

# EVOLUCIÓN Y DETERMINANTES DE LA PRODUCTIVIDAD EN EL SECTOR ELÉCTRICO CANARIO 1970-1998

**Francisco Javier Ramos Real**

*Universidad de La Laguna*

**Julio A. Afonso Rodríguez**

*Universidad de La Laguna*

En este trabajo se estudia la evolución de la productividad del sector eléctrico canario entre 1970-1998. Para ello se estima una función de costes translogarítmica de largo plazo del suministro de electricidad. Las elasticidades de sustitución y el agotamiento de las economías de escala observados confirman las especiales características del sector eléctrico canario. Las mejoras de productividad de un 4,1% anual se explican por un cambio técnico positivo y un efecto de escala negativo de menor cuantía. La evolución del cambio técnico confirma que la intervención pública entre 1970-75, y las inversiones en generación, supusieron grandes mejoras en la productividad.

*Palabras clave:* sistemas eléctricos, función de costes, productividad, cambio técnico, Canarias.

## 1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos presentan una serie de particularidades tecnológicas que han supuesto la existencia de una organización industrial mayoritariamente basada en la integración vertical y en el monopolio geográfico del suministro. Esta posición de monopolio justificaba la regulación económica a través de la política de fijación de precios<sup>1</sup>. La princi-

---

(1) En la práctica, los casos más utilizados han sido la regulación a coste del servicio (inspirada en la regla de precio igual a coste medio) y la regulación a coste marginal.

pal crítica a este modelo se centraba en la falta de incentivos a reducir costes, debido a las distorsiones que inducían la regulación y la falta de competencia en el mercado.

Para solucionar estos problemas se ha propuesto la desintegración vertical del sector y la introducción de competencia, así como la aplicación de la regulación por incentivos en las fases del negocio que continúan reguladas. Destacan la regulación por precios máximos (*price cap regulation*), y la competencia referencial (*yardstick competition*), que han sido aplicadas en diferentes países<sup>2</sup> aunque pueden presentar dificultades en su aplicación como indican Joskow y Schmalensee (1986) y Laffont (1992)<sup>3</sup>. En el caso español, el modelo de regulación del sector se basaba en un sistema a coste del servicio hasta los años ochenta. Sin embargo, a partir de 1983 se comenzó a aplicar un nuevo modelo denominado Marco Legal y Estable (MLE) que estuvo vigente hasta 1997 y que reflejaba la tendencia general de reforma en la regulación prestando un especial interés a la introducción de incentivos para la reducción de costes.

El sistema eléctrico canario presenta una serie de características que han determinado un especial marco de funcionamiento del sector. El carácter aislado y fragmentado ha condicionado la estructura industrial así como los costes del suministro de electricidad ya que, entre otras cosas, han limitado las tecnologías y las fuentes primarias de generación. Estos mayores costes han conducido a la aplicación de una regulación económica del sector similar a la del sistema eléctrico peninsular pero con determinadas características diferenciales.

Por otro lado, el proceso de electrificación en las islas se produjo tardíamente, lo que provocó un papel destacado de la intervención pública. En este sentido, el Instituto Nacional de Industria (INI)<sup>4</sup> tuvo un gran protagonismo a partir de 1965 iniciando un proceso de concentración empresarial que se prolongó a lo largo de la década de los setenta. A partir de este momento se produce un proceso de consolidación del sector para poder atender las demandas de la sociedad canaria. Este proceso supuso importantes esfuerzos inversores así como la introducción de nuevas tec-

---

(2) La regulación por precios máximos se ha usado en Gran Bretaña tras las privatizaciones de los años 80 en British Telecom, British Gas y algunas empresas de distribución y transporte de electricidad; en Estados Unidos en la desregulación de las empresas de telecomunicaciones; en Francia, a partir de 1984 en la regulación de EDF (Electricité de France). La competencia referencial inspiró la regulación de las centrales eléctricas en Francia además del Marco Legal y Estable en España.

(3) Por ejemplo, en la regulación por precios máximos las revisiones en los precios eliminan el incentivo para que las empresas minimicen costes pues se pierde la credibilidad del sistema; en la competencia referencial los costes de recopilación de información son muy elevados si existe heterogeneidad entre las empresas.

(4) El INI era un organismo de titularidad pública que participaba en el capital de numerosos sectores estratégicos que pasaban por situaciones de crisis financiera, o que necesitaban realizar grandes inversiones.

nologías en diferentes momentos del periodo comprendido entre 1970 y los años finales del siglo.

El objetivo fundamental de este trabajo es estudiar si las especiales condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico canario, y los acontecimientos ocurridos entre 1970 y 1998, han afectado a la evolución de los costes totales del suministro<sup>5</sup> y por lo tanto a la productividad del sector eléctrico canario. Este periodo abarca todo un proceso de consolidación del sector donde la intervención pública jugó un papel destacado y termina con el inicio de las reformas derivadas de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (LSE 97). Este trabajo constituye un primer estudio de los costes, las economías de escala y la productividad en el sector eléctrico canario, que nos permite también realizar comparaciones con lo ocurrido en el sistema eléctrico peninsular. Además presenta un ejemplo de los efectos de la regulación y la intervención pública en un sistema eléctrico aislado.

Para alcanzar nuestro objetivo se estima una función de costes translogarítmica de largo plazo utilizando como unidad de estudio la empresa Unelco. A partir de la misma obtenemos información de la tecnología de producción subyacente que nos permite estudiar algunos conceptos de especial relevancia como las economías de escala y el grado de sustituibilidad de los factores de producción. De igual forma se descompone la productividad entre efecto escala y cambio técnico para, por un lado, identificar los factores que explican su evolución y, por otro, para evaluar el efecto de los acontecimientos ocurridos en el periodo.

La estructura del trabajo es la siguiente. En el apartado 2, describimos brevemente la evolución del sector eléctrico canario y su sistema de regulación. En el apartado 3, presentamos el modelo teórico así como los principales conceptos que queremos analizar a partir de la estimación destacando la productividad total de los factores (PTF) y su descomposición. En el apartado 4, describimos los datos y el método de estimación utilizados. En el apartado 5, se analizan los resultados de la estimación concernientes al grado de economías de escala, las elasticidades de sustitución, las elasticidades precio y, especialmente, la evolución de la PTF y el cambio técnico. En el último apartado, presentamos las conclusiones principales que se derivan de este estudio.

## 2. EL SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO 1970-1998. ESTRUCTURA Y REGULACIÓN

### 2.1. Estructura y evolución económica del sector

El sector eléctrico canario se caracteriza por estar desconectado de las grandes redes eléctricas europeas así como porque cada isla (excepto

---

(5) Los costes totales del suministro están constituidos por los costes de todas las fases de la actividad desde generación hasta la distribución-comercialización de la electricidad, que es la labor que realiza una empresa verticalmente integrada como es el caso que nos ocupa.

Lanzarote y Fuerteventura) forma, a su vez, un sistema eléctrico independiente. El alejamiento y la fragmentación implican que prácticamente sólo se haya utilizado como fuente primaria de generación de electricidad los derivados del petróleo condicionando también las tecnologías empleadas y el tamaño de las unidades de generación<sup>6</sup>; esto supone un alto coste de producción así como un importante efecto sobre el medio ambiente. El aislamiento también obliga a mantener una mayor capacidad de reserva para poder asegurar el suministro adecuadamente. Finalmente, debemos sumar la orografía del archipiélago que igualmente aumenta el coste del suministro en lo que respecta al transporte y distribución<sup>7</sup>.

En los años sesenta, el sector eléctrico canario se caracterizaba por una atomización de las empresas que no podían hacer frente a las inversiones necesarias para atender la creciente demanda, lo que suponía un freno para el desarrollo regional como indican Cabrera y Hernández (2001). La intervención del INI a partir de 1965 fue determinante para la electrificación del archipiélago, ya que inició un proceso de fusiones y absorciones que continuó a lo largo de la década de los setenta, cuyo objetivo final era normalizar el servicio público de suministro eléctrico<sup>8</sup>. De esta forma, a principios de los años ochenta, la empresa Unelco constituía prácticamente la única empresa productora y distribuidora de electricidad en Canarias.

La actuación del INI implicó un importante esfuerzo inversor que supuso importantes incrementos de la capacidad de generación y de los medios de transporte y distribución. Según Cabrera y Hernández (2001) se concretó en tres etapas. Entre 1970-1975 el montante global se elevó a 50.000 millones de pesetas de 1998 multiplicándose por tres la potencia instalada en generación. Entre 1975 y 1985 la inversión fue de 222.000 millones aunque los crecimientos en capacidad fueron más moderados. Finalmente, entre 1986 y 1998 se invirtieron 308.000 millones de pesetas.

Por su parte, la venta de energía por parte de Unelco se multiplicó por catorce entre 1970 y 1998 llegando a ser en éste último año de 4.990 GWh (aproximadamente un 3% del valor nacional). Esto significó un crecimiento medio anual del 10%, que fue más acentuado entre 1970 y 1989. La potencia

---

(6) Las tecnologías de generación dominantes han sido las turbinas de gas y vapor utilizando fuel en las islas mayores, y los grupos diesel en las islas más pequeñas. El tamaño reducido se debe a la dificultad para desconectar las unidades de producción sin afectar el equilibrio del sistema eléctrico. Cuanto más pequeños son los sistemas eléctricos, las unidades deben tener tamaños inferiores.

(7) Como ejemplo de tales diferencias, en precios de 1993, los costes de aprovisionamiento, personal y amortización eran de 6,86 pts por kWh vendido en el sistema eléctrico nacional (UNESA, 1997) mientras que en Canarias era de 10,85 pts/kWh. El elemento diferenciador más importante era el coste de aprovisionamiento cuyos valores eran de 3,05 y 5,67 pts kWh respectivamente.

(8) El proceso de concentración empresarial se basó en la fusión de las diferentes empresas del sector en Canarias por parte de la empresa Unelco. Desde 1983, el grupo público ENDESA pasa a ser el accionista mayoritario de Unelco, que posteriormente se privatizará a finales de la década de los noventa.

instalada en generación creció a una tasa media anual del 9% situándose en 1998 en 1.554 MW (aproximadamente el 90% del total del archipiélago).

En el cuadro 1 se observa la producción bruta de electricidad en España y en Canarias entre 1970 y 1998. Cabe destacar el mayor crecimiento en Canarias aunque el consumo por habitante sigue siendo bastante inferior a los valores nacionales. Esto se explica por la estructura económica y la climatología canaria que condicionan los niveles de consumo productivo y doméstico respectivamente.

**Cuadro 1**  
**EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BRUTA**  
**DE ELECTRICIDAD CANARIAS-ESPAÑA**

	España 1970	Canarias 1970	España 1998	Canarias 1998	Tasa anual de Crecimiento España	Tasa anual de Crecimiento Canarias
GWh producidos	56.490	683	193.346	5.850	4,49	8,0
kWh por habitante	1.670	583	4.850	3.590	3,8	6,7

Fuente: Estadísticas energéticas de Canarias (1998) y elaboración propia.

## 2.2. La regulación del sector eléctrico en Canarias (1970-1998)

El sistema de regulación económica del sector eléctrico en Canarias ha sido el mismo que el aplicado en sistema eléctrico español aunque con algunas particularidades. Hasta 1983 se utilizaba en España un sistema de regulación tradicional a coste del servicio. Sin embargo, a partir de enero de 1988 comenzó la aplicación de un modelo de regulación denominado Marco Legal y Estable (MLE) que estuvo vigente hasta la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico (1997) y que ha permanecido vigente en Canarias prácticamente hasta la actualidad<sup>9</sup>. El MLE se propuso como solución a la crisis financiera que sufría el sector pero también incluía una serie de elementos que perseguían incentivar ahorros de costes en el sector<sup>10</sup>.

(9) En la actualidad la regulación del sector en España se fundamenta en la Ley del Sector Eléctrico de 1997. Sin embargo en el artículo 12.1 de la ley se preveía el desarrollo de un decreto para determinar un régimen diferenciado para los SEIE. Dicho decreto no se concretó hasta finales de 2003 (Real Decreto 1747/2003) por lo que en estos sistemas la regulación del sector ha permanecido casi inalterada hasta esa fecha.

(10) Aunque este sistema de regulación entró en vigor en enero de 1988, desde 1983 se empezó a aplicar el denominado sistema de compensaciones, que constituía el elemento central de generación de incentivos para ahorrar costes.

Según la metodología del MLE los ingresos por facturación debían cubrir el coste del servicio de todo el sistema nacional. Así pues, cada empresa involucrada en la generación y/o la distribución de electricidad recibía un pago igual a su coste estándar, que era una valoración de los costes fijos y variables de generación y distribución que incluía la retribución de los capitales invertidos. Entre los costes a repercutir en la tarifa se consideraban una serie de recargos entre los que figuraba el concepto de sobrecostes de los sistemas extrapeninsulares. Por ello, el sistema eléctrico canario recibía del sistema nacional una compensación por sus mayores costes globales del suministro que se establecía mediante un proceso de negociación entre la empresa y la administración<sup>11</sup>.

Sin embargo, los ingresos reconocidos de cada empresa no se correspondían con la facturación a sus clientes sino con el total de los costes estándar reconocidos. Así pues, se necesitaba un sistema de compensaciones entre empresas que equilibrase la recaudación de las compañías con el importe de los costes estándar acreditados para cada una de ellas. Por lo tanto, el sistema de compensaciones implicaba que la función objetivo de las empresas era la maximización de la diferencia entre los costes estándar y los costes reales (Rodríguez y Castro, 1994). Así, este método de regulación favorecía la reducción de los costes de producción, pues todo descenso en los costes reales se traducía en ganancia para la empresa.

Para Crampes y Laffont (1995) la regulación del MLE se asemejaba a un sistema de competencia referencial donde la referencia era el coste estándar, que para ellos, era exógeno a la empresa al menos en el corto plazo. También consideraban que el mecanismo de compensaciones junto a ciertos elementos correctores, conducía a minimizar los costes variables u operativos, sin embargo, se podían producir sesgos en las decisiones de inversión. Rodríguez y Castro (1994), consideran que la determinación de los costes estándar se realizaba *ad hoc*, evolucionando a través de un índice explícito de precios. Por ello, el coste estándar debe ser interpretado como un precio máximo que se actualizaba periódicamente independientemente de la evolución de la eficiencia media del sector.

### 3. EL MODELO

En este apartado describimos el modelo teórico a partir del cual estimamos una función de costes de largo plazo para el suministro de electricidad entre 1970 y 1998. El periodo de estudio contempla el proceso de consolidación del sector eléctrico canario hasta el momento en que

---

(11) En los años 1995 y 1996, el importe neto de las compensaciones fue de 5.000 y 15.433 millones de pesetas, lo que equivalía a un 7% y un 18,9% respectivamente del importe neto de la cifra de negocios de la empresa.

comienza el proceso de reformas del sector en España a partir de la LSE 97<sup>12</sup>. Hemos utilizado una especificación de largo plazo porque el periodo considerado es suficientemente extenso para justificar dicho horizonte de planificación. Pero, sobre todo, porque las tecnologías de generación utilizadas, la nula conexión con otros sistemas y el reducido tamaño de las unidades utilizadas en los sistemas insulares, determinan que el capital tenga gran capacidad de respuesta ante cambios en los precios relativos de los factores y/o las condiciones de la demanda<sup>13</sup>.

Siguiendo el trabajo pionero de Christensen y Greene (1976) consideramos los precios de los factores (capital, trabajo y combustible) y la producción (kwh de generación térmica clásica) como variables exógenas. Utilizamos la forma funcional flexible translogarítmica que nos permite caracterizar la función de costes sin imponer a priori restricciones sobre la tecnología subyacente. La función de costes se estima conjuntamente con las ecuaciones de participación de los factores.

En nuestro caso, los costes a explicar abarcan toda la actividad de suministro desde generación hasta distribución-comercialización, por lo que el producto final es el kwh suministrado a los consumidores. Esta especificación la utilizan numerosos trabajos como Gollop y Roberts (1981), Nemoto *et al.* (1993) o Hayashi *et al.* (1998). En estos casos se deben considerar empresas integradas verticalmente y con cierta homogeneidad tecnológica en generación, además se supone que la energía adquirida a otras empresas es un factor de producción más. En nuestro caso, la muestra es una única empresa que sólo produce con combustibles derivados del petróleo siendo la energía adquirida por la empresa una partida muy poco significativa en los aprovisionamientos. A continuación describimos la función de costes y las restantes ecuaciones del modelo teórico, así como otros conceptos de costes que se utilizan para analizar el sector y alcanzar los objetivos generales de este estudio.

### 3.1. Las ecuaciones del modelo

La especificación de la función translogarítmica viene dada por la siguiente ecuación:

$$\ln C = \beta_0 + \beta_q \ln Q + (1/2)\gamma_{qq} (\ln Q)^2 + \sum_{i=1}^k \beta_i \ln P_i + (1/2) \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^k \gamma_{ij} \ln P_i \cdot \ln P_j + \sum_{i=1}^k \gamma_{qi} \ln Q \cdot \ln P_i + \beta_\tau \tau + (1/2)\gamma_{\tau\tau} \tau^2 + \gamma_{q\tau} \ln Q \cdot \tau + \sum_{i=1}^k \gamma_{\tau i} \ln P_i \cdot \tau \tag{1}$$

(12) No se dispone de datos desagregados de Endesa en Canarias una vez que Unelco dejó de ser una empresa independiente (aunque formaba parte del grupo Endesa) por lo que tampoco sería posible extender el estudio más allá de 1998.

(13) Este hecho puede comprobarse en la primera columna del cuadro 7, donde se observa que las variaciones en la capacidad instalada se producen anualmente de forma prácticamente continua.

donde  $\gamma_{ij} = \gamma_{ji}$  ( $i, j = 1, \dots, k$ ), por condición de simetría,  $C$  es el coste total,  $Q$  es el output total,  $P_i$  ( $i = 1, 2, 3$ ) son los precios de los  $k$  inputs ( $i = 1$ , capital,  $i = 2$ , trabajo e  $i = 3$ , fuel) y  $\tau$  es una tendencia lineal que permite capturar el cambio técnico. Imponemos la homogeneidad lineal en precios de la función de costes a través de las siguientes restricciones lineales sobre los parámetros:

$$\sum_{i=1}^k \beta_i = 1, \quad \sum_{i=1}^k \gamma_{ij} = \sum_{j=1}^k \gamma_{ij} = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^k \gamma_{ij} = 0, \quad \sum_{i=1}^k \gamma_{qi} = 0 \quad \text{y} \quad \sum_{i=1}^k \gamma_{\tau i} = 0 \quad (2)$$

Por otro lado, diferenciando la función translogarítmica respecto a los precios de los factores, y por el lema de Shephard, obtenemos las ecuaciones de participación en costes de los factores como:

$$S_i = \beta_i + \sum_{j=1}^k \gamma_{ij} \ln P_j + \gamma_{qi} \ln Q + \gamma_{\tau i} \tau \quad (i = 1, \dots, k) \quad (3)$$

### 3.2. Las elasticidades precio y de sustitución y el grado de economías de escala

Las elasticidades precio nos permiten conocer el sentido de las variaciones de la cantidad demandada de un factor si varía su propio precio (elasticidad precio-propio) o si los factores son sustitutivos o complementarios entre sí (elasticidades precio-cruzadas), según el signo de la siguiente expresión:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{\gamma_{ij}}{S_i} + S_j - \delta_{ij}, \quad \delta_{ij} = \begin{cases} 1 & i = j \\ 0 & i \neq j \end{cases} \quad (4)$$

Sin embargo, para medir la relación entre los factores es más apropiado el uso de las elasticidades parciales de sustitución, que nos indican el grado en que un factor sustituye a otro ante variaciones de los precios relativos. Blackorby y Russell (1989) demuestran que las elasticidades parciales propuestas por Allen (1938) y desarrolladas por Uzawa (1962), no añaden nueva información a la propia de las elasticidades precio-cruzadas y pierden su significado en presencia de más de dos factores de producción. Por ello, estos autores proponen el uso de las elasticidades de Morishima (1967) que se calculan a partir de la siguiente expresión:

$$\sigma_{ij}^M = \varepsilon_{ji} - \varepsilon_{ii} \quad (i, j = 1, \dots, k, i \neq j) \quad (5)$$

Estas elasticidades miden el efecto de variaciones proporcionales entre las cantidades óptimas demandadas de dos factores ante variaciones proporcionales de su precio relativo, permaneciendo constante el nivel de producción. Sin embargo, no son simétricas ya que el efecto sobre las cantidades demandadas de los demás factores depende de qué

precio se altera<sup>14</sup>. Para evitar esta asimetría podemos utilizar la elasticidad sombra de McFadden (1963) que representa el mismo concepto que la de Morishima pero manteniendo constante el nivel de costes. Estas elasticidades se pueden calcular como una suma ponderada de las elasticidades de Morishima a partir de:

$$\sigma_{ij}^S = \frac{S_i}{S_i + S_j} \sigma_{ij}^M + \frac{S_j}{S_i + S_j} \sigma_{ji}^M \tag{6}$$

Las economías de escala (*S*), es decir, el incremento proporcional en los costes resultantes de un pequeño incremento proporcional en el nivel de output, se expresa como el recíproco de la elasticidad del coste total con respecto al producto ( $\varepsilon_{C,Q}$ ) es decir,

$$S = 1 / \varepsilon_{CQ} \tag{7}$$

Para la forma funcional traslogarítmica:

$$\varepsilon_{CQ} = \partial \ln C / \partial \ln Q = \beta_q + \gamma_{qq} \ln Q + \sum_{i=1}^k \gamma_{qi} \ln P_i + \gamma_{q\tau} \tau \tag{8}$$

### 3.3. La productividad total de los factores y el cambio técnico

La productividad total de los factores (PTF) representa la relación entre la producción y la cantidad de todos los factores utilizados. Las variaciones de la productividad se producen porque varía la cantidad necesaria de factores por unidad de producto. El cambio técnico nos indica las variaciones de costes explicadas por el paso del tiempo y que no están recogidas explícitamente por ninguna de las variables explicativas del modelo<sup>15</sup>. Por lo tanto, entre otros, mediría el incremento en el nivel de conocimiento, mejoras organizativas derivadas de cambios regulatorios o la introducción de mejoras tecnológicas. Siguiendo a Denny, Fuss y Waverman (1981), partiendo de una función de costes dual y a través de la aproximación del índice de Divisia (1926), se demuestra la siguiente relación entre la tasa de cambio de la productividad y el cambio técnico:

$$PTF = -\overset{\circ}{T} + (1 - \varepsilon_{C,Q}) \overset{\circ}{Q} \tag{9}$$

donde las variables con un punto indican tasas de variación y  $\varepsilon_{C,Q}$  es la elasticidad coste-producto. El cambio técnico se puede obtener directa-

(14) Las elasticidades parciales de sustitución tienen en cuenta que, ante variaciones de los precios relativos de dos factores, se pueden producir también variaciones en las cantidades demandadas de los demás factores de producción utilizados.

(15) El cambio técnico medido directamente a partir de la estimación de una función de costes supone que la empresa opera en la frontera de la frontera de posibilidades de producción, es decir, supone que la empresa es eficiente técnica y asignativamente por lo que medimos desplazamientos de dicha frontera.

mente a partir de la función de costes estimada mediante la siguiente formulación:

$$\dot{T} = \frac{1}{C} \frac{\partial C}{\partial \tau} = \frac{\partial \ln C}{\partial \tau} = \beta_{\tau} + \gamma_{\tau\tau} \cdot \tau + \gamma_{q\tau} \ln Q + \sum_{i=1}^k \gamma_{\tau i} \ln P_i \quad (10)$$

siendo  $C$  la función de costes dual. En el desarrollo de esta expresión aparecen diferentes componentes que permiten una interesante interpretación siguiendo a Bhattacharyya et al (1997). Los coeficientes  $\beta_{\tau}$ ,  $\gamma_{\tau\tau}$ , al ser independientes de precios y output, representan el desplazamiento de la función de costes explicado sólo por el tiempo y determinan el denominado cambio técnico puro; por su parte  $\gamma_{q\tau}$  y  $\gamma_{\tau i}$  indican que dichos desplazamientos dependen también del nivel de producto y de la cuantía de los precios respectivamente<sup>16</sup>.

A partir de (9) el índice PTF tiene dos componentes: el primer sumando representa la variación debida al cambio técnico, y el segundo, el cambio en las cantidades de los productos ponderado por la elasticidad coste producto. Cuando el proceso exhibe economías de escala constantes, la elasticidad coste vale uno, por lo que el cambio en la productividad global de los factores coincide con el cambio técnico. Para el caso de economías de escala crecientes (decrecientes) donde la elasticidad coste es menor (mayor) que uno, la PTF es superior (inferior) al cambio técnico.

#### 4. LOS DATOS, LAS VARIABLES Y EL MÉTODO DE ESTIMACIÓN

##### 4.1. Los datos y las variables del modelo

La variable a explicar es el coste económico de suministro de largo plazo y las variables explicativas son las cantidades de producto, los precios de los factores de producción y el tiempo. Los costes están expresados en pesetas constantes de 1996. El término económico significa que en el coste de capital incluimos, junto a la amortización, la remuneración de los fondos propios. La empresa utiliza como factores el combustible, el trabajo y el capital. Los gastos en cada factor componen el coste total a explicar y servirán para la estimación conjunta de la función de costes y de participación. Todos los datos de han obtenido a partir de los balances y las cuentas de resultados publicados en las memorias de la empresa Unelco.

(16) Teniendo en cuenta que la PTF obtenida a partir de (9) utiliza una aproximación discreta de la tasa de variación de  $Q$ , podríamos obtener una aproximación también discreta de la tasa de variación del cambio técnico. Sin embargo, preferimos utilizar la versión continua (10) pues permite obtener el cambio técnico de forma más directa a partir de la estimación así como realizar un análisis de su descomposición más detallado.

Para construir indicadores de precios de los factores debemos disponer del gasto total en cada factor así como de una medida del factor. Para obtener el precio del trabajo dividimos los costes laborales entre el número de empleados que quedará expresado en millones de pesetas por trabajador. Para calcular el precio del combustible se divide el gasto en aprovisionamientos entre las toneladas de combustible utilizadas. El gasto propiamente en combustibles representa más del 80% de esta partida en el periodo. El precio del capital se ha obtenido a partir de la siguiente fórmula:

$$p_{kt} = \frac{A_t + r_t * FP_t}{PI_t} \quad (11)$$

donde:

$p_{kt}$  es el precio del capital en el año t.

$A_t$  es la amortización en el año t.

$r_t$  es la tasa de retribución media del sector en el año t.

$FP_t$  son los fondos propios en el año t.

$PI_t$  es la potencia instalada en generación en el año t.

El precio del capital así definido, es una tasa relativa que incorpora el coste de la amortización de cada año y la remuneración de los fondos propios, como representativo del gasto en capital. Como medida del capital utilizamos la potencia instalada en generación teniendo en cuenta que más del 90% de la energía vendida procede de producción propia. La tasa de remuneración de los fondos propios ( $r_t$ ) utilizada ha sido la tasa de rendimiento de las obligaciones a 10 años publicadas en los informes anuales del Banco de España<sup>17</sup>.

La evolución de las variables explicativas de nuestro modelo de costes, a lo largo del periodo 1970-1998, presentan gran variabilidad en función de los acontecimientos producidos a lo largo del mismo. Estos acontecimientos son: las crisis energéticas y su repercusión en el precio de los combustibles, el fuerte esfuerzo inversor de la empresa y el aumento de los costes de financiación y el aumento de los costes salariales. De esta forma, el coste por unidad de producción y los precios de los factores presentan incrementos importantes entre 1978 y 1985 como se observa en el

(17) Por ejemplo, esta definición del precio del capital se utiliza también en Nelson (1985) y Pollit (1995). En España, Jara-Díaz *et al.* (2004) y Martínez-Budría *et al.* (2003) también utilizan la misma fórmula pero usando, como medida del capital, el valor del inmovilizado material neto en explotación. La práctica común de muchos trabajos empíricos en USA es utilizar el producto de un índice que indica el coste de construcción de las instalaciones eléctricas denominado Handy-Whitman, por el tipo de interés de los bonos a largo plazo.

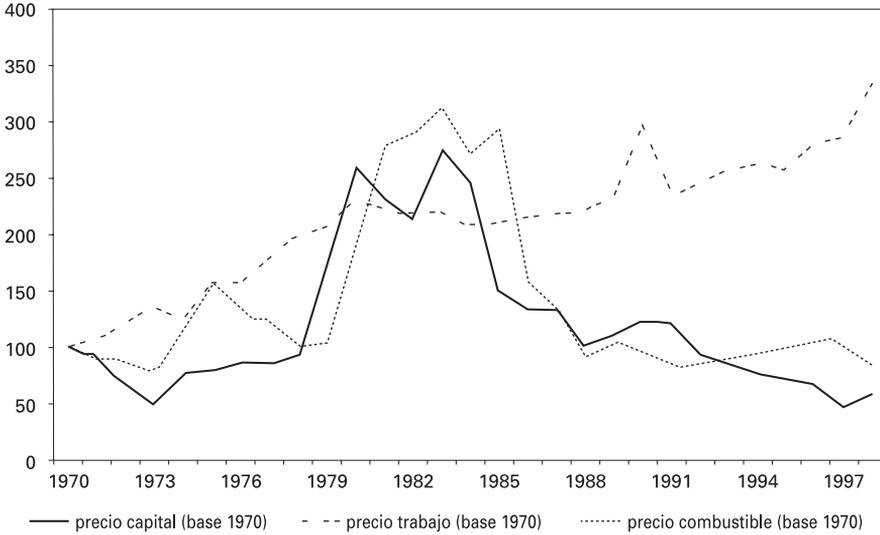
cuadro 2 y en el gráfico 1. Sin embargo, los costes han sufrido una reducción importante, ya que de 31 Pts constantes de 1996 el kwh en 1983 se ha pasado a poco más de 7 Pts en 1998.

**Cuadro 2**  
**COSTES Y PRECIOS DE LOS FACTORES DE PRODUCCIÓN**

Año	Coste total suministro Mill. Pts. 1996	Coste medio Pts. 1996/kWh	Precio de los factores		
			Capital Pts. 96/MW	Trabajo Pts. 96/trab	Combustible Pts. 96/Ton
1970	6.171	18,30	6.519.927	2.036.320	18.679
1971	6.841	16,95	5.794.854	2.170.775	17.135
1972	8.697	17,74	4.222.993	2.374.350	15.825
1973	9.519	16,42	3.192.422	2.744.836	14.101
1974	12.397	19,44	4.874.062	2.526.116	21.353
1975	14.967	21,06	5.105.259	3.177.545	28.605
1976	15.656	19,40	5.523.181	3.194.785	24.254
1977	15.213	17,10	5.551.930	3.578.413	22.227
1978	17.365	16,75	6.056.403	4.051.539	18.558
1979	22.406	20,57	11.287.346	4.172.096	19.269
1980	31.362	26,09	16.842.840	4.660.234	35.165
1981	40.243	29,95	15.001.106	4.467.509	51.957
1982	42.458	29,13	13.712.274	4.395.573	53.646
1983	50.467	31,52	17.890.859	4.426.176	58.522
1984	45.000	26,19	15.735.787	4.187.307	49.879
1985	46.945	25,33	9.713.294	4.250.805	54.513
1986	33.433	16,10	8.759.336	4.383.142	29.151
1987	33.086	14,04	8.675.234	4.381.948	25.352
1988	28.224	10,68	6.472.156	4.485.392	16.677
1989	35.249	11,85	7.167.364	4.716.999	19.541
1990	39.333	12,50	7.961.952	6.020.842	18.122
1991	34.836	10,37	7.778.650	4.737.302	15.394
1992	33.174	9,37	6.011.678	4.921.791	15.135
1993	35.153	9,60	5.505.013	5.208.448	16.569
1994	35.574	9,03	4.979.834	5.300.740	17.394
1995	37.344	8,79	4.683.455	5.218.759	17.930
1996	39.560	9,14	4.225.699	5.649.305	19.609
1997	37.904	8,15	2.964.521	5.797.336	19.131
1998	35.469	7,11	3.740.705	6.819.337	15.379

Fuente: Memorias de Unelco y elaboración propia.

**Gráfico 1**  
**EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS FACTORES DE PRODUCCIÓN**



#### 4.2. Procedimiento de estimación

Para obtener los parámetros del modelo se estima conjuntamente la ecuación de costes (1) y las ecuaciones de participación de los factores (3) bajo el supuesto de que forman un conjunto de ecuaciones aparentemente relacionadas (SUR). Además se añaden el conjunto de restricciones impuestas a priori sobre los parámetros estructurales (2) y se elimina una de las ecuaciones de participación para evitar la singularidad de la matriz de varianzas y covarianzas del sistema de los términos de error del sistema.

Es posible estimar cada una de las ecuaciones del sistema de forma separada por MCO (Mínimos Cuadrados Ordinarios), pero estas resultarán ser ineficientes si existen correlaciones contemporáneas significativas entre los residuos de la estimación. Empleando el contraste de multiplicadores de Lagrange de Breusch y Pagan (1980), en nuestro caso se rechaza ampliamente la hipótesis nula de ausencia de correlaciones puesto que el estadístico de contraste se estima en 45,24<sup>18</sup>.

En total se dispone de 29 observaciones para la estimación de 21 parámetros. Sin embargo, la imposición de las restricciones nos permite reducir en 6 los parámetros a estimar. Además, como indican Christensen y Greene (1976), la estimación conjunta no sólo permite obtener estimaciones eficientes sino que añade grados de libertad al proporcionar más información sobre los parámetros del modelo.

(18) El percentil crítico asintótico es  $\chi^2_{6,0,95}=12,59$ .

Optamos por emplear la estimación MCGF (Mínimos Cuadrados Generalizados Factibles) iterativa del sistema, basada en el método de Zellner (1962), que permite superar la dificultad que supone la no invarianza de las estimaciones resultantes a la eliminación de una de las ecuaciones de participación (ver Barten (1969) y Revankar (1976)). Así, en nuestro caso se decide eliminar la ecuación de participación del factor combustible, cuya estimación se recupera posteriormente a partir de las restricciones. El algoritmo converge en una iteración, comprobándose una correlación contemporánea no significativa entre los residuos de la estimación de cada una de las ecuaciones del sistema. Así, las estimaciones obtenidas resultan ser consistentes, asintóticamente normales y eficientes. En el cuadro 3 se presentan los valores estimados de los parámetros, los estadísticos t para el contraste de la significación individual nula y los coeficientes de determinación de cada una de las ecuaciones estimadas.

**Cuadro 3**  
**ESTIMACIONES COEFICIENTES DE REGRESIÓN**

	Estimación	Error Estándar	Estad.T-ratio
$\beta_0$	-415,108	96,741	-4,291
$\beta_q$	68,048	15,093	4,509
$\beta_1$	-1,482	0,392	-3,777
$\beta_2$	-0,774	0,335	-2,308
$\beta_3$	3,256	0,575	5,659
$\beta_\tau$	-6,404	1,451	-4,414
$\gamma_{qq}$	-5,218	1,179	-4,427
$\gamma_{11}$	0,119	$0,984 \cdot 10^{-2}$	12,141
$\gamma_{22}$	0,166	$0,608 \cdot 10^{-2}$	27,290
$\gamma_{12}$	-0,041	$0,569 \cdot 10^{-2}$	-7,164
$\gamma_{13}$	-0,079	0,011	-7,209
$\gamma_{23}$	-0,125	$0,789 \cdot 10^{-2}$	-15,840
$\gamma_{33}$	0,204	0,016	13,026
$\gamma_{\tau\tau}$	-0,045	0,011	-4,115
$\gamma_{q1}$	0,047	0,031	1,492
$\gamma_{q2}$	-0,021	0,025	-0,826
$\gamma_{q3}$	-0,026	0,044	-0,581
$\gamma_{q\tau}$	0,499	0,113	4,399
$\gamma_{\tau 1}$	$-0,139 \cdot 10^{-2}$	$0,298 \cdot 10^{-2}$	-0,466
$\gamma_{\tau 2}$	$-0,795 \cdot 10^{-2}$	$0,243 \cdot 10^{-2}$	-3,269
$\gamma_{\tau 3}$	$0,934 \cdot 10^{-2}$	$0,417 \cdot 10^{-2}$	2,239

**Ecuación 1. Función de costes translog restringida**

$$SRC_{T,k_1} = 0,034083 \quad \hat{R}_{T,k_1}^2 = 0,996434$$

**Ecuación 2.** S1:  $SRC_{T,k_2} = 0,0070784 \quad \hat{R}_{T,k_2}^2 = 0,859131$

**Ecuación 3.** S2:  $SRC_{T,k_3} = 0,0048034 \quad \hat{R}_{T,k_3}^2 = 0,964340$

**Ecuación 4.** S3: (ec. Participación omitida)  $SRC_{T,k_4} = 0,015078 \quad \hat{R}_{T,k_4}^2 = 0,87127$

## 5. RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN

### 5.1. Sustituibilidad y elasticidades precio de los factores

Las elasticidades precio-propio de los factores, estimadas en la media de las observaciones según (4), presentan valores negativos y no muy elevados, indicando que las demandas derivadas de los factores tienen pendiente negativa. Los valores están muy próximos a -0,1, siendo el mayor la del capital (-0,1478), seguido del trabajo (-0,1458) y finalmente del combustible (-0,086). Estos valores son similares, aunque algo inferiores, a los de otros trabajos como Christensen y Greene (1976). Las elasticidades precio-cruzadas son positivas lo que representa un primer indicio de la presencia de sustituibilidad entre los factores.

**Cuadro 4**  
**ELASTICIDADES PRECIO**

	Capital	Trabajo	Fuel
Capital	-0,14784	0,068064	0,079774
Trabajo	0,040363	-0,14586	0,10550
Fuel	0,026914	0,060021	-0,086935

En el cuadro 5 se presentan los valores de las elasticidades de sustitución parcial de Morishima según (5) estimados en la media de la muestra. El signo positivo nos indica también que los factores son sustitutivos entre sí y, aunque son asimétricas, el sentido de la variación no presenta diferencias significativas por lo que interpretaremos los valores ponderados a partir de la elasticidad de McFadden.

**Cuadro 5**  
**ELASTICIDADES DE SUSTITUCIÓN PARCIAL DE MORISHIMA**

	Capital	Trabajo	Fuel
Capital	--	0,18820	0,17475
Trabajo	0,21393	--	0,20588
Fuel	0,16671	0,19243	--

Las elasticidades de McFadden calculadas según (6) se ofrecen en el cuadro 6. Los valores son muy próximos, siendo los más altos entre el fuel y el trabajo, y el capital y el trabajo, cercanos a 0,20, es decir, que ante una variación del 1% de los precios relativos, se produce una variación en el mismo sentido del ratio entre cantidades de factores de un 0,20%. El valor de la elasticidad entre capital y combustible es de

0,17<sup>19</sup> indicando, como en el caso anterior, cierto grado de sustitución aunque condicionado por la propia tecnología. La mayoría de trabajos en el sector encuentran también la existencia de sustituibilidad entre estos tres factores como Christensen y Greene (1976), Nelson y Wohar (1983) o Bhattacharyya et al. (1997). Los valores son muy similares aunque, en nuestro caso, algo inferiores.

**Cuadro 6**  
**ELASTICIDADES DE SUSTITUCIÓN PARCIAL DE MCFADDEN**

	Capital	Trabajo	Fuel
Capital	--	0,19778	0,17272
Trabajo	0,19778	--	0,20101
Fuel	0,17272	0,20101	--

### 5.2. El grado de economías de escala

Hemos calculado el grado de economías de escala  $S$  a partir de (7) y (8). Los resultados se presentan para cada año en el cuadro 7. Para analizar los resultados distinguimos tres periodos: desde 1970 hasta 1978, entre 1978 y 1991 y entre 1991 y 1998.

En los primeros años, las deseconomías de escala halladas confirman que se produjo una sobreutilización de las plantas de generación y la red existentes en ese momento, propiedad de diferentes empresas, cuyas capacidades eran muy reducidas para atender la demanda. Además, en este periodo de transición se produjeron importantes inversiones que generaron cambios de las tecnologías de generación y mejoras de la red. Una vez la empresa opera casi en régimen de exclusividad en todas las islas (1976), se observa que existen economías de escala crecientes ( $S > 1$ ), es decir, donde el coste medio decrece con el nivel de producción. Esto se produce hasta 1991, con un grado de economías de escala cuyo valor medio entre 1978 y 1991 es de 1,33, equivalente a una reducción del coste medio de un 0,25%, para un crecimiento del 1% en la producción.

A partir de 1991 el grado de economías de escala parece haberse agotado de forma que el coste medio de producción aumenta con el nivel de ventas de la empresa que, por otro lado, crece constantemente durante el periodo. La escala mínima eficiente (EME) se sitúa apro-

(19) Estas sustituibilidades son de largo plazo; así por ejemplo, en el caso del trabajo y del combustible debe interpretarse que, ante variaciones de los precios relativos de estos dos factores, puede variar también la cantidad de factor capital (introducción de nuevas tecnologías) permitiendo que de forma indirecta, el trabajo sustituya al combustible o viceversa.

ximadamente en un nivel de producción de 3.800 GWh para una potencia instalada aproximada de 1.000 MW. Estos resultados muestran una EME bastante inferior a la de otros trabajos realizados en el sector, donde se utiliza también la empresa como unidad de estudio para tecnologías similares (derivados del petróleo), como puede verse en Ramos-Real (2005). Sin embargo, no parece razonable establecer comparaciones directas entre pequeños sistemas aislados donde las plantas de generación están compuestas por unidades de reducida potencia instalada<sup>20</sup>, con las de los grandes sistemas continentales donde los tamaños promedio de los grupos de generación son varias veces superiores.

Por otro lado, teniendo en cuenta que evaluamos el grado de economías de escala de la empresa integrada (no sólo de las plantas de generación), el agotamiento observado puede tener su justificación no sólo en relación con la actividad de generación sino también con el desarrollo paralelo de la red conforme a las necesidades de la demanda<sup>21</sup>. Para profundizar en esta temática hemos estudiado el efecto del grado de utilización de la capacidad instalada en generación en los costes a partir de la inclusión como variable del factor de carga<sup>22</sup>. Los test de hipótesis indican la no relevancia de su inclusión a la vez que el grado de economías de escala y su evolución es prácticamente el mismo. Desde nuestro punto de vista, este hecho podría indicar un uso óptimo de la capacidad en generación en el sistema eléctrico canario durante este periodo<sup>23</sup>. Por ello, debemos ser cautos con la interpretación del agotamiento observado de las economías de escala.

---

(20) Podemos aportar algún dato tomando como referencia las *Estadísticas Energéticas de Canarias* (2000). En el año 2000 existían 86 unidades térmicas de generación entre turbinas de vapor (18 con un total de 842 MW instalados), turbinas de gas (16 con un total de 466 MW instalados) y motores diesel (52 con un total de 382 MW instalados). Las unidades de mayor capacidad promedio son las turbinas de vapor, siendo las más grandes las 4 unidades de 80 MW instaladas en 1996; dos en cada una de las centrales de Granadilla y Barranco de Tirajana en Tenerife y Gran Canaria, respectivamente. Las turbinas de gas son las que le siguen en tamaño medio y están presentes en las dos islas mayores, en Lanzarote, en Fuerteventura y una unidad en La Palma; siendo las mayores de 37,5 MW y la menor de 15 MW. Finalmente, los motores diesel están presentes en todas las islas, abasteciendo de forma exclusiva a La Gomera y El Hierro; siendo los de mayor capacidad de 24 MW, pero dominando los comprendidos entre 0,25 y 5 MW de potencia en las islas más pequeñas. Estos datos son reveladores ya que, por ejemplo, el tamaño promedio de las unidades de generación a partir del carbón, es mayor que la mayor de las unidades existentes en Canarias.

(21) En relación con este aspecto, en los últimos años se han producido importantes problemas en la expansión de las redes de transporte y distribución que también podrían justificar este resultado.

(22) Esta variable se calcula dividiendo la energía generada entre la capacidad instalada multiplicada por el número de horas del año, por lo que está comprendida entre cero y uno. Se incluyó en el modelo de forma completa, es decir, cruzándola con todas las demás variables explicativas.

(23) Este resultado refuerza la elección de una función de costes de largo plazo.

### 5.3. La productividad y el cambio técnico

En el cuadro 7 se muestran las tasas de variación de la PTF y el cambio técnico calculados según (9) y (10). Los resultados se presentan anualmente así como para el valor medio del periodo. La mejora media anual de la PTF entre 1970 y 1998 es de un 4,10%. Su descomposición nos indica que el cambio técnico ha contribuido positivamente con tasas anuales de un 5,34% mientras que el efecto de las economías de escala es negativo (-1,24%). Este último hecho se produce porque, a pesar de que en el periodo intermedio se ha operado con economías de escala mayores a la unidad y producción creciente, la evolución de los primeros y los últimos años es justamente la contraria.

**Cuadro 7**  
**ECONOMÍAS DE ESCALA, CAMBIO TÉCNICO Y PTF**

	Cap. Instalada en generación MW	Grado de Economías Escala	PTF (Prod. Total de los Factores)		
			Total	Cambio Técnico	Efecto Escala
1970	138	0,4029	--	--	--
1971	172	0,4910	-0,0184	0,1683	-0,1866
1972	245	0,6638	0,0190	0,1174	-0,0984
1973	291	0,8949	0,0610	0,0807	-0,0197
1974	298	0,8856	0,0619	0,0742	-0,0123
1975	398	0,9512	0,0587	0,0643	-0,0056
1976	444	1,1150	0,0609	0,0478	0,0131
1977	432	1,1297	0,0570	0,0458	0,0112
1978	472	1,6912	0,0798	0,0173	0,0625
1979	513	1,1621	0,0453	0,0385	0,0069
1980	517	1,1824	0,0454	0,0302	0,0152
1981	528	1,3363	0,0435	0,0155	0,0280
1982	584	1,2250	0,0342	0,0192	0,0150
1983	592	1,1962	0,0325	0,0171	0,0154
1984	591	1,0368	0,0302	0,0277	0,0025
1985	697	0,9584	0,0303	0,0336	-0,0033
1986	715	1,0403	0,0325	0,0281	0,0044
1987	731	1,2498	0,0364	0,0110	0,0254
1988	793	1,4286	0,0371	0,0028	0,0342
1989	935	1,7300	0,0378	-0,0124	0,0502
1990	1.040	1,2727	0,0195	0,0075	0,0120
1991	1.092	1,0485	0,0227	0,0197	0,0030
1992	1.179	0,8595	0,0297	0,0384	-0,0087
1993	1.179	0,6754	0,0503	0,0663	-0,0160
1994	1.182	0,6294	0,0308	0,0741	-0,0434
1995	1.434	0,5913	0,0291	0,0811	-0,0520
1996	1.517	0,4798	0,0963	0,1165	-0,0202
1997	1.517	0,4565	0,0399	0,1256	-0,0857
1998	1.555	0,4280	0,0455	0,1393	-0,0937
Media	751	0,8256	0,0410	0,0534	-0,0124

Podemos comparar nuestros resultados con los de Martínez-Budría *et al.* (2003) para España, que son de un 5,3% anual para el período 1985-1996, que se descomponen en un 2,4% al cambio técnico y un 3,9% al efecto de escala. En nuestro caso la PTF para el mismo periodo es de un 3,9%, es decir, algo inferior. Sin embargo, la diferencia más interesante se produce en la descomposición ya que en nuestro caso el efecto escala presenta signo negativo. Este resultado indica claramente que, a diferencia de Canarias, en el sector eléctrico peninsular ha confluído la existencia de economías de escala junto al crecimiento de la producción contribuyendo así a aumentar la productividad. Esto confirma que la especial estructura industrial del sector eléctrico canario ha tenido consecuencias en la evolución de la productividad. Sin embargo, el cambio técnico ha producido ahorros de costes de mayor cuantía en el caso de las Islas Canarias.

#### 5.4. Evolución por subperiodos e interpretación de los resultados

Podemos distinguir tres subperiodos diferenciados observando el cuadro 7. Entre 1970 y 1975 coinciden importantes ahorros de costes motivados por el cambio técnico (a una tasa media anual cercana al 10%) con incrementos de la producción en un tramo de deseconomías de escala. Sin embargo, el efecto total indica mejoras de la PTF del 4% aproximadamente. Posteriormente, hasta 1992 los dos efectos implican casi siempre mejoras de productividad (3,4%) aunque menores al periodo anterior. El cambio técnico presenta un valor promedio del 1,85% mientras que el efecto de escala supone un 1,54%. Finalmente, desde 1992 hasta 1998, las mejoras en la PTF vuelven a crecer hasta una tasa media del 4,85% anual. Este resultado es fruto, como entre 1970-1975, de mejoras motivadas por el cambio técnico combinados con un efecto de escala negativo.

Atendiendo a la evolución temporal del cambio técnico, así como a los acontecimientos ocurridos en el periodo, podemos confirmar algunas cuestiones de interés a pesar de que no hemos podido descomponer el cambio técnico según (10)<sup>24</sup>. Durante los primeros años del periodo la intervención pública, en su proceso de concentración, introducción de nuevas tecnologías y consolidación del sector, produjo importantes ahorros en los costes. Estos ahorros se reflejan, en su conjunto, en la evolución del cambio técnico y se dejaron sentir hasta los primeros años de la década de los ochenta como se puede ver en el cuadro 7. Por otro lado, desde 1975 la empresa alcanza un tamaño más adecuado para poder atender las demandas de la sociedad y aprovechar las economías de escala. Este efecto de escala continúa hasta 1991 e implica mejoras de pro-

(24) No hemos podido realizar esta descomposición del cambio técnico según (10) ya que existe una alta correlación (0,991) entre la tendencia y el nivel de producción (en logaritmos). Según Baltagi y Griffin (1988) cuando esto ocurre no se puede imputar correctamente el cambio técnico entre un efecto puro, sólo dependiente del tiempo, de los componentes que dependen del nivel de los precios y la producción.

ductividad que se añaden al efecto del cambio técnico. Por otro lado, entre 1992 y 1998 las importantes mejoras en costes motivadas por el cambio técnico se explican por la realización de importantes inversiones que supusieron mejoras técnicas destacadas sobre todo a partir de 1996. Entre 1995 y 1996 se instalan y ponen en funcionamiento 160 MW de unidades en Tenerife y Gran Canaria, es decir, casi un 21% del total de potencia instalada a diciembre de 1996.

Por último, la evolución de la productividad y del cambio técnico en el período 1983-1992 no nos permite realizar interpretaciones de forma rotunda. En estos años se producen ahorros de costes como resultado del cambio técnico algo más moderados. Desde nuestro punto de vista, la causa de estos ahorros se encuentra principalmente en los efectos de la regulación del MLE y nos basamos en dos indicios fundamentales.

En primer lugar, los resultados del cambio técnico que hemos obtenido (1,85%) para este periodo coinciden con las mejoras de productividad en el sector eléctrico peninsular atribuidas al MLE en Ramos-Real y Martínez-Budría (2004) y Arocena y Waddams Price (2002) que son de un 1,9%. En el primer caso se calculó el cambio técnico a partir de una función de costes, mientras que en el segundo, se obtiene un concepto asimilable (tasa de progreso productivo) que tiene en cuenta la eficiencia técnica y el progreso técnico calculados a partir de modelos de programación matemática. El segundo indicio, lo constituye el hecho de que las mejoras por el cambio técnico fueron más importantes en los primeros años del MLE (1983-1986) exceptuando el año 1992. Este resultado, de disminución temporal de la efectividad, es característico de los cambios en la regulación.

## 6. CONCLUSIONES

En este trabajo hemos estimado una función de costes del suministro de electricidad en Canarias entre 1970 y 1998 utilizando la forma funcional translogarítmica. El objetivo central ha sido estudiar, la evolución de los costes y de la PTF en el sector, así como analizar sus principales determinantes. Podemos destacar, por su importancia, los resultados siguientes:

1.- Los factores de producción (capital, trabajo y combustible) son sustitutos entre sí coincidiendo con la mayoría de trabajos realizados en el sector, aunque en menor grado. También se observa un agotamiento del grado de economías de escala al final del periodo que se sitúa en torno a los 3800 GWh distribuidos y comercializados. Estos resultados están condicionados por el carácter aislado y el pequeño tamaño de los sistemas eléctricos insulares e influyen en la evolución de la PTF.

2.- La evolución de la PTF en el sector eléctrico canario indica que se produjeron mejoras cifradas en un 4,1% medio anual. Las economías de escala observadas implican un efecto escala negativo que se compensa con importantes mejoras motivadas por el cambio técnico. En el sistema penin-

sular, sin embargo, las mejoras en PTF se derivan tanto por el aprovechamiento de las economías de escala como por el efecto del cambio técnico.

3.- En Canarias el efecto del cambio técnico ha sido importante, incluso superior que en el sistema peninsular. El análisis por subperiodos nos permite afirmar que la causa de este último fenómeno se encuentra principalmente en que la intervención pública que permitió consolidar el servicio público entre 1970-75, y el efecto de las nuevas inversiones en generación en los últimos años del período, supusieron grandes mejoras en la productividad. Además existen indicios de que los incentivos derivados del MLE entre 1983-1991 contribuyeron también a mejorar la productividad en Canarias, tal y como ocurrió en el sistema peninsular.

Una cuestión de gran interés para investigaciones futuras es el estudio de la evolución del sector a partir de 1998 para así evaluar la evolución del grado de economías de escala, los efectos de la regulación post-MLE y el papel de la empresa Unelco una vez privatizada.

#### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Allen, R.G.D. (1938): *Mathematical Analysis for Economists*, Londres, Macmillan.
- Arocena, P. y Waddams Price, C. (2002): "Generating efficiency: economic and environmental regulation of public and private electricity generators in Spain", *International Journal of Industrial Organization*, vol. 20, n° 1, pp. 41-69.
- Baltagi, B.H. y Griffin J.M.(1988): "A General Index of Technical Change", *Journal of Political Economy*, vol. 96, n°1, pp. 20-41.
- Barten, A. (1969): "Maximum likelihood estimation of a complete system of demand equations", *European Economic Review*, vol. 1, n° 1, pp. 7-73.
- Bhattacharyya, A.; Bhattacharyya, A. y Mitra K. (1997): "Decomposition of Technological Change and Factor Bias in Indian Power Sector: An Unbalanced Panel Data Approach", *Journal of Productivity Analysis*, vol. 8, n° 1, pp. 35-52.
- Blackorby, C. y Russell, R.R. (1989): "Will the real elasticity of substitution please stand up? (A comparison of the Allen/Uzawa and Morishima elasticities)", *American Economic Review*, vol. 79, n°4, pp. 882-888.
- Breusch, T.S. y Pagan A.R. (1980): "The Lagrange multiplier test and its applications to model specification in econometrics", *Review of Economic Studies*, vol. 47, n°1, pp. 239-254.
- Cabrera Armas, L.G. y Hernández Hernández, J. (2001): "Unelco (1969-1998). Servicio Público y Actividad Empresarial", en Carnero L. F. y Nuez Yáñez, J.S. (coords.), *Empresa e Historia en Canarias*. Fundación FYDE-CajaCanarias, pp. 105-128.

- Christensen, L.R. y Greene, H. (1976): "Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation". *Journal of Political Economy*, vol. 84, pp. 655-677.
- Crampes, C. y Laffont J.J. (1995): "Transfers and Incentives in the Spanish Electricity Sector", *Revista Española de Economía*, Monográfico Regulación, pp. 117-140.
- Denny, M.; Fuss M. y Waverman L. (1981): "The measurement and interpretation of total factor productivity in regulated industries. With an application to canadian telecommunications", en Cowing, T. y Stevenson, R. (eds.), *Productivity Measurement in Regulated Industries*, Academic Press, New York, pp. 172-218.
- Divisia, F. (1926): "L'indice monetaire et la theorie de la monnaie", *Société Anonyme du Recueil Sirey*, Paris.
- Estadísticas Energéticas de Canarias (1998): Consejería de Industria y Comercio, Gobierno de Canarias.
- Consejería de Industria y Comercio (2000): *Estadísticas Energéticas de Canarias*, Gobierno de Canarias.
- Gollop, F.M. y Roberts, M.J. (1981): "The Sources of Economic Growth in the U.S. Electric Power Industry", en Cowing, T. y Stevenson, R. (eds.), *Productivity Measurement in Regulated Industries*, Academic Press, Nueva York, pp. 107-143.
- Hayashi, P.M.; Goo, J.Y. y Chamberlain, W.C. (1998): "Vertical Economies: The Case of U.S. Electric Utility Industry, 1983-87", *Southern Economic Journal*, vol. 63, nº3, pp. 710-725.
- Jara Díaz, S.; Ramos Real, F.J. y Martínez Budría, E. (2003): "Economies of integration in the Spanish electricity industry using a multistage cost function", *Energy Economics*, vol. 26, nº6, pp. 995-1013.
- Joskow, P.L. y Schmalensee, R. (1986): "Incentive Regulation for Electric Utilities", *Yale Journal on Regulation*, vol. 4, nº1, pp. 1-49.
- Laffont, J.J. (1992): "Théorie des incitations et nouvelles formes de réglementation", *Problèmes économiques*, nº 2291, pp. 14-20.
- McFadden, D. (1963): "Constant elasticities of substitution production functions", *Review of Economic Studies*, vol. 30, nº 2, pp. 73-83.
- Martínez Budría, E.; Jara-Díaz, S. y Ramos Real, F.J. (2003): "Adapting productivity theory to the quadratic cost function. An application to the Spanish electric sector", *Journal of Productivity Analysis*, vol. 20, nº 2, pp.192-213.
- Morishima, M. (1967): "A few Suggestions on the Theory of Elasticity" (en japonés), *Keizai Hyoron (Economic Review)*, vol. 16, 144-150.
- Nelson, R.A. (1985): "Returns to Scale from Variable and Total Cost Functions. Evidence from the Electric Power Industry", *Economics Letters*, vol. 18, nº 2-3, pp. 271-276.

- Nelson, R.A. y Wohar, M.E. (1983): "Regulation, Scale Economies and Productivity in Steam-Electric Generation", *International Economic Review*, vol. 24, nº1, pp. 57-79.
- Nemoto, J.; Nakanishi, Y. y Madono, S. (1993): "Scale Economies and Over-Capitalization in Japanese Electric Utilities", *International Economic Review*, vol. 34, nº 2, pp. 431-440.
- Pollit, M.G. (1995): *Ownership and performance in Electric Utilities: The international evidence on privatization and efficiency*, Oxford, Oxford University Press.
- Ramos Real, F.J. (2005): "Cost functions and the Electric Utility Industry. A contribution to the debate on deregulation", *Energy Policy*, vol. 33, nº1, pp. 69-87.
- Ramos Real, F. J. y Martínez Budría, E. (2004): "Regulación y cambio técnico en la Industria Eléctrica Española", *Hacienda Pública Española / Revista de Economía Pública*, vol. 169, nº2, pp. 67-85.
- Revankar, N. (1976) "Use of restricted residuals in SUR systems: some finite sample results", *Journal of the American Statistical Association*, vol. 71, nº 353, pp. 183-188.
- Rodríguez Romero, L. y Castro Rodríguez, F. (1994): "Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?", *Cuadernos Económicos de ICE*, vol. 57, pp. 161-183.
- Uzawa, H. (1962): "Production functions with constant elasticities of substitution", *Review of Economics and Statistics*, vol. 44, nº 4, pp. 291-299.
- UNESA (1997): *Evolución económico-financiera del sector eléctrico, 1988-1995*, Unidad Eléctrica, S.A., Madrid.
- Zellner, A. (1962): "An Efficient Method of Estimating Seemingly Unrelated Regressions and Test for Aggregation Bias", *Journal of American Statistical Association*, vol. 57, nº 298, pp. 348-368.

#### ABSTRACT

In this paper we estimate a translog cost function to evaluate the evolution of productivity in electricity supply costs in the Canary Islands between 1970-1998. Substitution relationships between inputs and the exhaustion of scale economies confirm the special circumstances of island electricity systems. The annual productivity growth has been 4,1 %, explained by a positive effect of technical change that is offset by a negative scale effect. The evolution of technical change leads us to conclude that public intervention between 1970-1975 and the important investments in generation contributed to improve productivity.

*Key words:* electricity systems, cost functions, productivity, technical change, Canary Islands.

