

**COSTOS Y BENEFICIOS DE LA REFORMA EN  
EL SUBSECTOR ELECTRICO**

---

**Rolando Reyes\***

**Resumen**

Este trabajo contiene un análisis de las principales implicaciones de la implantación de la reforma en el subsector eléctrico. Después de discutir las relaciones históricas entre demanda, oferta y costos del suministro de la energía eléctrica, se pasa al análisis de la estructura competitiva que prevalecería en el mercado eléctrico después de la reforma. Los costos y beneficios de la reforma son estimados utilizando un modelo de equilibrio parcial de corto plazo, en el que el costo es igual a la disposición a pagar por la cantidad de demanda racionada. El costo de un racionamiento de 30% es calculado para los sectores residencial, industrial y comercial.

**Palabras Claves**

Oferta y Demanda de Electricidad, Déficit, Precios y Costos Marginales, Mercado Oligopólico, Reformas.

---

\*Economista, sub-director del Centro de Investigación Económica para el Caribe (CIECA) y profesor de INTEC.

## **I.- EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD Y EL PROYECTO DE REFORMA AL SUBSECTOR ELECTRICO**

Esta primera sección está dedicada a la presentación de un análisis de la relación entre consumo, precio y oferta de electricidad en el mercado eléctrico actual y de cómo estas relaciones cambiarían en la situación post-reforma.

### **1.1.- PRECIO, CONSUMO Y DÉFICIT DE OFERTA**

La situación actual se caracteriza por un consumo determinado por el lado de la oferta y un déficit permanente en la magnitud de la misma en relación a la demanda. A su vez, la oferta fluctúa drásticamente en términos de calidad y cantidad. Por otra parte, el mecanismo de ajuste es el racionamiento, dada la política de precios fijos.

A corto plazo una parte importante del déficit tiene sus explicaciones en el plano estrictamente financiero. Es decir, el alto porcentaje de pérdidas no técnicas determinan un nivel de ingresos insuficiente para cubrir los costos operativos de la empresa eléctrica. Sin embargo, a largo plazo la explicación del déficit es de carácter estrictamente económico: se ha debido a la incapacidad de la empresa para establecer precios que reflejen los verdaderos costos marginales totales de largo plazo<sup>1</sup>.

En un extremo sería posible plantear que la ausencia de

---

1.- Lo anterior está demostrado en Reyes, R. (1995). Se verifica que en los últimos diez años el precio promedio ha estado por debajo del costomarginal de largo plazo sólo en la etapa de la generación.

una planificación en base a criterios de costos marginales es la explicación fundamental de la crisis del sistema eléctrico de los últimos años. Claro está que si la política de la empresa hubiese sido la de establecer precios en base a costos medios y tomar las decisiones de expansión en base a la rentabilidad financiera, de seguro hoy no habrían apagones, pero el precio de la electricidad en República Dominicana fuera uno de los más altos de América Latina.

No es el propósito de este trabajo presentar una discusión detallada de las implicaciones que tienen los costos marginales para la maximización del bienestar, la fijación de los precios y la planificación de un sistema eléctrico<sup>2</sup>. Sin embargo, el criterio de costo marginal es fundamental para el análisis de los efectos de la reforma al subsector eléctrico.

Es importante señalar que a pesar de que el consumo está determinado por el lado de la oferta, esto no quiere decir que exista una curva de oferta de la empresa eléctrica, aunque exista una función de costo total.

Esto es así porque, en primer lugar, para cualquier nivel de demanda proyectado, la empresa no ha establecido un sistema de planificación al costo marginal mínimo, independientemente de su política tarifaria. En segundo lugar, el no tomar en cuenta los costos marginales para establecer tarifas y niveles de producción implica que no se pueda establecer una relación unívoca entre dos variables.

La política de precios vigente se supone que debería reflejar un costo marginal fundamentada en el criterio de bloques tarifarios. Este principio se fundamenta en que los

---

2.- El lector interesado puede encontrar una excelente presentación teórica y práctica en Albouy, Y. (1983).

consumidores de bajas cantidades utilizan la electricidad principalmente en las horas de punta, cuando el costo marginal es alto, mientras que los de alto consumo utilizan la electricidad en las horas fuera de punta, cuando el costo marginal es bajo. Para estos últimos consumidores se confirma que la elasticidad-precio de su demanda es muy alta.

La gran distorsión que se ha creado es la no revisión de los cambios en los montos de la demanda en los períodos de base y de punta, lo cual se puede evidenciar en los pocos cambios en las tarifas de los diferentes sectores en relación a los cambios en su consumo. Esto se puede confirmar analizando las tarifas y los consumos de los sectores residencial, comercial e industrial a partir de los gráficos adjuntos.

Por último, es conveniente señalar que esta inadecuación de las tarifas está relacionada con la capacidad de robos, fraudes y evasión de pagos de los consumidores, ya que los ingresos reportados no reflejan los verdaderos consumos. Es esta y ninguna otra situación la que justifica la urgente y necesaria privatización de la comercialización de la electricidad, inclusive, sin que sea necesario aprobar un proyecto de privatización global de la CDE.

## **1.2.- PRECIO Y ESTRUCTURA COMPETITIVA EN LA SITUACIÓN POST-REFORMA**

La vigencia de la reforma al subsector eléctrico cambiaría la estructura del mercado ya que no habría un monopolio, ni siquiera existirían empresas integradas dedicadas a las actividades de generación, transmisión y distribución simultáneamente.

Sin embargo, es posible que la estructura de la competencia imperfecta seguirá prevaleciendo, dada la característica de rendimientos crecientes a lo interno de las empresas que formarán parte de la industria.

Sin ningún tipo de regulación, las empresas fijarían precios en base a costos medios y no en base a costos marginales. Sin embargo, tanto la ley como el reglamento de aplicación de la misma definen los criterios para la fijación de los precios controlados en base a costos marginales.

Un análisis de las estipulaciones del reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad, en lo referente al establecimiento de los precios en cada etapa de un sistema eléctrico interconectado, podría arrojar alguna luz sobre los posibles cambios en la estructura de competencia al interior del sistema eléctrico dominicano.

Previamente es necesario señalar que no es posible determinar con precisión el tiempo requerido para el surgimiento de mercados según las estipulaciones de la ley y el reglamento de aplicación.

#### **1.2.1.- PRECIO Y OLIGOPOLIO EN EL MERCADO DE GENERACIÓN**

En principio el proyecto de ley contempla la reestructuración de la CDE en tres empresas en la etapa de generación. Según las estimaciones de DECOM (1994), para una proyección del factor de carga según las condiciones históricas, la capacidad actual de la CDE y los generadores privados (sin tomar en cuenta el ciclo combinado de Smith-Enron) es suficiente para atender la demanda de potencia y de energía hasta el año 1999.

Por tanto, para una estructura competitiva dada, y sin tomar en cuenta las fluctuaciones aleatorias del grado de confiabilidad, sería posible que en los próximos cinco años no surjan nuevas empresas en la etapa de generación. El problema es entonces, el predecir cual será la estructura competitiva que surgirá en el mercado de generación, y si la variable de ajuste será el precio o cantidad.

Fijado entonces el número de empresas, la estructura o comportamiento competitivo quedaría determinado por la curva de demanda y la práctica de fijación de precios. El artículo 72 de la versión actual del reglamento de aplicación de la ley prevé el precio de suministro de generador a distribuidor en base a lo estipulado en el artículo 150 del mismo reglamento de aplicación.

Este artículo 150 del reglamento de aplicación es el fundamento de todo el sistema de precios que regirá en base a los principios de costos marginales de largo plazo. Dicho artículo define la metodología para el cálculo de los costos marginales de corto plazo en cada barra del sistema en varias etapas:

- 1.- Para una demanda dada de potencia y de energía se determina el programa de obras de generación y transmisión que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento de largo plazo, el cual incluye la depreciación de la inversión.
- 2.- En base a los costos de largo plazo anteriores se calculan los costos marginales mínimos de operación y racionamiento de corto plazo según bloques de horarios.
- 3.- Finalmente, el costo básico, que será igual al precio para el período bajo estudio, se calcula como el costo promedio ponderado de los costos marginales de corto plazo obtenido

utilizando como factor de ponderación las demandas actualizadas de energía.

Por tanto, si los precios de generador a distribuidor se fijaran con los criterios anteriores, se pueden plantear las siguientes conclusiones con respecto a la estructura del mercado de generación eléctrica en la situación post-reforma:

- 1.- El precio será fijado para períodos de tiempo lo suficientemente largo como para que productores y consumidores puedan hacer los ajustes correspondientes en sus funciones de demanda y producción.
- 2.- El comportamiento optimizador de los productores garantizará la existencia de una curva de oferta en correspondencia con el comportamiento de largo plazo de los costos marginales.
- 3.- El criterio de costo marginal de largo plazo eliminará la diferencia entre el costo medio y el costo marginal de corto plazo. Por lo tanto, a pesar de la regulación de precios, los grandes rendimientos a escala de la industria quedarán reflejados en los mismos, y por tanto, es seguro que los productores de energía tendrán una tasa de ganancia económica neta que no tendrán otros sectores de la economía.

#### **1.2.2.- PEAJE DE TRANSMISIÓN Y PRECIOS DE DISTRIBUCIÓN**

Las conclusiones del apartado anterior se mantienen prácticamente inalteradas para lo que se refiere a los precios y la estructura competitiva en las etapas de transmisión y distribución. Esto es así por las siguientes razones:

- 1.- Los precios para usuarios de servicios públicos serán

fijados, independientemente de las características de la zona de concesión, en base al mismo criterio de costos marginales de largo plazo.

2.- El número de empresas concesionarias de distribución que se puede esperar que surjan será muy grande en relación al número de empresas de generación.

3.- Dada la característica del sistema interconectado y la definición de la red principal de transmisión, el peaje de transmisión será simplemente la diferencia entre la energía entregada y retirada de cada barra, adicionando al costo de potencia el costo de conexión al sistema principal de la red de transmisión.

La síntesis de todo lo hasta aquí expuesto es simple: después de la reforma, y adaptados los mercados de generación y distribución por el lado de la oferta, el consumo pasará a ser determinado por la demanda en función de la elasticidades-precio de cada segmento del mercado eléctrico.

## **II.- COSTOS Y BENEFICIOS DE LA REFORMA EN EL EQUILIBRIO PARCIAL DE CORTO PLAZO**

El beneficio de la reforma en el subsector eléctrico es sencillamente la ganancia de bienestar que se obtendría en la situación de abastecimiento normal de la demanda.

Desde otro punto de vista, es equivalente al ahorro que en términos de costos implica la situación de racionamiento actual. En principio hay varios enfoques y metodologías para calcular el costo de racionamiento, bajo el supuesto de que este no es conveniente económicamente.



Por el lado de la oferta, hay otro beneficio importante de la reforma: las ganancias en eficiencia que se supone se obtendrían cuando el sistema pase a ser conformado por empresas con costos menores a los que actualmente tiene la CDE. Para que se tenga una idea de la magnitud de dicho beneficio, solo hay que tomar en cuenta que el costo medio de producción de CDE es casi el doble del costo de producción del productor privado más eficiente.

El costo posible puede ser un empeoramiento de la distribución del ingreso, y se produciría en una sola situación: cuando la reforma resulte en el establecimiento de un sistema de precios que elimine los subsidios implícitos en el robo y los fraudes de los pobres.

### **2.1.- METODOLOGÍA PARA EL CALCULO DEL COSTO DE RACIONAMIENTO**

Hay varios enfoques metodológicos que se emplearían para medir el costo de posponer la reforma en el subsector, siempre partiendo del hecho de que la posposición de dicha reforma es mantener la situación actual de alto racionamiento.

En el equilibrio parcial de corto plazo el costo de racionamiento se obtiene a partir de la curva de demanda de los consumidores. Teóricamente dicho costo es la pérdida de bienestar asociada al menor consumo y prácticamente se puede aproximar como el costo de adquisición y operación de equipos de generación propios. Sin embargo, como estos costos no se pueden observar, se hace necesario la utilización de la curva de demanda.

Los modelos en base a la relación entre valor agregado en la producción y el consumo de electricidad tienen la dificultad de que no toman en cuenta las oportunidades de

reprogramar la producción o dar mantenimiento a las maquinarias durante las horas de corte. Cuando esto es así, el costo de racionamiento equivale solamente a una variación de los salarios pagados.

Otro error que se comete con frecuencia es asociar la magnitud del déficit con una proporción del PBI. La verdad es que esta relación no se puede calcular sin la utilización de un modelo de equilibrio general, en donde el subsector eléctrico aparezca como un sector de producción y de consumo<sup>3</sup>.

Las ecuaciones de demanda para los sectores de consumo fueron calculadas en el estudio de DECOM (1994). Para los fines de este informe solo se consideran los sectores residencial, industrial y comercial. No se considera el consumo gubernamental y el alumbrado público porque los resultados reflejaron magnitudes muy bajas de la elasticidad de la demanda.

La curva de demanda se calcula sustituyendo los valores proyectados de las variables exógenas diferente al precio.

Todas las curvas de demanda obtenida tienen la forma general:

$$P = (A/Q)^{1/e}$$

en la que P es el precio, A es una constante positiva, Q la cantidad y e elasticidad precio.

---

3.-Para el caso de República Dominicana, la construcción de un modelo de este tipo debería incluir también el resto del sector energético, con todas las distorsiones que actualmente presenta el mercado de los combustibles. Posiblemente una tarea de este tipo se pueda emprender cuando el Banco Central de a conocer la matriz -insumo producto en la que ha estado trabajando durante los últimos dos años..

El costo del racionamiento se obtiene en base a la cantidad demandada y la cantidad racionada y es igual a la disminución en el bienestar producido por el menor consumo. Matemáticamente se calcula como la integral de la curva evaluada en las dos cantidades menos el gasto total correspondiente a las dos cantidades<sup>4</sup>.

## **2.2.- EL COSTO DEL RACIONAMIENTO DURANTE EL AÑO 1995**

Todo parece indicar que durante el presente año habrá un alto racionamiento, quizás similar al del año 1990, cuando dicho racionamiento fue de un 40%, es decir, los consumidores solo consumieron el 60% de la electricidad que demandaron.

Para los fines del cálculo, se ha asumido un racionamiento de un 30% para los tres sectores. Los resultados obtenidos se presentan en el cuadro adjunto, en donde se presenta además la curva de demanda de cada sector y sus consumos respectivos.

El costo total que para la economía tendría la crisis eléctrica del presente año sería de 5,892.4 millones de pesos corrientes. Esta cifra representa el 21% de los activos totales de la CDE y el 134% de sus ingresos durante el año 1993.

Se observa que los costos no guardan relación con la participación de cada sector en los ingresos totales de la

---

4.- La ecuación corresponde a una hipérbola muy equilátera, cuya integral indefinida es negativa. Por tanto, para la integral definida se cambia el orden de los límites de integración. Además, mientras más cercano es el valor de Q al valor de A, menor es el valor de la integral, pasando a ser insignificante en relación al valor del gasto total

CDE. La principal fuente de ingresos es el sector residencial, pero sus costos de racionamiento son los más bajos. El sector industrial, con una participación casi igual al sector residencial en los ingresos, tiene el costo de racionamiento mucho más alto.

En otras palabras, una unidad de energía suministrada al sector industrial tiene un valor casi diez veces más alto que la misma unidad de energía suministrada al sector residencial, a pesar de que ambos sectores contribuyen de manera similar a los ingresos. Dicho de forma menos simpática, el precio de la electricidad suministrada al sector residencial es extremadamente bajo, mientras que el del sector industrial es extremadamente alto.

Un último de los tantos resultados interesantes que se pueden presentar: tomando como base el costo medio de generación y transmisión registrado durante 1993, el costo de racionamiento para los consumidores privados durante 1995 sería 7,500 veces mayor que el costo de producción de la CDE.

### **2.3.- ROBOS, FRAUDES Y LA PERDIDA DEL EMPEORAMIENTO EN LA DISTRIBUCIÓN DEL INGRESO**

Los costos de racionamiento anteriormente calculados solo toman en cuenta a aquellos consumidores conectados al sistema y para los cuales se conoce su curva de demanda, y por tanto su disposición a pagar.

Existen otros consumidores también conectados al sistema, pero que no pagan. Por tanto, no se conoce su curva de demanda y no se puede calcular su disposición a pagar. Estos consumidores están recibiendo en realidad un subsidio

por parte de la empresa eléctrica. Este subsidio puede provenir del subsidio que a su vez recibe la empresa por parte del Gobierno, o del ingreso que obtiene por el pago de los demás consumidores.

Si los consumidores que no pagan son pobres, o menos ricos que los que pagan, la distribución del ingreso es mejor que la que habría si estos consumidores tuvieran que pagar la electricidad. Por lo tanto, a los costos anteriores de posponer la reforma, hay que restarle el otro costo que representa el empeoramiento en la distribución del ingreso. Sin embargo, empíricamente es una tarea casi imposible de abordar, dado su alto costo.

#### **2.4.- CONCLUSIÓN: EL COSTO PERCAPITA DE POSPONER LA REFORMA**

Dejando de lado las ganancias en eficiencia que supone la ejecución de la reforma, el costo de aplazar la reforma es el costo del racionamiento cuando se supone que en la situación posterior a la reforma, el sistema podrá suministrar una cantidad igual a la demandada.

Suponiendo un racionamiento del 30% el presente año, tomando en cuenta solo a los consumidores legales y sin considerar al sector público, el costo total de aplazar la reforma, sólo durante 1995, sería de 5,892.4 millones de pesos. Por tanto, el costo que para cada dominicano tiene el seguir posponiendo la solución del problema eléctrico sería nada más y nada menos que 842 pesos.

**Cuadro 1**  
**Costo de un Racionamiento del 30% durante 1995**

	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL	TOTAL
Curva de Demanda	$P=(3165.4/Q)^{1.25}$	$P=(1791.5/Q)^{1.5}$	$P=(620.5/Q)^{1.44}$	
Consumo sin Racionamiento (GWh)	1,724	11,974	401	3,324
Consumo con Racionamiento (GWh)	1,206.8	8,382	2,807	2,325.7
Costo del Racionamiento (en Millones de RD\$)	381.5	4,041.8	1,469.1	5,892.4

## **Bibliografía**

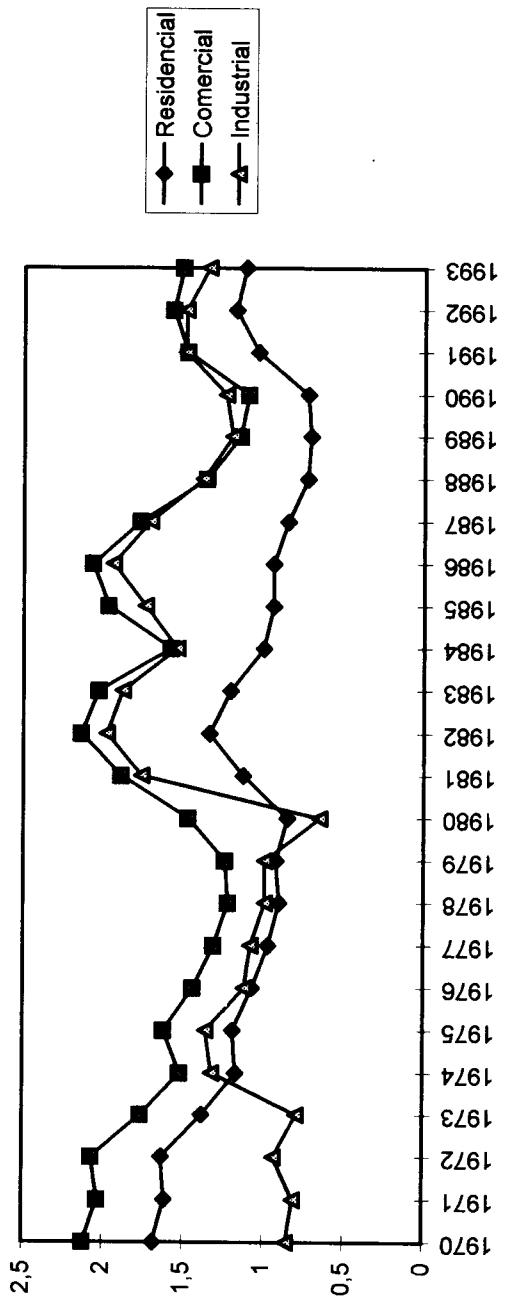
Albouy, Y. (1983) *“Análisis de Costos Marginales y Diseño de Tarifas de Electricidad y Agua: Notas de Metodología”*. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C.

Deutsche Energie Consult Ingenieurgellschaft, (DECOM) (1994) *“Estudio del Mercado Eléctrico de la República Dominicana: informe final”*. Proyecto de rehabilitación de los Sistemas de Distribución y Transmisión Eléctrica de la ciudad de Santo Domingo, Préstamo 2949 DO. Versión mimeo.

Munasinghe, M. (1979) *“The Economics of Power System Reliability and Plannig”*. John Hopkins University Press, Baltimore.

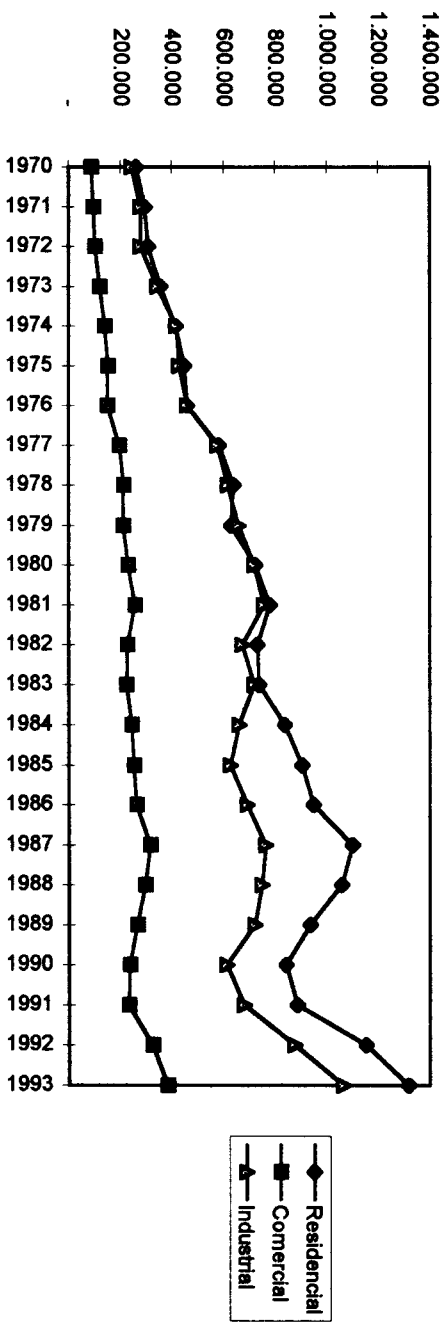
Reyes, R. (1995) *“Precio y Costo de Producción de la Electricidad”*. Revista Económica del Listín Diario, Año 1, No. 21.

**TARIFAS REALES POR SECTORES (1970-1993)**  
**RD\$/kWh - A precios de 1993**





VENTAS POR SECTORES (1970-1993)  
En MWh



VENTAS POR SECTORES (1970-1993)  
En MWH

