. Así, en el sub-sector de combustibles la Secretaría de Energía fija el precio de los combustibles derivados del petróleo y del gas natural a nivel de consumidor.<sup>1</sup> Asimismo, para los principales productos del sector refinación se fija un precio al productor o precio de oferta a nivel de centros de consumo (valor de retención) y un precio a nivel de refinación (valor en tanque). Además, las firmas destiladoras del petróleo (Y.P.F. y las empresas privadas) enfrentan también un conjunto de precios oficiales para los diferentes tipos de crudos.

Como puede apreciarse, existe una fuerte regulación por parte del Estado de la actividad energética. Las empresas del sector no sólo enfrentan un único precio para los principales productos sino que también son tomadores de precio de los diferentes tipos de petróleo crudo. De tal manera, la política oficial de precios de los combustibles juega un papel decisivo por las implicancias que ésta tiene sobre el proceso de asignación de recursos, sobre el comportamiento de los consumidores y sobre el bienestar en general de la sociedad.

El propósito del presente trabajo es desarrollar una metodología de determinación del precio de los combustibles derivados del petróleo

\* Trabajo ganador del Concurso Secretaría de Energía 1983 - organizado por la Asociación Argentina de Economía Política.

1 Siendo Y.P.F. la empresa productora de gas natural y Gas del Estado quién transporta y comercializa este hidrocarburo también se establece un precio de transferencia entre estas dos empresas estatales.

y utilizar la misma en el sector energético argentino.<sup>2</sup> Dentro del análisis no sólo se incluye el sector de refinación de petróleo sino también de plantas de separación de gas natural a partir de las cuales se pueden obtener productos tales como propano, butano y naftas.

La metodología aquí desarrollada y aplicada al sector energético argentino tiene sus fundamentos en la teoría del bienestar, en el análisis de actividades y en el teoría de la inversión. Los precios aquí derivados son aquellos que maximizan el excedente de los consumidores y productores. Como en el sector de refinación de petróleo y en el de separación de gas hay producción conjunta y no se puede observar una función oferta explícita, los precios aquí obtenidos surgen de la diferencia entre lo que los consumidores están dispuestos a pagar (el área debajo de la curva de demanda) y los costos totales conjuntos de los productos obtenidos.

La función de producción del sector se representa a través del análisis de actividades que para estas industrias de producción conjunta es la manera más adecuada de poder representar su tecnología.

La determinación del precio de los combustibles no pueden dejar de considerar que la demanda de hidrocarburos de la sociedad es creciente y para poder satisfacerla es necesario realizar inversiones. Por lo tanto, las decisiones de inversión y el costo asociado a las mismas es incluido explícitamente dentro del análisis.

Este conjunto de consideraciones teóricas se ha sintetizado en un modelo matemático de optimización no lineal que maximiza la diferencia entre lo que los diferentes consumidores están dispuestos a pagar y los costos totales (de inversión y operación) del sector. El conjunto de ecuaciones representa la tecnología de los sectores de separación de gas y refinación de petróleo incluyendo las actividades de producción y de inversión. El vector de restricciones incluyen entre otros componentes la disponibilidad de hidrocarburos por cuencas, las restricciones técnicas de productos y la demanda de productos. Aunque, el modelo aquí desarrollado es estático, las decisiones de inversión son

**2** Aunque en este trabajo no se considera en forma explícita el tratamiento del gas natural como sustituto del fuel-oil, esta metodología puede hacerse extensiva sin dificultades a aquel hidrocarburo y a los problemas de asignación de costos que surgen de la producción conjunta entre petróleo y gas natural a nivel de yacimientos.

incluídas en forma explícita dentro del análisis.

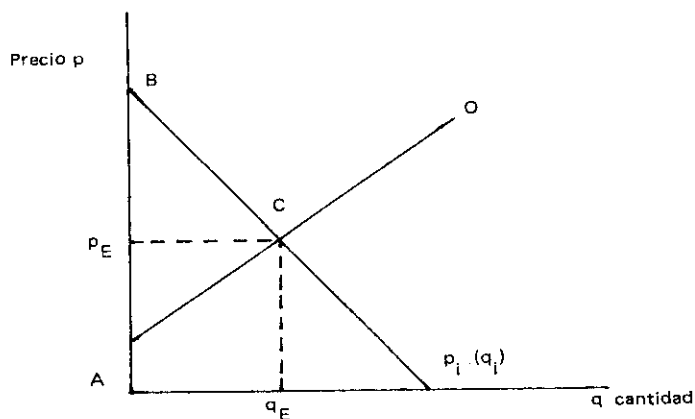
En la primera parte de este trabajo se desarrollan algunas consideraciones teóricas sobre la determinación de precios. Posteriormente se presenta el estudio de la demanda de los diferentes productos y los resultados econométricos obtenidos. Luego se desarrolla en forma completa el modelo de separación de gas y refinación y se explicitan los datos utilizados para el sector energético argentino.

En la última parte del trabajo se presentan: los resultados sobre cual sería la estructura relativa y el nivel absoluto de precios de los diferentes productos, los niveles de producción de hidrocarburos (petróleo y derivados) y los niveles de inversión necesarios para atender una demanda creciente. Sobre la base de estos resultados se recomiendan líneas generales de políticas energéticas para los sectores de separación de gas y refinación de petróleo.

### Consideraciones teóricas sobre fijación de precios.

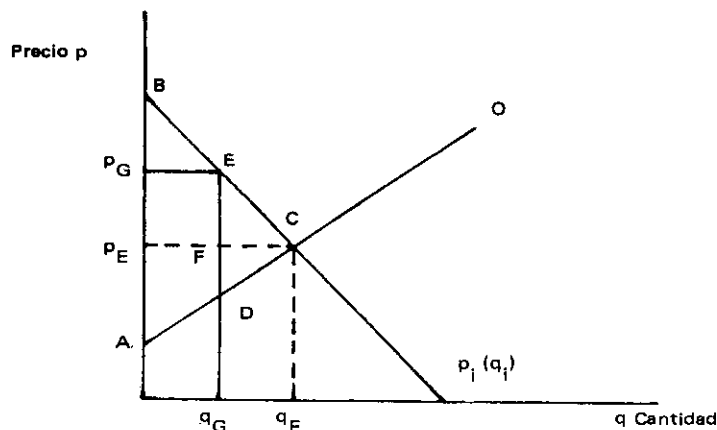
En una economía en competencia perfecta el precio de equilibrio para un determinado producto es el que maximiza el bienestar, esto es la suma de los excedentes de productores y consumidores (el área ABC del Gráfico 1).

**Gráfico 1**  
**Medida de bienestar de consumidores y productores.**



Cuando es el estado el que fija el precio de un determinado producto por ejemplo  $P_G$ , se puede producir una pérdida de bienestar de la sociedad si ese precio no coincide con el precio de equilibrio. Analizando el Gráfico 2, se puede apreciar que la pérdida de bienestar es el área EDC que se puede discriminar en la pérdida del excedente de los consumidores EFC y la pérdida del excedente de los productores DFC.

**Gráfico 2**  
**Pérdida de bienestar por precio regulado.**



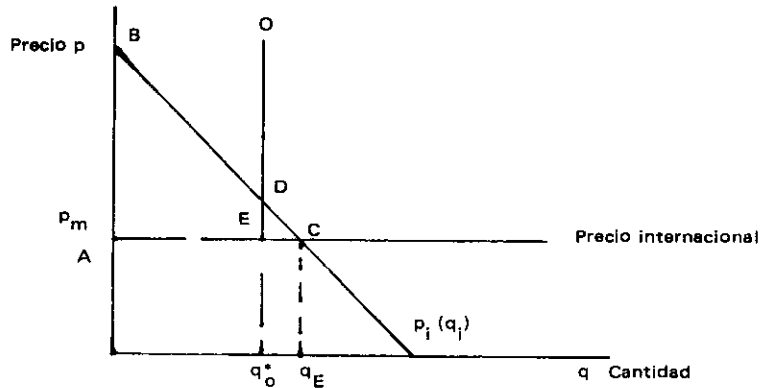
Esta pérdida del bienestar que mide el área EDC también puede asimilarse a una situación de monopolio en la que la única empresa cobra el precio  $p_G$  (igual al costo marginal) que es aquel que maximiza su beneficio privado.

De tal manera, el Estado si regula la actividad económica de un determinado sector debe fijar un precio tal que no ocasione pérdidas en el bienestar de la sociedad (aproximando al precio que regiría en una situación de competencia).

Si se considera que el sector energético por razones políticas es regulado y suponiendo que la oferta es fija a partir de cierto nivel existiendo posibilidades de importación, el precio que se deberá fijar es el precio internacional siendo el bienestar total en este caso el área

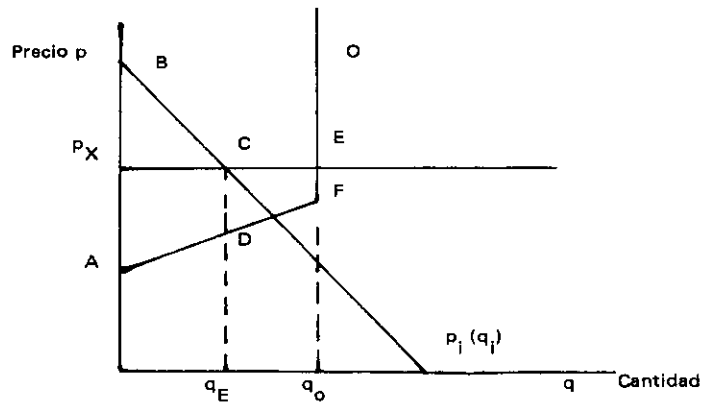
ABCEF. Las cantidades de equilibrio serían  $q_E$  y las importaciones  $q_E - q_o = q_m$ . Otro precio diferente al internacional implicaría una pérdida de bienestar para sociedad.

**Gráfico 3**  
**Determinación del precio regulado en una economía abierta**



Si se trata de un producto exportable (Figura 4) el precio de equilibrio sería el internacional  $p_x$  las cantidades de equilibrio  $q_E$  y se exportarían  $q_o - q_E$  siendo el bienestar el área ABCEF.

**GRAFICO 4**  
**Determinación del precio regulado en una economía abierta con exportaciones**

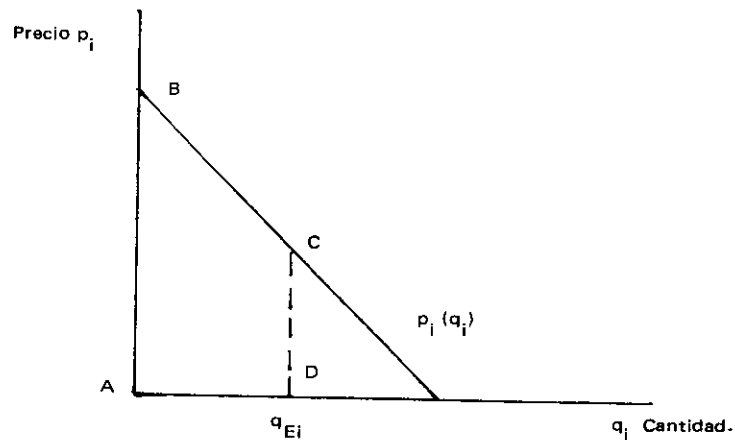


### La política de precios con producción conjunta.

El análisis anteriormente realizado supone en todos los casos la existencia de una función de oferta explícita para cada uno de los productos. Si se considera el sector de refinería y separación de gas, no existe una función oferta explícita para cada uno de los derivados ya que estos se obtienen a través de un proceso de producción conjunta. En cada actividad dentro del sector de refinería pueden conseguirse varios productos conjuntos y a su vez cada producto individual puede provenir de diversas actividades. Asimismo si se desea tener en cuenta en forma explícita las decisiones de inversión para aumentar la oferta de productos en el sector refinería, el aumento de la capacidad se realiza por plantas y no por productos. Por lo tanto, en el caso de producción conjunta la determinación de precios que maximizan el excedente de productores y consumidores se deben realizar siguiendo el procedimiento que a continuación se detalla.

Dada una función demanda  $p_i(q_i)$  (Gráfico 5) el área debajo de

**GRAFICO 5**  
**Area debajo de la curva de demanda**



la curva de demanda ABCD viene definida por

$$\int_0^q \epsilon^i p_i(q_i) dq_i$$

Los costos de operación y mantenimiento y de inversión del sector se definen como:

$$c = c(q_1, q_2, \dots, q_n)$$

donde  $q_1, q_2, \dots, q_n$  son los niveles de producción de cada uno de los productos obtenidos en forma conjunta.

En este caso el bienestar se mide por la diferencia entre el área debajo de la curva de demanda de cada producto individual y los costos totales del sector:

$$W = \sum_{i=1}^n \int_0^{q_i} \epsilon^i p_i(q_i) dq_i - c(q_1, q_2, \dots, q_n)$$

En el caso que se incluyesen importaciones del producto  $i$   $q_{mi}$  con un precio asociado  $p_{mi}$  se deberán deducir de la función de bienestar<sup>3</sup>:

$$W = \sum_{i=1}^n \int_0^{q_i} \epsilon^i p_i(q_i) dq_i - c(q_1, \dots, q_n) - \sum p_{mi} q_{mi}$$

Alternativamente, si se considerasen las exportaciones la función de bienestar anteriormente definida sería:

$$W = \sum_{i=1}^n \int_0^{q_i} \epsilon^i p_i(q_i) dq_i - c(q_1, \dots, q_n) + \sum_i p_{xi} q_{xi}$$

donde  $p_{xi}$  es el precio de las exportaciones del producto  $i$  y  $q_{xi}$  es el nivel de exportaciones.

Al no existir funciones de oferta específicas para el conjunto de bienes producidos se deberá definir la siguiente matriz de actividades:

$$A = (A_1, \dots, A_n)$$

donde cada vector  $A_j$  representa una actividad constituida por un coeficiente:  $(-a_{ij})$  si son insumos y  $(a_{ij})$  si son productos.

Asociado a cada vector  $A_j$  se define su nivel  $X_j$ . El conjunto de  $X_j$  constituye el vector de producción  $X$ .

3 Se supone en el análisis que el país es tomador de precios de productos exportados e importados.

El nivel de oferta de los productos finales obtenidos se puede definir por el vector

$$Q = (0, \dots, 0, q_1, \dots, q_k)$$

donde los primeros componentes son cero, lo que indica un producto intermedio, siendo los restantes positivos  $q_1, \dots, q_k$ .

La producción de productos finales viene dada por:

$$A_1 X_1 + A_2 X_2 + \dots + A_n X_n = Q$$

o

$$AX = Q$$

Como se está trabajando con actividades existen restricciones de capacidad para cada una de ellas que se define a través de la siguiente restricción:

$$X \leq K$$

donde  $K$  es un vector de capacidades  $K = (K_1, \dots, K_n)$ .

Habiendo definido la estructura productiva de un sector con producción conjunta, la determinación del vector de precios de los diferentes hidrocarburos no es más un problema de solución de un sistema de ecuaciones sino que se convierte en el siguiente problema de optimización con restricciones

$$\begin{aligned} \max W = & \sum_{i=1}^n \int_0^{q_{E_i}^i} p_i(q_i) dq_i - c(q_1, \dots, q_n) + \\ & + \sum_i p_{x_i} q_{x_i} - \sum_i p_{m_i} q_{m_i} \end{aligned} \quad (1)$$

sujeta

$$AX = Q \quad (2)$$

$$X \leq K \quad (3)$$

para  $X \geq 0$        $Q \geq 0$

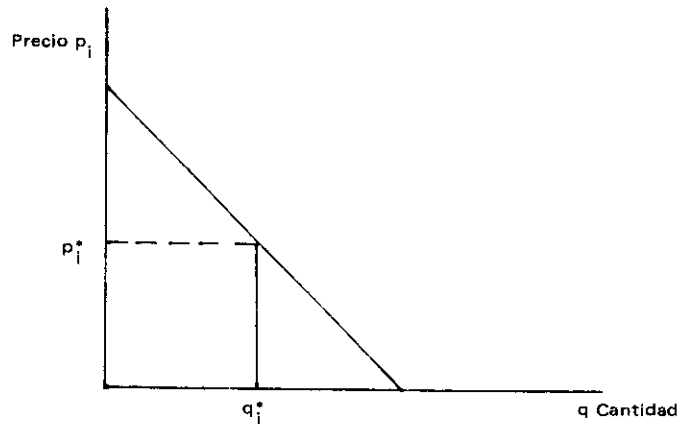
El problema de determinar los precios de los derivados del petróleo consiste en obtener un conjunto de cantidades óptimas  $q_1^* \dots q_n^*$ , tal que maximizen la función de bienestar  $W$  sujeta a las restricciones



(2 y 3).

Obtenidos los niveles de producción óptimos de  $q_1^*$  a  $q_n^*$  y conociendo la función demanda de cada uno de estos productos se obtienen los precios asociados  $p_1^*$  a  $p_n^*$ . (Gráfico 6).

**GRAFICO 6**  
**Determinación del precio de equilibrio**  
**con producción conjunta**

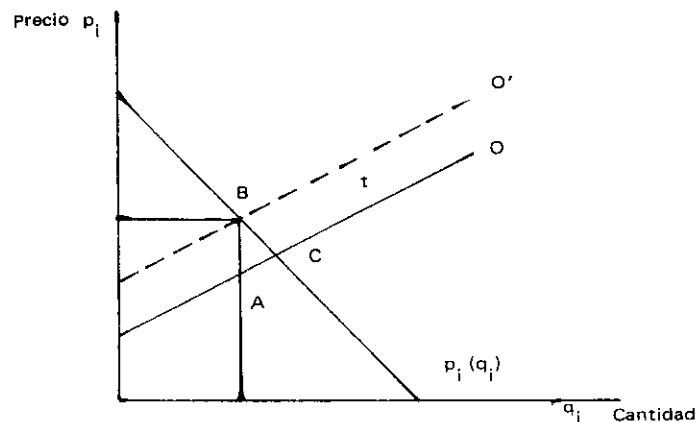


Considerando que existen las opciones de importar y exportar productos, del proceso de optimización se determinarán asimismo los niveles de importación y exportaciones,  $q_{xi}^*$  y  $q_{mi}^*$ .

#### **Análisis de los impuestos.**

En la determinación del precio de los combustibles a nivel de consumidor, juega un papel decisivo la fijación de impuestos específicos sobre los combustibles. Dentro del análisis de la teoría del bienestar la aplicación de un impuesto puede estudiarse como un desplazamiento en la curva de oferta del bien (Gráfico 7).

**GRAFICO 7**  
**Pérdida del bienestar atribuible a un impuesto**



La pérdida del bienestar viene medida por el área ABC que resulta de la aplicación del impuesto.

Dentro de un esquema en el que no existe una función explícita de oferta debe asociarse al vector de producción  $q$  en la función objetivo de bienestar un costo adicional que resulta de la aplicación del impuesto. De tal manera, la función de bienestar, en este caso vendrá definida como:

$$W = \sum_{i=1}^n \int_0^{q_i} p_i(q_i) dq_i - c(q_1, \dots, q_n) - \sum t_i q_i$$

donde  $t_i$  es el impuesto por unidad aplicada al derivado  $i$ . Dentro del mecanismo de optimización definido un impuesto sobre los derivados tiende a desalentar la producción del derivado y al disminuir las cantidades y considerando la función de demanda, el precio tiende a aumentar disminuyendo por consiguiente el bienestar de los consumidores.

#### **La determinación de los precios en un contexto dinámico.**

El análisis realizado hasta aquí es estático, es decir considera sólo un período de tiempo. Sin embargo, en un contexto de crecimiento de la demanda de los hidrocarburos es incorrecto derivar un conjunto de precios que no consideren el aumento del consumo energético.

El modelo teórico anteriormente desarrollado debe tener en

cuenta el crecimiento de la demanda y las inversiones que deben realizarse durante un período de planificación de T períodos. En este caso el modelo teórico anteriormente planteado se define de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \max W = & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \alpha_t \int_0^{q_i} e^{i} p_{i,t}(q_{i,t}) dq_{i,t} \\ & - \sum_t \alpha_t C_t(q_{1,t}, q_{2,t}, \dots, q_{n,t}) - \sum_{t=1}^T \sum_j a_{j,t} I_{j,t} \alpha_t \quad (1,0) \end{aligned}$$

suje to a

$$AX(t) = Q(t) \quad (1.1)$$

$$X(t) \leq K(t) \quad (1.2)$$

$$K(t) = K(t-1) + I(t) \quad (1.3)$$

$$\text{y } X(t) \geq 0, Q(t) \geq 0, I(t) \geq 0, K(t) \geq 0$$

donde  $K(t)$  es un vector de la capacidad existente en período  $t$ ,  $I(t)$  es un vector de aumento en la capacidad en el período  $(t)$ ,  $a_{j,t}$  es el costo de inversión anualizada de la actividad  $j$  en el período  $t$  y  $\alpha_t$  es el factor de descuento  $(\frac{1}{1+r})^t$  donde  $r$  es el costo de oportunidad del capital. De tal manera, el problema de determinación de los precios consiste en maximizar una función de bienestar multiperíodo (1. 0) sujeta a las restricciones 1. 1, 1.2 y 1.3<sup>4</sup>.

El modelo presentado anteriormente es un modelo de programación no lineal dinámico cuyo tamaño dependerá del número de períodos, del número de actividades y del número de productos. Alternativamente, se podría plantear la determinación de los precios de los productos en el marco de un modelo estático pero que considerase explícitamente la decisión de inversión<sup>5</sup>.

En este caso el modelo se optimizaría en el último período de

4 Como el modelo aquí planteado es de programación no lineal dinámico se deben definir las condiciones terminales del mismo. Por ejemplo un criterio sería alcanzar un nivel de demanda o producción de derivados en el período  $T + 1$ .

5 El propósito de plantear un modelo alternativo es reducir su tamaño y poder utilizar los softwares de optimización disponibles.

planificación T:

$$\begin{aligned} \max W = & \sum_i \int_0^{q_{i,t}} \epsilon_{i,t} p_{i,t}(q_{i,t}) dq_{i,t} - \\ & - C_T(q_{1,T}, q_{2,T}, \dots, q_{n,T}) - \sum_j a_{j,T} I_{j,t} \end{aligned} \quad (1')$$

sujeto a

$$AX(T) = Q(T) \quad (2')$$

$$X(T) \leq \bar{K}(T) + I(T) \quad (3')$$

y

$$X(T) \geq 0, Q(T) \geq 0, I(T) \geq 0$$

donde  $I(T)$  es la inversión requerida en capacidad en el período  $T$ . Las  $T$  variables que se obtienen en el proceso de optimización son  $Q(T)$ ,  $X(T)$ ,  $I(T)$ . Habiendo obtenido  $Q$  se obtiene el vector de precios  $P$  que maximiza el bienestar de consumidores y productores.

### La demanda de productos

La medida del área debajo de la curva de demanda requiere la especificación de la demanda individual de cada uno de los productos. En esta investigación se ha supuesto una función de elasticidad constante del tipo:

$$q_i = A_i P_i^{-B_i} Y^{C_i}$$

donde  $q_i$  es el consumo por persona del derivado  $i$ ,  $P_i$  es el precio (en moneda constante) del destilado  $i$ ,  $Y$  es el ingreso por persona y  $B_i$  y  $C_i$  son las elasticidades precios e ingreso del destilado  $i$ . Tomando logaritmos a la expresión anterior queda:

$$\ln q_i = \ln A_i - B_i \ln P_i + C_i \ln Y$$

Considerando esta última ecuación se le puede aplicar mínimos cuadrados ordinarios o mínimos cuadrados generalizados para estimar los parámetros.

Para las naftas se ha utilizado la siguiente función:

$$q_{MG} = A_{MG} P_{MG}^{-B_{MG}} Y^{C_{MG}}$$

donde  $q_{MG}$  es el consumo por persona de nafta,  $P_{MG}$  es el precio en moneda constante,  $B_{MG}$  es la elasticidad precio y  $C_{MG}$  es la elasticidad ingreso.

La función especificada para el gas-oil sigue la misma estructura que para las naftas:

$$q_{GO} = A_{GO} P_{GO}^{-B_{GO}} Y^{C_{GO}}$$

donde  $q_{GO}$  es el consumo por persona de gas-oil,  $P_{GO}$  es el precio del gas-oil,  $Y$  es el ingreso por persona,  $B_{GO}$  y  $C_{GO}$  son las elasticidades precio e ingreso del gas-oil y  $A_{GO}$  una constante.

Para el kerosene, JP1, carbón residual y diesel-oil se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} q_K &= A_K P_K^{-B_K} Y^{C_K} \\ q_{JP1} &= A_{JP1} P_{JP1}^{-B_{JP1}} Y^{C_{JP1}} \\ q_{CR} &= A_{CR} P_{CR}^{-B_{CR}} Y^{C_{CR}} \end{aligned}$$

La especificación de la función de demanda de fuel-oil fue la siguiente:

$$q_{FO} = A_{FO} P_{FO}^{-B_{FO}} Y^{C_{FO}} P_{GI}^{-D_{GI}}$$

donde  $q_{FO}$  es el consumo por persona de fuel-oil,  $P_{FO}$  es el precio (en moneda constante) del fuel-oil y  $P_{GI}$  es el precio del gas natural. En este caso  $B_{FO}$  es la elasticidad precio de la demanda de fuel-oil,  $C_{FO}$  es la elasticidad ingreso y  $D_{GI}$  es la elasticidad cruzada del fuel-oil con respecto al gas natural.

La información utilizada para hacer las regresiones corresponde al período 1970-82.

Para encontrar el ajuste más adecuado de las funciones presentadas anteriormente se deflactaron las series de precios corrientes utilizando alternativamente el índice de precios mayoristas total, el índice de precios mayoristas no agropecuario nacional y el tipo de cambio real<sup>6</sup>.

6 El tipo de cambio real es el publicado en la Revista Novedades Económicas del IEERAL de Fundación Mediterránea.

En el Cuadro 1 se presentan los resultados econométricos obtenidos para el conjunto de productos anteriormente señalados. A excepción de la demanda de la nafta común en general los resultados obtenidos se consideran satisfactorios. En general el gas-oil, las naftas y el gas licuado tienen una muy baja elasticidad precio. El valor más elevado de elasticidad precio se observa como era de esperar, en el fuel-oil, que a su vez tiene una alta elasticidad cruzada con respecto al gas natural. El kerosene, el carbón residual, el diesel y el combustible JP1, presentan valores intermedios en sus elasticidades precios.

### **El modelo de separación de gas y refinación.**

El modelo desarrollada maximiza el excedente de los consumidores y productores obteniendo la diferencia entre lo que los consumidores están dispuestos a pagar por un producto (específicamente el área debajo de la curva de demanda para un precio dado) y los costos totales del sector.

Como resultado del proceso de maximización se obtiene cual sería la asignación de recursos en el sector: cuanto crudo se debería extraer y cuanto debería ser importado, que plantas de refinación deberían operar y en qué nivel, qué nivel de inversión debería realizarse en el sector de refinación, qué cantidad de gas natural debería ser procesado en las plantas de separación de gas, y cuáles serían los niveles de producción e importación de derivados. Como consecuencia de que se incluyen las funciones de demanda en forma explícita, se obtienen los precios en forma endógena, siendo estos los valores que maximizan el excedente de productores, consumidores.

La función objetivo es no lineal, las restricciones son básicamente lineales y hay variables enteras. Aunque el modelo es estático se consideran en forma explícita las actividades de inversión en las principales plantas del sector refinación y de separación de gas. A los efectos de utilizar los algoritmos standard de programación lineal todas las ecuaciones no lineales han sido linealizadas.

Dentro del modelo no se consideran factores de localización, es decir que no se incluyen en forma explícita las actividades de transporte. Para superar esta limitación se incluyen en el costo del petróleo crudo un costo promedio de transporte, aunque no se incluye el costo de transporte de los productos finales.

Cuadro 1

## Análisis econométrico de la demanda de combustibles.

Producto	Función ajustada	DW	F
Gas-oil	$\ln q_{GO} = -1.5144 - 0.064259 \ln p_{GO} + 0.3244 \ln Y$ (- 5.96) (- 2.249) (1.968)	1.43	4.063
Nafta común	$\ln q_{NC} = -1.4967 - 0.11398 \ln p_{NC} + 0.1334 \ln Y$ (-1.336) (-1.050) (0.204)	1.07	0.501
Nafta super	$\ln q_{NE} = -2.000 - 0.1556 \ln p_{NE} + 1.1417 \ln Y$ (- 2.541) (- 2.138) (2.716)	1.92	5.01
Kerosene	$\ln q_K = -3.435 - 0.3816 \ln p_K + 1.2675 \ln Y$ (- 3.8501) (- 7.104) (2.153)	2.01	31.64
Gas licuado	$\ln q_{GL} = 2.82357 - 0.0657 \ln p_{GL} + 1.0172 \ln Y$ (4.3208) (-1.2857) (3.049)	1.51	6.15
Fuel-oil	$\ln q_{FO} = -2.330 - 1.4035 \ln p_{FO} + 1.396 \ln Y + 1.04 \ln p_{GN}$ (- 4.54) (- 13.68) (3.564) (9.09)	2.03	86.73
Carbón residual	$\ln q_{CR} = -5.5906 - 0.491 \ln p_{CR} + 1.9167 \ln Y$ (- 3.711) (- 1.888) (1.538)	1.90	1.86
Diesel-oil	$\ln q_{PO} = -1.4216 - 0.4463 \ln p_{DO} + 0.2966 \ln Y$ (- 0.811) (- 3.758) (0.2614)	1.82	7.55
Combustibles JP	$\ln q_{JP} = -1.795 - 0.2343 \ln p_{JP} - 0.0388 \ln Y$ (- 1.06) (1.531) (- 0.46)	2.38	1.60

Entre paréntesis se incluye el valor del test t.

Las actividades consideradas en el modelo son:

- 1) Importación de diferentes crudos.
- 2) Extracción de petróleo por cuencas.
- 3) Procesamiento de gas natural en plantas de separación.
- 4) Procesamiento de petróleo nacional e importado en toping.
- 5) Planta de vacío.
- 6) Planta de reductor de viscosidad.
- 7) Planta de coque.
- 8) Planta de crackeo catalítico
- 9) Planta de hidrocracking.
- 10) Planta de reforming.
- 11) Planta de asfalto.
- 12) Planta de lubricantes
- 13) Inversión en las plantas de separación de gas y de la industria de refinería anteriormente señalada.
- 14) Mezcla de gasolinas y fuel-oil y balance de productos.
- 15) Importación de derivados.
- 16) Exportación de derivados.

Las restricciones del modelo son:

- 1) Disponibilidad de petróleo crudo por cuencas
- 2) Máxima disponibilidad de gas natural a procesar en las plantas de separación.
- 3) Balance de productos intermedios
- 4) Capacidad actual de cada una de las plantas.
- 5) Requerimientos **técnicos** para los principales productos: naftas, gas-oil, diesel-oil, kerosene y fuel-oil.

La función objetivo del modelo ha sido especificada teniendo en cuenta:

- 1) Costo de los diferentes crudos nacionales e importados.
- 2) Costo del gas natural asociado a productos que se obtienen en el proceso de separación de gas.
- 3) Costos de operación y mantenimiento de cada una de las actividades anteriormente definidas.
- 4) Costos de inversión de las plantas de separación de gas.
- 5) Costo de mezcla de derivados.



- 6) Precio de importación de derivados.
- 7) Precio de exportación de los derivados.
- 8) El área debajo de la curva de demanda que especifica lo que los consumidores estarían dispuestos a pagar por un producto.

Para las actividades de extracción de petróleo se define la siguiente ecuación:

$$X_{PT} \leq D_P$$

donde  $X_{PT}$  es el petróleo crudo extraído y  $D_P$  es la máxima disponibilidad de crudo en el yacimiento P.

La tercera ecuación se define como:

$$\sum_{PT} X_{PT} - X_{JT} \leq \bar{C}_T$$

donde  $X_{JT}$  es el nivel de inversión en planta de topping y  $\bar{C}_T$  es la capacidad actual de esta planta. Esta ecuación indica que el crudo procesado total no puede exceder la suma de la actual capacidad y la capacidad adicional  $X_{JT}$ .

La máxima disponibilidad de gas natural para procesar se define de la siguiente manera:

$$X_g \leq D_g \text{ para todo } g$$

donde  $X_g$  es el gas natural extraído y  $D_g$  es la máxima disponibilidad de este hidrocarburo en el yacimiento g.

Asimismo, se debe definir la siguiente ecuación de restricción de capacidad de plantas de separación de gas.

$$\sum_g X_g - X_{J,G} \leq \bar{C}_G$$

donde  $X_{J,G}$  es la inversión en planta de separación del gas natural y  $\bar{C}_G$  es la capacidad actual de dicha planta.

El balance de oferta y demanda de productos obtenidos en la actividad de topping viene definida por la siguiente ecuación:

$$\sum_{PT} a_{i,PT} X_{PT} - \sum_j X_{ij} - X_i = 0 \text{ para todo } i$$

donde  $a_{i,PT}$  es el rendimiento del producto i obtenido por unidad de

crudo P procesado en la planta de topping,  $X_{ij}$  es el nivel de actividad de otra planta  $j$  en el sector que usa el producto  $i$  e  $X_i$  es el producto  $i$  enviado a balance o mezcla.

Para el gas natural la ecuación anteriormente descrita se define como:

$$\sum_g a_{i,g} X_{g,p} - \sum_j X_{ij} - X_i = 0 \quad \text{para todo } i$$

Para las actividades de reductor de viscosidad, vacío, coque, cracking catalítico, hidrocracking, reforming y plantas de asfalto y lubricantes se define la siguiente ecuación que tiene en cuenta las restricciones de capacidad:

$$\sum_j X_{ij} - X_j \leq \bar{C}_j$$

donde  $X_{ij}$  es el nivel de actividad  $j$  usando un insumo  $i$ ,  $X_j$  es la inversión requerida en la planta  $j$  y  $\bar{C}_j$  es la actual capacidad.

El balance de oferta y demanda de cada destilado obtenido en cada actividad es dado por:

$$\sum_j a_{i,j} X_{ij} - \sum_j X_{ij} - X_i = 0 \quad \text{para todo } i$$

donde  $a_{ij}$  es el rendimiento del producto  $i$  obtenido por unidad en la actividad  $X_{ij}$ ,  $X_{ij}$  es el producto  $i$  enviado a la planta  $j$  y  $X_i$  es el bien  $i$  enviado a balance o mezcla.

Para aquellos productos (nafta especial y super y fuel-oil) que se les impone una restricción técnica para ser vendidos en el mercado se define la siguiente ecuación:

$$\sum_h b_{h,i} X_i - \bar{b}_{h,i} X_{iM} \geq 0 \quad \text{para todo } i$$

donde  $b_{h,i}$  es el contenido  $h$  del producto  $i$ ,  $X_i$  es el destilado  $i$ ,  $\bar{b}_{h,i}$  es el requerimiento técnico del contenido  $h$  que debe tener el producto  $i$  en el mercado y  $X_{iM}$  es el producto  $i$  enviado al mercado. Además, es necesario definir la ecuación de demanda y oferta de productos finales:

$$\sum X_i - X_{iM} \geq 0 \quad \text{para todo } i$$

Para aquellos productos que tienen una restricción por el lado

de la demanda se debe imponer la siguiente restricción:

$$X_{iM} \geq D_{im}$$

donde  $D_{im}$  es la demanda del producto  $i$ .

Si se consideran las importaciones de cada derivado la ecuación anterior será:

$$X_{iM} + X_{iI} \geq D_{im}$$

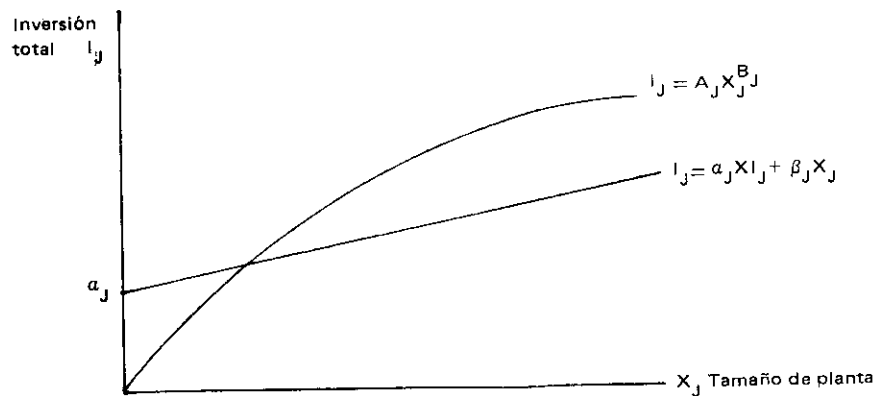
donde  $X_{iI}$  es el producto  $i$  importado.

En el proceso de inversión en plantas de refinación o separación de gas se presentan importantes economías de escala. Por lo tanto se debe definir la siguiente función de inversión:

$$I_J = A_J X_J^{B_J}$$

donde  $I_J$  es el costo total de inversión en la actividad  $J$ ,  $X_J$  es el nivel de la inversión y  $B_J$  es el coeficiente de economías de escala. Esta ecuación es no lineal por consiguiente, es necesario linealizarla de la siguiente manera<sup>7</sup> (Gráfico 8):

**GRAFICO 8**  
**Función de inversión**



La ecuación siguiente linealiza la función de inversión:

$$I_j = \alpha_j X_{I_j} + \beta_j X_j$$

donde  $X_{I_j}$  es unavariante entera para la actividad J..

Si  $X_j > 0$  luego  $X_{I_j} = 1$  pero si  $X_j = 0$  entonces  $X_{I_j} = 0$ .

$I_j$  es la inversión total por lo tanto debe ser expresada en términos anuales usando el factor de recuperación del capital  $a^{-1/nlr}$  entonces:

$$a^{-1/nlr} I_j = a^{-1/nlr} (\alpha_j X_{I_j} + \beta_j X_j)$$

o

$$C_{I_j} = \gamma_j X_{I_j} + \delta_j X_j$$

La relación entre  $X_{I_j}$  y  $X_j$  se establece de la siguiente forma:

$$X_j \leq CP_j X_{I_j}$$

donde  $CP_j$  es la máxima capacidad posible a invertir en la actividad J.

Si  $X_j > 0$  entonces  $X_{I_j} = 1$  pero si  $X_j = 0$  luego  $X_{I_j} = 0$ .

Antes de definir la función objetivo es necesario computar el área debajo de la curva de demanda. Se ha supuesto una función de demanda del siguiente tipo:

$$q_i = A_i P_i^{-B_i} Y_i^{C_i}$$

Para determinar el área debajo de la curva de la demanda (Gráfico 9) es necesario expresar el precio de la siguiente manera:

$$P_i = \left( \frac{q_i}{C_i} \right)^{-1/B_i} = q_i^{-1/B_i} (A_i^{C_i})^{1/B_i}$$

Integrando la expresión anterior se obtiene:

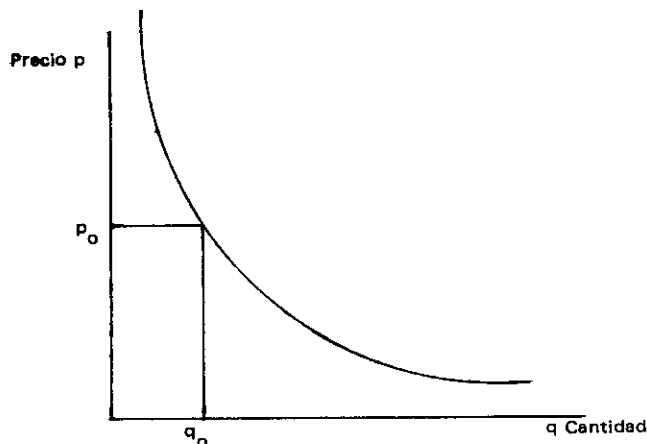
$$\begin{aligned} \int P_i(q_i) d_{q_i} &= \int q_i^{-1/B_i} (A_i^{C_i})^{1/B_i} d_{q_i} = \\ &= q_i^{-1/B_i+1} \frac{(A_i^{C_i})^{1/B_i}}{B_i-1} \cdot B_i \end{aligned}$$

Si N es el número de consumidores el valor que los consumido-

res le asignan al bien  $i$  será<sup>8</sup>:

$$V_i = q_i^{(B_i-1)/B_i} \frac{(A_i^{C_i})^{1/B_i}}{B_i - 1} \cdot NB_i$$

**Gráfico 9**  
**Medición del área debajo de la curva de demanda**



Como puede apreciarse, la expresión anterior es no lineal por lo que será necesario linealizarla. El método sugerido por Dulloy y Hazzell (6) ha sido adoptado.

Para un valor dado de  $\bar{q}_i$  y  $\bar{p}_i$  se obtiene en valor de  $\bar{V}_i$ :

$$\begin{aligned} \bar{q}_{i,1} &\rightarrow \bar{V}_{1,i} \\ \bar{q}_{i,2} &\rightarrow \bar{V}_{2,i} \\ &\vdots \\ \bar{q}_{i,n} &\rightarrow \bar{V}_{n,i} \end{aligned}$$

en forma general,

$$\bar{q}_{i,s} \rightarrow \bar{V}_{i,s}$$

Definiendo la variable entera  $0 \leq W_{i,s} \leq 1$  los valores de  $q_i$  y  $V_i$  respectivamente son:

8 Es importante destacar que esta integral tiene un límite superior ( $q_0$ ) pero no tiene límite inferior. Por ello y a los efectos de computar el área definida anteriormente se debe fijar un límite inferior  $Q + \epsilon$  donde  $\epsilon$  es un número pequeño. Otros autores como Kennedy (2), han linealizado la función de demanda para un "posible" precio o cantidad de equilibrio. Cualquiera de estos dos procedimientos no son exactos por el tipo de función definida.

$$\begin{aligned}
 O \quad & N(\bar{q}_{i,1} W_{i,1} + \bar{q}_{i,2} W_{i,2} + \dots + \bar{q}_{i,n} W_{i,n}) = N \sum \bar{q}_{i,s} W_{i,s} = Nq_i \\
 Y \quad & \bar{X}_{i,1} W_{i,1} + \bar{X}_{i,2} W_{i,2} + \dots + \bar{X}_{i,n} W_{i,n} = X_{im} + X_{il} \\
 & \bar{V}_{i,1} W_{i,1} + \bar{V}_{i,2} W_{i,2} + \dots + \bar{V}_{i,j} W_{i,j} = \sum \bar{V}_{i,s} W_{i,s} = V_i
 \end{aligned}$$

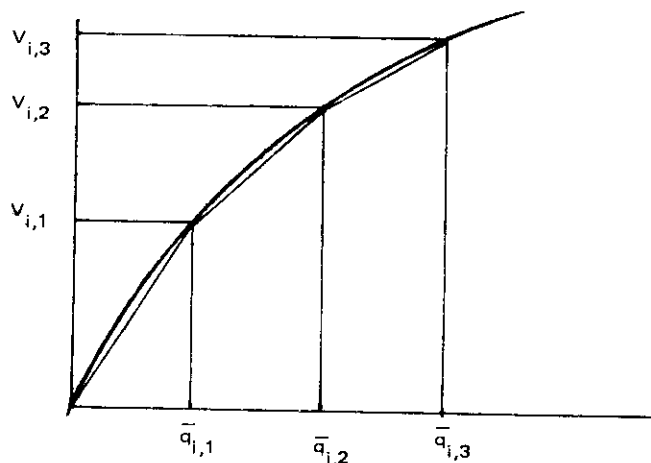
Se debe imponer a si mismo la siguiente restricción de convexidad:

$$W_{i,1} + W_{i,2} + \dots + W_{i,n} = \sum_{s=1}^n W_{i,s} = 1 \quad \text{para todo } i$$

La función objetivo será la diferencia entre el área debajo de la curva de demanda y los costos totales.

$$\begin{aligned}
 Z = & \sum \sum \bar{V}_{i,s} W_{i,s} - \sum C_{PT} X_{PT} - \sum X_g C_g - \sum_i \sum_j X_{ij} C_{ij} - \\
 & - \sum X_{i,m} C_{i,m} - \sum_j \gamma_j X_{ij} - \sum_j \delta_j X_j - \sum \sum C_{i,l} X_{i,l}
 \end{aligned}$$

donde  $C_{PT}$  es el costo de procesar el petróleo,  $C_g$  es el costo del gas natural asignado a los productos que se obtienen en la planta de separación de gas natural unicamente,  $C_{ij}$  es el costo de operación y mantenimiento de la actividad  $j$ ,  $C_{im}$  es el costo de mezclar los productos,  $\delta_j$  y  $\gamma_j$  son los coeficientes definidos anteriormente y  $C_{i,l}$  son los costos de importación.



El desarrollo completo del modelo se presenta en el Cuadro 1.

### Análisis del dual.

En el Cuadro 1 se presentan el modelo para el sector de petróleo y separación de gas natural. Asociado a cada una de las restricciones se definen las variables duales y su interpretación económica.

Asociado a la variable de decisión  $W_{i,s}$  que determina las cantidades demandadas de los bienes se define la siguiente ecuación del dual:

$$\Delta_i + \pi_i \bar{X}_{i,s} \geq \bar{V}_{i,s}$$

en el óptimo si  $W_{i,s}^* > 0$  la ecuación anterior por el teorema de holgura complementaria será:

$$\Delta_i = \bar{V}_{i,s} - \pi \bar{X}_{i,s}$$

se puede apreciar que si el área debajo de la curva de demanda para un nivel de producción  $X_{i,s}$  es  $\bar{V}_{i,s}$  entonces  $\pi_i$  es el costo marginal o precio que paga el usuario y  $\Delta_i$  es el excedente del consumidor.

La ecuación asociada a la actividad  $X_{PT}$  en el dual es:

$$-\alpha_P + \sum_i a_{iPT} \alpha_{i,P} - \beta_{JT} \leq C_{PT}$$

donde  $\alpha_P$  es la renta del petróleo tipo P,  $\alpha_{i,P}$  es el costo marginal del producto i obtenido con el crudo P, y  $\beta_{JT}$  es la renta de capacidad de la planta T.

Si la actividad  $X_{PT} \geq 0$  la ecuación anterior será:

$$\sum_i a_{iPT} \alpha_{i,P} = C_{PT} + \alpha_P + \beta_{J,T}$$

Esta ecuación indica que el ingreso imputado obtenido en la actividad  $X_{PT}$ , debe ser igual a la suma del costo del crudo, la renta de dicho petróleo y la renta o costo marginal de la planta j.

El mismo análisis puede ser extendido para la actividad de procesamiento de gas  $X_{g,P}$ .

Para la actividad  $X_{ij}$  la ecuación del dual para el caso en que  $X_{ij} > 0$  viene definida por:

$$\alpha_{i,P} + C_{i,j} = \sum \alpha_i a_{ij}$$

donde  $\alpha_i$  es el costo marginal del producto i obtenido a partir del insumo i.

La ecuación del dual que corresponde a la actividad  $X_{i,m} > 0$  (producto  $i$  enviado al mercado) es:

$$C_{i,m} + b_{h,i} \rho_{h,i} + u_i = v \pi_i$$

donde  $\rho_{h,i}$  es el costo marginal de la restricción  $h$  del producto  $i$ , y  $u_i$  es el costo marginal del producto  $i$  en planta.

Para la actividad de inversión  $X_j > 0$  (para todas las actividades: Topping, separación de gas y el resto) la ecuación del dual es:

$$\beta_j = \delta_j + \phi_j$$

en este caso el costo marginal variable de la inversión  $\delta_j$  más el costo fijo imputado a la inversión  $\phi_j$  es igual a la renta de capacidad  $\beta_j$ .

En el caso que la actividad de importación fuese positiva  $X_{i,l} > 0$  entonces la ecuación del dual será:

$$\pi_i = C_{i,l}$$

El costo marginal del producto  $i$  pagado por el consumidor será igual al precio de importación. Alternativamente si el producto  $i$  pudiese ser exportado en lugar de importado también el costo marginal que paga el consumidor sería igual al costo de oportunidad, esto es el precio de exportación.

En el caso que se incluyesen los impuestos a los combustibles  $t_i$  las ecuaciones de equilibrio en el dual serán:

$$\pi_i = C_{i,m} + b_{h,i} \rho_{h,i} + u_i + t_i$$

donde el precio pagado por el consumidor  $\pi_i$  incluye el impuesto  $t_i$ .

Como puede apreciarse las ecuaciones del dual permiten determinar los precios "óptimos" o de equilibrio que deberían asignarse a cada uno de los hidrocarburos intermedios y finales si se desea maximizar el bienestar de productores y consumidores.

Estos precios se convierten en parámetros claves para la fijación de la política de precios.

### **Análisis de la información utilizada y escenarios definidos.**

El modelo teórico anteriormente desarrollado se ha aplicado para un solo período de planificación que es el año 1987. De tal manera,



la disponibilidad de crudos y gas natural por yacimientos y la demanda de productos que no tienen precios endógenos corresponde al mencionado año. Las capacidades de producción del sector de refinación de petróleo y gas natural son las existentes a fines de 1982 lo que permite al modelo determinar los niveles de inversión que deben estar funcionando en 1987.

Sobre la base del análisis econométrico de la demanda de energía y supuesto un crecimiento en el ingreso por persona se determinó el desplazamiento de la función de demanda de cada uno de los hidrocarburos.

## CUADRO 2

Ecuaciones del modelo y precios sombras

Función objetivo

$$\text{Max } Z = \sum \sum V_{i,s} W_{i,s} - \sum C_{PT} X_{PT} - \sum C_g X_{g,P} -$$

área debajo de la  
curva de demanda

$$- \sum \sum X_{ij} C_{ij} - \sum X_{i,m} C_{i,m} -$$

$$- \sum \gamma_j X_{Ij} - \sum \delta_j X_j - \sum C_{i,l} X_{i,l} \quad 1.1.$$

[ Costos totales ]

Restricciones	Variable	Precio sombra asociado	Interpretación económica
$X_{PT} \leq D_P$ para todo P disponibilidad del petróleo crudo	1.2 $\alpha_p$		Renta del crudo P
$\sum X_{PT} - X_{JT} \leq C_T$ restricciones de capacidad de planta de Topping.	1.3 $\beta_{JT}$		Renta de capacidad de la planta de Topping.
$X_g \leq D_g$ para todo g disponibilidad de gas natural	1.4 $\alpha_g$		Renta del gas natural g

## Continuación Cuadro 2

$\sum X_{g,P} - X_{jG} < C_G$	1.5	$\beta_{jG}$	Renta de capacidad de la planta separación de Gas natural.
restricción de capacidad de plantas de separación de gas			
$\sum a_{iPT} X_{PT} - \sum X_{ij} - X_i = 0$	1.6	$\sigma_{i,p}$	Costo marginal del producto intermedio i obtenido en planta de Topping
para todo i			
balance de oferta y demanda del producto i			
$\sum_g a_{i,g} X_{g,P} - X_{ij} - X_i = 0$	1.7	$\sigma_{i,g}$	Costo marginal del producto intermedio i obtenido en planta de reparación de gas
balance entre oferta y demanda de productos obtenidos de gas natural			
$\sum X_{ij} - X_j < C_j$	1.8	$\beta_j$	Renta de la planta j
restricción de capacidad de la planta j			
$\sum a_{ij} X_{ij} - \sum X_{ij} - X_i = 0$	1.9	$\sigma_i$	Costo marginal del producto intermedio i
para todo i			
balance entre oferta y demanda del producto i en planta j			
$\sum b_{h,i} X_i - b_{h,i} X_{i,m} > 0$	1.10	$\rho_{h,i}$	Costo marginal atribuible a la restricción h del producto i
para todo i			
[restricciones técnicas]			
$\sum X_i - X_{im} \geq 0$	1.11	$u_i$	Costo marginal del producto i en planta
para todo i			
balance de oferta y demanda de productos			
$X_{ij} + X_{im} > D_{im}$	1.12	$\pi_i$	Costo marginal del producto i
para todo i			
[restricciones de demanda]			
$X_j - CP_j X_{jJ} < 0$	1.13	$\phi_j$	Costo fijo imputado de inversión en la planta J.
para todo J			
[restricción entera de inversión]			
$\sum \bar{X}_{i,s} W_{i,s} = X_{ij} + X_{im}$	1.14	$\pi_i$	Costo marginal del producto i
para todo i			
balance de oferta y demanda producto final"			

$$\sum_i W_{i,s} = 1 \quad \text{para todo } i \quad 1.15 \quad \Delta_i \quad \text{Excedente de los consumidores asignado al producto } i$$

**restricción de convexidad**

Las actividades de extracción de petróleo crudo y su posterior procesamiento en las refinerías corresponden a las cuencas de Chubut, Santa Cruz Norte, Mendoza Norte, Mendoza Sur, La Pampa, Río Negro, Salta, Jujuy y Tierra del Fuego. Esta desagregación se ha realizado considerando el diferente rendimiento que en la etapa de destilación primaria tienen estos crudos. La disponibilidad de petróleo para el año 1987 se presenta en el Cuadro 3.

Como el modelo desarrollado es de economía abierta, se han incluido diferentes tipos de petróleo crudo que pueden ser importados: tipo Arabe liviano, intermedio y pesado, crudo tipo Gabón, crudo liviano de Irán, crudo de Venezuela y crudo de Nigeria liviano. Asimismo, se han considerado que los productos que pueden ser importados son livianos e intermedios: nafta común y especial, gas-oil y el kerosene; pudiéndose exportar a su vez naftas, diesel-oil, kerosene, gas licuado, fuel-oil, carbón y asfaltos. El conjunto de coeficientes asociados a estas variables en la función objetivo se presentan en los cuadros 4 y 5.

Las actividades tecnológicas consideradas en las refinerías (que son las ya señaladas en el análisis teórico) representan los rendimientos promedios observados en las plantas estatales y privadas. La capacidad de elaboración de cada una de estas actividades o plantas se presentan en el Cuadro 6. Los costos han sido obtenidos a partir de información de YPF y de Nelson y se presentan en el Cuadro 7.

Las plantas de separación de gas natural incluidas dentro del análisis son San Sebastián, Centenario, Camancito, Cañadón Seco, Lomas de la Lata, Campo Durán y General Cerri.

Los productos finales incluidos en el análisis son nafta virgen, nafta común y especial, gas-oil, diesel-oil, fuel-oil, kerosene y JP, carbón residual, asfaltos, lubricantes y LPG. Las restricciones técnicas consideradas en el modelo son el octanaje de las naftas, número de mezcla del fuel-oil y los máximos valores de mezcla de intermedios permitidos en kerosene, diesel-oil y fuel-oil.

Los escenarios o alternativas planteadas para la solución del modelo teórico desarrollado para 1987 son las siguientes:

**Escenario 1:** Sobre la base de la estructura económica-tecnológica desarrollada anteriormente se ha supuesto que es posible importar petróleo crudo y derivados. Asimismo, teniendo en cuenta que la demanda de fuel-oil depende del precio del gas natural, se ha supuesto un valor de 14,5 u\$s los mil m<sup>3</sup> del gas natural, para obtener la posición de la función de demanda de fuel-oil.

**Escenario 2:** Teniendo en cuenta la necesidad de reactivación de esta industria, se ha considerado en esta alternativa que no es factible realizar importaciones de derivados sino solamente de crudos.

**Escenario 3:** Se ha elaborado sobre los mismos supuestos que el Escenario 1 con la única diferencia que se ha supuesto un menor precio para el gas natural de 10,0 u\$s los mil m<sup>3</sup>, para alentar el proceso de sustitución de fuel-oil por gas natural.

**Escenario 4:** Se ha definido sobre la base del Escenario 3 pero asumiendo que sólo es posible realizar importaciones de crudos.

En todos los escenarios se ha supuesto la actual estructura de impuesto por unidad sobre los combustibles vigentes a septiembre de 1983 que son: nafta común u\$s-m<sup>3</sup> 190,51; nafta especial u\$s-m<sup>3</sup> 210,86; gas-oil u\$s-m<sup>3</sup> 79,61; diesel-oil u\$s-m<sup>3</sup> 56,23; kerosene u\$s-m<sup>3</sup> 73,92 y fuel-oil u\$s-m<sup>3</sup> 25,73 el m<sup>3</sup>.

### **Estudio de los resultados obtenidos.**

En el Cuadro 8 se presentan los resultados de las variables físicas de los escenarios definidos anteriormente.

El resultado común a los cuatro escenarios es que en todos los casos la utilización de la capacidad de las cuencas internas de petróleo (Cuadro 3) es plena. La razón es obvia: los costos de producción internos en todos los yacimientos son inferiores a los precios internacionales de los crudos equivalentes.

Las exportaciones de derivados para este escenario se concentran en gas-oil, fuel-oil, carbón residual y en pequeños excedentes de gas licuado.

La ampliación de la industria de refinería se debe realizar en plantas de hidrocracking. Estas unidades pueden producir a partir de destilados intermedios y pesados, gas-oil y gas licuado. Esta inversión

Cuadro 3  
Disponibilidad de crudos por cuencas

Cuenca	miles de m <sup>3</sup>
Chubut	3.023,8
Santa Cruz Norte	4.041,2
Santa Cruz Sur	698,6
Mendoza Norte	4.717,2
Mendoza Sur	} 5.500
La Pampa	
Río Negro	
y Neuquén	
Salta	1.651,0
Jujuy	100,3
Tierra del Fuego	2.000,0

Fuente: Secretaría de Energía y elaboraciones propias.

Cuadro 4  
Costos de las actividades de importación de crudos y derivados

Cuenca	u\$s de m <sup>3</sup>
<b>Crudos</b>	
Arabe liviano	216,4
mediano	206,1
pesado	197,0
Gabón	197,3
Irán	198,6
Venezuela	195,0
Nigeria	216,1
<b>Importado</b>	
Nafta común	253,03
Nafta especial	256,72
kerosene	183,42

Fuente: The Petroleum Economist, varios números 1982, 1983

Cuadro 5  
Precio de los productos exportados

Producto	u\$s de m <sup>3</sup>
Nafta común	231,05
especial	240,0
Fuel-oil	159,38
Gas licuado	198,75
Gas-oil	224,6
Carbón residual	66,15

Fuente: The Petroleum Economist, varios números 1982, 1983.

Cuadro 6  
Capacidad de las plantas de refinación  
31/12/82

Plantas	miles de m <sup>3</sup> año
Topping	38.633,1
Vacío	13.521,7
Coqueo	3.696,0
Reductor de Viscosidad	3.550,0
Crackeo catalítico	5.758,0
Hidrocrackial	1.089,0
Reformig	2.772,0

Fuente: Secretaría de Energía.

Cuadro 7  
Costos de operación, mantenimiento e inversión en plantas

Planta	Costos operación y mant.		Costos de Inversión*
	u\$s m <sup>3</sup> carga	Variable u\$s m <sup>3</sup>	Fijo (miles de u\$s)
<b>Refinería.</b>			
Topping	1,51	1,97	1.532,2
Vacío	1,93	2,91	1.836,3
Coqueo	6,74	10,66	3.691,7
Reductor de Viscosidad	1,93	3,02	1.580,4
Crakeo catalítico	6,80	14,0	4.037,2
Hidrocrakeo	9,69	7,1	5.572,8
Reforming	7,06	12,7	1.569,4
<b>Separación gas</b>			
Centenario	3,50	7,0	—
Caimancito	2,60	5,3	—
Loma de la lata	0,40	3,9	—
Gral. Cerri	2,40	5,3	—

\* De acuerdo a la función linealizada de inversión.

Fuente: Y.P.F. y Nelson, Contestimating, varios números y elaboraciones propias.

**Cuadro 8**  
**Resultado de las principales variables. Año 1987**

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
<b>1. Utilización de extracción de crudo (%)</b>	100	100	100	100
<b>2. Importación de crudo (miles de m<sup>3</sup>)</b>	5778,5	5778,5	5778,7	5778,5
<b>3. Exportaciones derivados</b>				
Gas - oil	820,0	820,0	820,0	820,0
Fuel - oil	1751,5	1751,5	1835,0	1835,0
LPG	2,8	4,4	2,8	4,4
Carbón residual (miles de m <sup>3</sup> )	401,3	401,3	401,3	401,3
<b>4. Inversión en plantas</b>				
Valio	—	—	—	—
Coqueo	—	—	—	—
Crackeo catalítico	—	—	—	—
Hidrocracking	2140,9	2140,9	2140,9	2140,9
<b>5. Producción (miles de m<sup>3</sup>)</b>				
Nafta común	2691,9	2691,9	2691,9	2691,9
Nafta especial	6404,2	6404,2	6404,2	6404,2
Gas-oil	8725,7	8725,7	8725,7	8725,7
Diesel-oil	779,9	779,9	779,9	779,9
Kerosene y JP1	2390,8	2390,8	2390,8	2390,8
Fuel-oil	2073,4	2073,4	2073,4	2073,4
Carbón (tn)	949,8	949,8	949,8	949,8
Asfaltos (tn)	277,8	277,8	277,8	277,8
Lubricantes	143,8	143,8	143,8	143,8



sería preferible, de acuerdo a los resultados que proporcionen el modelo, a una combinación de plantas de coqueo y cracking catalítico.

En la línea 6 del Cuadro 8 se presentan los niveles de producción de los principales hidrocarburos obtenidos. Es importante destacar los elevados niveles de producción de productos livianos (naftas) e intermedios y los bajos niveles de producción de fuel-oil. La razón de este cambio en la composición de la oferta que se produce en las refinerías obedece a un doble efecto: por un lado al aumento en la capacidad en unidades que elaboran productos livianos e intermedios a partir de destilados pesados y por otro, al bajo nivel de demanda de fuel-oil inducido a través de un bajo precio del gas natural que alienta el consumo de este último sustituto.

No se han incluido los resultados del sector de separación de gas (que produce el LPG) en razón de que el nivel de operación es nulo. Esto se debe a que el nivel de demanda de este producto es muy bajo y la operación de las plantas de separación tiene sentido en una situación en la que el gas natural se consume en el sector industrial, eléctrico y doméstico. Como este modelo no integra el gas natural y el carbón, el gas licuado es obtenido a un menor costo por el sector refinador<sup>9</sup>.

Los precios al consumidor y al productor que maximizan los excedentes de estos agentes económicos se presentan en el Cuadro 9. La diferencia entre el precio que abonan los consumidores y el que reciben los productores es el impuesto unitario.

El precio a nivel de productor indica el costo de oportunidad que el sector refinador tiene al producir estos bienes. Si los productos son importados o exportados en forma libre este costo de oportunidad es el precio CIF o FOB respectivamente. En el caso que no haya comercio, el costo económico depende de una serie de aspectos como el costo de los insumos, la tecnología utilizada en la producción y de demanda interna. Los precios obtenidos a nivel de consumidor, supuestos fijos los impuestos por unidad, son aquellos que optimizan la situación de los consumidores.

9 Es importante reiterar que esta metodología aquí desarrollada, puede extenderse al tratamiento de todos los sectores oferentes de energía.

Los precios relativos con respecto al fuel-oil obtenidos a nivel de consumidor son las siguientes: nafta común-fuel-oil 2,38; nafta super-fuel-oil 2,56; gas-oil-fuel-oil 1,62; diesel-oil-fuel-oil 1,50 y kerosene-fuel-oil es 1,59. Si se analiza la estructura relativa de los precios de oferta se observa que ésta es más aplanada siendo los precios relativos los siguientes: nafta común-fuel-oil 1,57; nafta super-fuel-oil 1,43; gas-oil-fuel-oil 1,38 y kerosene-fuel-oil 1,38. El valor de la función bienestar para el Escenario 1 es de 4.447,64 millones de dólares.

En el Cuadro 10 se presentan los valores económicos de los diferentes petróleos crudos. Este concepto está integrado por el costo de producción más la renta petrolera que surge de permitir importaciones de crudos y derivados y/o exportación de derivados.

Los resultados encontrados para el Escenario 2 en el que se considera no factible la importación de productos, (Cuadro 8) muestran un mismo nivel de importaciones y de producción de derivados que el Escenario 1.

En el Cuadro 11 se presentan los precios al consumidor y productor que resultan del Escenario 2. Las relaciones de precios al consumidor en este caso son nafta común-fuel-oil 2,38; nafta especial fuel-oil 2,57; gas-oil-fuel-oil 1,64, diesel-oil-fuel-oil 1,51 y kerosene-fuel-oil 1,66. A su vez las relaciones de precio de oferta considerando al fuel-oil como "numeraire" son las siguientes: nafta común-fuel-oil 1,57; nafta super-fuel-oil 1,65; gas-oil-fuel-oil 1,40; diesel-oil-fuel-oil 1,40 y kerosene-fuel-oil 1,40.

El valor económico del petróleo crudo por cuencas para el Escenario 2 se presenta en el Cuadro 10.

El Escenario 3 simula la situación en que se ha supuesto una disminución en el precio del gas natural de 14,5 u\$s a 10,0 u\$s c/mil m<sup>3</sup> manteniendo la posibilidad de importaciones de petróleo crudo y derivados. Los resultados de las principales variables físicas se presentan en el Cuadro 8. Si se compara este último escenario con la Alternativa 1 se puede apreciar que la única diferencia se encuentra en los niveles de exportación y consumo interno de fuel-oil.

Los resultados en materia de precios a nivel de consumidor y productor para el Escenario 3 (iguales a los del Escenario 1) se presentan en el Cuadro 9. El valor de la función objetivo bienestar alcan-

Cuadro 9  
Precios al consumidor y productos de derivados del  
petróleo.  
Escenario 1 y 3

Producto	Precios u\$s-m <sup>3</sup>	
	Consumidor	Productor
Nafta común	440,8	250,30
Nafta especial	474,8	264,16
Gas-oil	299,6	220,52
Diesel-oil	276,8	220,52
Fuel-oil	185,1	159,38
Gas licuado	275,9	270,80
JP1	220,2	220,20
Kerosene	293,9	220,52

Cuadro 10  
Valor económico de los crudos por cuencas

Crudo	u\$s-m <sup>3</sup>	
	Escenario 1 y 3	Escenario 2 y 4
Chubut	192,8	191,2
Santa Cruz Norte	195,1	194,3
Santa Cruz del Sur	201,1	204,1
Mendoza Norte	195,0	194,3
Salta	200,7	204,5
Jujuy	198,4	199,6
Tierra del Fuego	201,0	202,6
Neuquina	198,0	198,0

Cuadro 11  
Precios al consumidor y productos de derivados del  
petróleo  
Escenario 2 y 4

Producto	Precios u\$s-m <sup>3</sup>	
	Consumidor	Productor
Nafta común	440,8	250,3
Nafta especial	475,0	264,2
Gas-oil	303,6	224,0
Diesel-oil	280,2	224,0
Fuel-oil	185,1	159,8
Gas licuado	276,0	276,0
JP1	224,0	224,0
Kerosene	297,9	224,0

za un valor de 4,445,1 millones de dólares siendo inferior en un 0,56 % a la del Escenario 1. Esta pérdida en el bienestar obedece a que se ha producido un desplazamiento en la función de demanda de fuel-oil hacia abajo por un menor precio del gas natural y dado que el precio del fuel-oil al consumidor es el mismo hay una pérdida neta de bienestar. .

En el Cuadro 10 se presentan los valores económicos de los crudos que son exactamente iguales a los del Escenario 1.

Analizando los resultados del modelo para el Escenario 4 (cuya única diferencia con respecto al Escenario 2 es que se produce una disminución en el precio del gas natural) los valores de las variables originales y duales son iguales a los del Escenario 2 a excepción del consumo interno y las exportaciones de fuel-oil. Debido a que el aumento en el precio del gas natural reduce la demanda de fuel-oil y puesto que la producción se mantiene constante se genera un mayor saldo exportable. El precio sombra de los productos a nivel de consumidores y productores (Cuadro 11) y el precio sombra de los diferentes tipos de crudos (Cuadro 10) son iguales a los del Escenario 2. El valor de la función objetivo en esta alternativa alcanza los de 4,199,9 millones de dólares, inferior en sólo 0,06% con respecto al Escenario 2.

### **Conclusiones**

El presente trabajo ha desarrollado una metodología para determinar el precio de los derivados del petróleo tal que permita una óptima asignación de los recursos desde el punto de vista de productores y consumidores en un contexto dinámico. El modelo de producción e inversión para la industria de refinación de petróleo y separación de gas permite el cómputo de precios de equilibrio para el crudo y los derivados del petróleo tal que maximicen el excedente de consumidores y productores.

Si la política energética se desea implementar utilizando los mecanismos de mercado para inducir a los agentes económicos a un comportamiento racional, la política de precios debe ser consistente con el nivel absoluto y relativo de los precios sombras o de equilibrio obtenidos. Es importante destacar que la metodología de fijación de precios aquí propuesta es perfectamente compatible con las decisiones de inversión en el sector.

Los resultados aquí obtenidos para los diversos escenarios no

son definitivos pero proporcionan importantes ideas sobre la dirección hacia la cual tiene que apuntar una razonable política de precios de los hidrocarburos derivados del petróleo.

Cierto es reconocer, que el esquema analítico aquí desarrollado es de naturaleza parcial dentro del sector energía y que deberían incluirse, en especial, el gas natural y el carbón por la sustitución que existe por el lado de la demanda con algunos de los derivados del petróleo. Sin embargo, el modelo aquí planteado que tiene en cuenta el precio del gas como explicativo de la demanda de fuel-oil posibilita definir la sustitución (en forma exógena) gas natural-fuel-oil a nivel global y determinar la estructura relativa y los niveles absolutos del precio de los derivados del petróleo. Asimismo, dentro de un modelo tan flexible como el aquí presentado puede incluirse sin dificultades el tratamiento de los siguientes aspectos: a) la producción conjunta en yacimientos de petróleo y gas y la asignación de precios a cada uno de estos recursos primarios, b) el consumo de gas natural y carbón y los precios asociados a estos productos a nivel de consumidor y productor, c) decisiones de inversión en materia de transporte de gas natural.

La primera conclusión del trabajo es que el precio de los combustibles a nivel del productor en el marco de una política racional de precios debe aproximarse a los costos de oportunidad internacionales (de exportación e importación). Si el producto no es comercializable internacionalmente entonces, su valor dependerá de los costos de los insumos, de las actividades productivas y de las demandas correspondientes.

Asimismo, el valor económico de los diferentes crudos se aproxima a los valores internacionales siendo superior en todos los casos a los costos de producción. Esto indica una importante renta petrolera que los gobiernos nacional y/o provinciales deberían en el marco de una política energética decidir su captación.

La segunda conclusión es que la industria de refinería en el futuro requerirá su ampliación en plantas de hidrocracking (o cracking catalítico) que permitan obtener productos livianos e intermedios a partir de productos pesados para adecuar la oferta a una demanda cambiante de hidrocarburos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

**Generales**

- W. BAUMOL, **Economic Theory and Operation Analysis**, Prentice Hall 1979. Chap. 5, 6, 7.
- IEERAL, Fundación Mediterránea, **Revista Novedades Económicas**, varios números.
- NORDHAUS W. **The Allocation of Energy Resources**, Brooking Panel on Economic Activity (3), 1973.
- Secretaría de Energía, **Anuarios Estadísticos**, varios números.
- VARIAN H., **Microeconomic Analysis**, Norton 1978, Chapter 7, puntos 7.4, 7.5 y 7.6, pág. 207-225.
- TAKAYAMA T. and G. JUDGE, **Spatial and Temporal Price and Allocation Models**, 1971, Amsterdam, Nort Holland.
- Y.P.F. **Anuarios Estadísticos**, Varios números.

**Citas en el texto**

- (1) David Kendrick and Ardy Stoutjesdijk, **The Planning of Industrial Invest Programs: A Methodology**, The John Hopkins University Press, 1980
- (2) Kennedy M, **An Economic Model of the World Oil Market**, The Bell Journal of Economics and Managements Science, 5, 1974, pp. 540-571.

## UN ENSAYO SOBRE LA DETERMINACION DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES

### RESUMEN

El propósito de este trabajo es desarrollar una metodología para la determinación del precio de los combustibles derivados del petróleo y aplicarla al sector energético argentino. Sobre la base de un modelo matemático de optimización no lineal que maximiza la diferencia entre lo que los consumidores están dispuestos a pagar y los costos totales del sector, se derivan los precios de los derivados y del petróleo. Definiendo cuatro escenarios alternativos para Argentina en el año 1987 se obtienen los precios a nivel de consumidor y productor coherentes con una óptima asignación de recursos en el sector.

## AN ESSAY ON THE DETERMINATION OF FUEL PRICES

## SUMMARY

The purpose of this research work is to build a dynamic nonlinear programming model that maximize the difference between the consumer's welfare and the total cost of the sector, for obtaining petroleum distillates prices and then to apply this model to the Argentina energy sector. Once that four scenarios are defined for Argentina in 1987, the consumer and producer's prices that are consistent with an optimal allocation of resource, are presented.