

ESTUDIO SOBRE EVOLUCIÓN DE LOS COSTES EN EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL.

Autores : Gutiérrez Fernández, Miguel

Arcos Vargas, Angel

Gutiérrez Moya, Ester

Institución : Departamento de Organización Industrial y Gestión
de Empresas.

Resumen

Se analiza la evolución de los costes en el sector eléctrico nacional en el periodo 1987-1997 considerando en primer lugar solo el sector peninsular. Aunque son objeto de interés todas las empresas de ciclo completo españolas, la limitación de los datos puede dificultar la consistencia de las consecuencias obtenidas, por lo que se procede a aumentar la misma utilizando técnicas estadísticas robustas de regresión y bootstrap. Los resultados obtenidos ponen de relieve la singularidad de la evolución de los costes en el sector eléctrico insular, al considerar la simple adición de este al sector peninsular bajo el modelo clásico, pero el cálculo del peso influyente de cada empresa cuestiona la validez de dicho modelo tradicional

1.- INTRODUCCIÓN.

A fin de estudiar sistemáticamente la evolución de los costes en el sector eléctrico nacional consideraremos en primer lugar el sector peninsular (excluyendo a las empresas UNELCO y GESA que presentan en principio, singularidades técnicas debido a su carácter insular) limitándonos inicialmente a la comparación de los costes en los años 1987 y 1997 de las ocho empresas siguientes: Viesgo, ERZ, H. Cantábrico, Ehner, Fecsa, Sevillana, Unión Fenosa e Iberdrola, las cuales presentan la característica común de ser empresas de ciclo completo, es decir que tienen actividades de generación, transporte y distribución. Las conclusiones obtenidas, en cuanto a la modificación de los costes, al integrar GESA y UNELCO en el estudio del sector a nivel nacional, sólo son válidas si se considera, como es habitual, el sector peninsular, si no como un conjunto homogéneo sí al menos como un todo en el que se ha prescindido de un análisis crítico del relevante peso influyente que pudieran presentar algunos de sus componentes. Dicho peso influyente no debe limitarse a consideraciones cualitativas que estén sólo apoyadas en criterios exentos de cuantificación. Cuando se introducen criterios objetivos del peso influyente de las empresas componentes del sector quedan patentes las simplificaciones enmascaradas en la habitual distinción dicotómica, desde el punto de vista de los costes, entre empresas peninsulares e insulares. Como el presente estudio pone de relieve, el determinante peso influyente de una empresa cuestiona la mencionada clasificación dicotómica habitual considerada en los primeros apartados del presente trabajo.

2. SECTOR PENINSULAR.

2.1.- ANALISIS DE COSTES TOTALES DE EXPLOTACIÓN.

El sistema de “costes estándares” que se estableció en 1987 como desarrollo del Marco Legal Estable, tenía como objetivo fundamental motivar la reducción de costes en a las empresas eléctricas buscando llegar al “coste mínimo” para la determinación de la tarifa. En el periodo 1987-1997 se reducen los costes de explotación de las empresas peninsulares en algo más de 190.000 millones de pesetas, (en pesetas constantes), a pesar de que la producción se incrementa en unos 43.000 GWh.

Si observamos la gráfica P.1 (ver Apéndice) se aprecia además un desplazamiento hacia abajo de la curva de costes de explotación, una disminución de la pendiente de la recta de regresión del año 1997 respecto del año 1987 y una menor dispersión en los costes relacionados con la energía facturada.

Los esfuerzos fundamentales de reducción de costes se han debido entre otras causas a:

- La mejora de los sistemas de dirección y de gestión mediante la renovación o incorporación de los nuevos sistemas de gestión. En este sentido cabe destacar los avances logrados en la lectura de contadores y facturación de energía eléctrica, aprovisionamientos, recursos humanos, etc.
- Proceso de diversificación e internacionalización: las empresas consideradas han tenido como objetivo fundamental mejorar la rentabilidad de los accionistas, dispersar el riesgo y contribuir a la creación de valor, accediendo a otros mercados tales como el agua, gas, comunicaciones, etc. Para ello se han aprovechado las evidentes sinergias que existen entre ellos disminuyendo costes de gestión e ingeniería; por ejemplo, en el desarrollo de los proyectos de los autoproduktores y la cogeneración.

- La incorporación de las nuevas tecnologías en el campo de la generación ha impulsado las mejoras de los rendimientos de las plantas existentes (modernización, repotenciación, etc.). La instalación de nuevos grupos generadores mayores de tamaño con mejores rendimientos, más automatizados y menores costes de operación y mantenimiento son ejemplos claros del aprovechamiento de las economías de escala.
- Las mejoras de la tecnología en la distribución y transporte mediante:
 1. Automatización local y control y supervisión remota de sistemas eléctricos mediante la implantación de centros de control centralizados.
 2. Mejora de las redes de comunicación.
- La modernización de las redes ofimáticas y sistemas de información.
- La terminación del parque nuclear cuyas unidades de elevada potencia presentan menores costes de explotación que las existentes antes de 1987.
- Por último, como consecuencia de las crisis del petróleo se ha procedido a la sustitución de un combustible caro como el fuel-oil, por otro más barato que es el carbón de importación.

2.2.- ANALISIS DE COSTES MEDIOS DE EXPLOTACIÓN.

En primer lugar podemos destacar que durante el período 1987-1997 el coste medio del kWh, en pesetas constantes, se reduce en algo más de 5 pesetas, pasando de aproximadamente 17,50 ptas/kWh a 11,50 ptas/kWh. Los desplazamientos hacia abajo en las curvas de costes medios de deben fundamentalmente a la introducción de los cambios tecnológicos que hemos comentado anteriormente.

Analizando el gráfico P.2 vemos que en 1987 existe una cierta dispersión de los costes medios de las empresas con respecto a la recta de regresión. El funcionamiento del sistema retributivo no animaba a las distintas empresas a alcanzar la máxima eficiencia posible en el terreno económico. Por otro lado, el sistema de compensaciones entre empresas no equilibraba las notables diferencias entre unas y otras, ya que básicamente sólo atendía a las que consumían carbón nacional y a las empresas extrapeninsulares.

Examinada la recta de regresión de 1987, se puede concluir que los costes medios son decrecientes debido a que se aprovechan las economías de escala y aumentando el producto se reducen los costes medios.

Comparando ambas rectas, gráfica P.2, se aprecia que en 1987 la pendiente es decreciente mientras que en 1997 la pendiente es prácticamente horizontal; lo cual indica claramente que el sector se ha acercado a la zona inferior de una típica curva de costes medios, es decir, a la zona de costes mínimos, que era el objetivo del Marco Legal Estable llegando a una situación óptima para la introducción de la competencia.

Por otro lado, en 1997 se observa una menor dispersión en los datos, lo que es consecuencia del nuevo planteamiento de las compensaciones que se ponen en vigor en 1987 y 1988, especialmente la que regula la retribución de las empresas eléctricas del sistema eléctrico peninsular. El nuevo sistema tiene por objeto equilibrar los resultados de las distintas empresas, aumentando los conceptos compensables de generación y mercado entre ellas. Dentro de los costes de las distintas empresas están incluidas las compensaciones que tienen que pagar o percibir por concepto de Mercado. La Compensación de Mercado engloba el concepto de costes e ingresos derivados del Transporte, Transformación, Distribución y venta de energía vertida a la red para el consumo consiguiendo un cierto equilibrio en los costes medios de las distintas empresas.

2.3.- ANALISIS DE COSTES MARGINALES.

Se han calculado en este apartado los costes marginales suponiendo que el Sector Eléctrico Peninsular es una sola empresa que se compone de varios escalones de producción que son las distintas empresas ordenadas según su energía facturada. El resultado de esta hipótesis es el que aparece en los gráficos, de los que se puede concluir que los costes marginales son decrecientes. (Ver gráfica P.3 y P.4). Respecto al año 1987, observamos que los costes marginales se encuentran en la zona decreciente de la curva, mientras que en 1997 nos acercamos a la parte horizontal.

Consideramos como es habitual como coste marginal el coste que tendría una empresa cualquiera en incrementar una unidad su producción. Suponemos que todas las empresas tienen capacidad de exceso de líneas, subestaciones, centrales de generación, etc., por lo que no son necesarias nuevas inversiones que incrementasen sus costes fijos. Imaginamos que el personal tampoco varía, por lo que hemos considerado como extracoste solamente el "Aprovisionamiento" en el que están incluidos los costes variables de generación de energía, combustibles, costes de operación y mantenimiento y el coste de adquisición de energía en el mercado.

Cada una de las empresas tiene una estructura de generación distinta teniendo en cuenta la proporción de energía hidráulica, nuclear y térmica en carbón, fuel oil y gas. La conclusión es que los costes marginales no dependen del tamaño del mercado de cada empresa, sino de su estructura de producción. Las empresas que gastan menos en "Aprovisionamiento" son las que gastan poco combustible. Estas desviaciones se corrigen en parte mediante el sistema de compensaciones por compra de energía entre los distintos subsistemas del sector eléctrico.

3.- SECTOR NACIONAL.

3.1.- ANALISIS DE COSTES TOTALES DE EXPLOTACIÓN.

Hasta ahora sólo hemos considerado las ocho empresas principales peninsulares lo que nos ha permitido extraer una serie de conclusiones que hubieran sido más oscuras si hubiéramos incluido desde el principio las empresas insulares. Al incluir estas últimas encontramos algunas diferencias. En primer lugar, debemos decir que UNELCO y GESA son las únicas empresas del Sector Eléctrico Español que gastan más en 1997 que en 1987 en pesetas constantes.

Además podemos observar que la inclusión de las dos empresas insulares origina una ligera disminución de la pendiente de las dos rectas de regresión, al presentar unos costes superiores en relación con su producción.

3.2.- ANALISIS DE COSTES MEDIOS DE EXPLOTACIÓN.

La inclusión de UNELCO y GESA origina modificaciones en las curvas de costes medios. Los costes medios se desplazan hacia arriba y aumentan ligeramente su pendiente. Así podemos decir que los costes medios del kWh para una producción media estarían en torno a las 18 pesetas en 1987 frente las 17,5 pesetas cuando considerábamos solo las empresas insulares, y en 12 pesetas en 1997 frente a 11,5 pesetas para las empresas insulares. La pendiente aumenta ligeramente y en 1997 pasa a ser prácticamente horizontal. El efecto de las compensaciones del mercado equilibrando los costes medios no se consigue tan claramente como para el caso peninsular.

3.3.- ANALISIS DE COSTES MARGINALES.

Al analizar el gráfico N.1 nos encontramos con una modificación respecto al análisis de las empresas peninsulares. Las curvas de costes marginales cambian el signo de su pendiente y pasan de

decrecientes a crecientes. Es decir, los costes aumentan ligeramente al aumentar su producción. Las desviaciones que se obtienen son superiores tanto en 1987 como en 1997 y las más importantes se obtienen cerca de los 5.000 GWh en 1997, y de los 2.500 GWh en 1987, es decir, coincidiendo con la producción de UNELCO. Si se considera, como es habitual, el sector peninsular como un único subconjunto, la distorsión que provoca la incorporación de UNELCO y GESA pudiera explicarse por el hecho de que estas dos empresas al estar aisladas del resto, no se pueden beneficiar de las economías de escala ya comentadas que presenta el Sector Peninsular.

4.- FUNCIONES ESTIMADAS.

Los comentarios realizados anteriormente se basan en la estimación de los costes siguiendo un modelo de regresión ordinaria (mínimos cuadrados) en la que el parque nacional se ha considerado como el sistema conjunto unitario de explotación, lo cual supone aceptar como válidos todos los puntos representativos de las distintas empresas.

Sin embargo se puede adoptar un criterio diferente en el que se cuestiona la validez de las rectas de regresión estimadas. Ello es especialmente aconsejable en un caso como el presente en el que se cuenta con escasas observaciones.

Un primer paso, antes de abordar las técnicas mencionamos, es interrogarnos sobre la existencia de observaciones anómalas que pudieran ser influyentes en la modelización de las rectas de regresión anteriores. Seguidamente, a fin de estimar funciones que sean menos sensibles a las posibles variaciones de las escasas similares observaciones del futuro procedemos a aplicar dos técnicas que otorguen mayor consistencia a las funciones estimadas.

La primera de ellas es calcular estimaciones bootstrap de las rectas de regresión basándonos en las observaciones con que contamos. La segunda técnica aplicada consiste en calcular estimaciones robustas de tales rectas sin que en este caso el criterio de decisión sea el mínimo cuadrático, sino el de las medianas.

Los resultados obtenidos con estas dos últimas aproximaciones al problema son muy similares entre sí y ponen de relieve que, respecto a ellas, la recta de regresión mínimo cuadrática clásica subestima la pendiente de crecimiento de los costes, aunque no en grado excesivo tal como puede observarse en los resultados detallados que figuran en el Apéndice.

Respecto al punto mencionado anteriormente en relación con las observaciones influenciales que pudieran haber modificado la recta de regresión ordinaria, Iberdrola aparece claramente como la observación más influyente. Para ello se han tenido en cuenta:

- a) El criterio de Huber según el cual las observaciones cuyo coeficiente de apalancamiento h_{ii} tome un valor comprendido 0.2 y 0.5 son sospechosos y claramente influenciales los que superen el valor 0.5.
- b) El criterio de Montgomery según el cual se deben considerar influenciales las observaciones con $h_i > 2p/n$. con $p=2$ y $n=8$ (peninsular) o $n=8$ (nacional).
- c) El criterio de la distancia de Cook según el cual son influenciales aquellas observaciones para las que $D_i > F_{0.5;p,n-p}$

Como puede observarse en los cuadros de resultados que figuran en el Apéndice, la observación correspondiente a Iberdrola satisface todos los criterios anteriores en todas las tablas de resultados sin que puedan observarse observaciones influyentes en el resto de las empresas.

La presencia de una observación tan influyente como la que representa Iberdrola es un motivo añadido al ya mencionado de la parquedad de observaciones para abordar el estudio desde ópticas distintas a la mínimo cuadrática ordinaria.

Apéndice

DETERMINACION DE OBSERVACIONES DE INFLUENCIA

ENERGIA FACTURADA / COSTES EXPLOTACION

TABLA PENINSULAR 1.987

Empresa	X _i	Y _i	h _{ii}	r _{ii}	D _{ii}
VIESGO	2.716	47.241	0,216	0,539	0,04
ERZ	3.136	64.850	0,208	0,2	0,005
H. CANTABRICO	4.835	105.778	0,182	0,218	0,005
ENHER	9.130	119.316	0,137	1,443	0,165
FECSA	10.224	194.154	0,131	0,258	0,005
C. SEVILLANA	14.415	262.139	0,127	0,272	0,005
UNION FENOSA	16.206	349.21	0,136	2,004	0,315
IBERDROLA	41.408	667.482	0,864	1,515	7,271

			2,000		

TABLA PENINSULAR 1.997

Empresa	X _i	Y _i	h _{ii}	r _{ii}	D _{ii}
VIESGO	3.694	39.351	0,221	1,589	0,358
ERZ	4.776	57.470	0,207	0,175	0,004
H. CANTABRICO	6.521	73.628	0,187	0,598	0,041
ENHER	10.495	118.706	0,152	0,096	0,001
FECSA	16.229	187.658	0,127	1,628	0,192
C. SEVILLANA	21.747	245.488	0,131	1,049	0,083
UNION FENOSA	24.278	269.203	0,142	0,041	0
IBERDROLA	57.268	625.329	0,832	1,620	6,516

			2,000		

DETERMINACION DE OBSERVACIONES DE INFLUENCIA

ENERGIA FACTURADA / COSTES EXPLOTACION

TABLA NACIONAL 1.987

Empresa	X _i	Y _i	h _{ii}	r _{ii}	D _{ii}
-----	-----	-----	-----	-----	-----
GESA	1.807	37.907	0,161	0,297	0,008
VIESGO	2.716	47.241	0,149	0,481	0,02
UNELCO	2.619	53.696	0,15	0,206	0,004
ERZ	3.136	64.850	0,144	0,111	0,001
H. CANTABRICO	4.835	105.778	0,126	0,34	0,008
ENHER	9.130	119.316	0,102	1,539	0,134
FECSA	10.224	194.154	0,1	0,363	0,007
C. SEVILLANA	14.415	262.139	0,111	0,361	0,008
UNION FENOSA	16.206	349.21	0,124	2,321	0,381
IBERDROLA	41.408	667.482	0,834	1,737	7,562

			2,000		

TABLA NACIONAL 1.997

Empresa	X _i	Y _i	h _{ii}	r _{ii}	D _{ii}
-----	-----	-----	-----	-----	-----
GESA	3.056	48.551	0,159	0,66	0,041
VIESGO	3.694	39.351	0,153	1,337	0,161
UNELCO	4.652	69.922	0,144	1,157	0,113
ERZ	4.776	57.470	0,143	0,541	0,024
H. CANTABRICO	6.521	73.628	0,13	0,872	0,057
ENHER	10.495	118.706	0,109	0,615	0,023
FECSA	16.229	187.658	0,101	0,212	0,003
C. SEVILLANA	21.747	245.488	0,118	0,019	0
UNION FENOSA	22.436	269.203	0,122	1,957	0,266
IBERDROLA	57.268	625.329	0,822	1,347	4,197

			2,000		

Funciones Estimadas

ENERGIA FACTURADA / COSTES EXPLOTACION

NACIONAL 1.987

- MINIMOS CUADRADOS : $y = 17.153,462 + 16,247 x$
- ESTIMACION ROBUSTA : $y = 4.929,238 + 18,469 x$
- BOOTSTRAP : $y = 5.761,461 + 17,857 x$

NACIONAL 1.997

- MINIMOS CUADRADOS : $y = 10.146,825 + 10,829 x$
- ESTIMACION ROBUSTA : $y = 3.306,341 + 11,173 x$
- BOOTSTRAP : $y = 7.007,650 + 11,107 x$

PENINSULAR 1.987

- MINIMOS CUADRADOS : $y = 20.761,569 + 16,107 x$
- ESTIMACION ROBUSTA : $y = 6.701,001 + 17,867 x$
- BOOTSTRAP : $y = 4.566,948 + 18,081 x$

PENINSULAR 1.997

- MINIMOS CUADRADOS : $y = 4.864,410 + 10,882 x$
- ESTIMACION ROBUSTA : $y = 1.105,885 + 11,173 x$
- BOOTSTRAP : $y = 3.958,357 + 11,016 x$

DETERMINACION DE OBSERVACIONES DE INFLUENCIA

ENERGIA FACTURADA / COSTES MEDIOS

TABLA PENINSULAR 1.987

Empresa	X _i	Y _i	h _{ii}	r _{ii}	D _{ii}
VIESGO	2.716	17,39	0,216	0,654	0,059
ERZ	3.136	20,68	0,208	0,56	0,041
H. CANTABRICO	4.835	21,88	0,182	1,023	0,116
ENHER	9.130	13,07	0,137	1,978	0,31
FECSA	10.224	18,99	0,131	0,116	0,001
C. SEVILLANA	14.415	18,19	0,127	0,063	0
UNION FENOSA	16.206	21,55	0,136	1,153	0,104
IBERDROLA	41.408	16,12	0,864	0,348	0,383

			2,000		

TABLA PENINSULAR 1.997

Empresa	X _i	Y _i	h _{ii}	r _{ii}	D _{ii}
VIESGO	3.694	10,65	0,221	1,962	0,546
ERZ	4.776	12,03	0,207	1,749	0,4
H. CANTABRICO	6.521	11,29	0,187	0,18	0,004
ENHER	10.495	11,31	0,152	0,045	0
FECSA	16.229	11,56	0,127	0,704	0,036
C. SEVILLANA	21.747	11,29	0,131	0,129	0,001
UNION FENOSA	24.278	11,09	0,142	0,33	0,009
IBERDROLA	57.268	10,92	0,832	0,231	0,132

			2,000		

DETERMINACION DE OBSERVACIONES DE INFLUENCIA

ENERGIA FACTURADA / COSTES MEDIOS

TABLA NACIONAL 1.987

Empresa	X _i	Y _i	h _{ii}	r _{ii}	D _{ii}
GESA	1.807	20,98	0,161	0,501	0,024
VIESGO	2.716	17,39	0,149	0,889	0,069
UNELCO	2.619	20,5	0,15	0,336	0,010
ERZ	3.136	20,68	0,144	0,424	0,015
H. CANTABRICO	4.835	21,88	0,126	0,946	0,065
ENHER	9.130	13,07	0,102	2,307	0,301
FECSA	10.224	18,99	0,1	0,007	0
C. SEVILLANA	14.415	18,19	0,111	0,159	0,002
UNION FENOSA	16.206	21,55	0,124	1,210	0,104
IBERDROLA	41.408	16,12	0,834	0,073	0,013

			2,000		

TABLA NACIONAL 1.997

Empresa	X _i	Y _i	h _{ii}	r _{ii}	D _{ii}
GESA	3.056	15,89	0,159	1,997	0,376
VIESGO	3.694	10,65	0,153	1,271	0,146
UNELCO	4.652	15,03	0,144	1,487	0,186
ERZ	4.776	12,03	0,143	0,377	0,012
H. CANTABRICO	6.521	11,29	0,13	0,785	0,046
ENHER	10.495	11,31	0,109	0,66	0,027
FECSA	16.229	11,56	0,101	0,357	0,007
C. SEVILLANA	21.747	11,29	0,118	0,382	0,01
UNION FENOSA	22.436	12	0,122	0,071	0
IBERDROLA	57.268	10,92	0,822	0,709	1,164

			2,000		

Funciones Estimadas

ENERGIA FACTURADA / COSTES MEDIOS

NACIONAL 1.987

- MINIMOS CUADRADOS : $y = 19,881$
- ESTIMACION ROBUSTA : $y = 21,036$
- BOOTSTRAP : $y = 19,7$

NACIONAL 1.997

- MINIMOS CUADRADOS : $y = 12,839$
- ESTIMACION ROBUSTA : $y = 11,718$
- BOOTSTRAP : $y = 12,727$

PENINSULAR 1.987

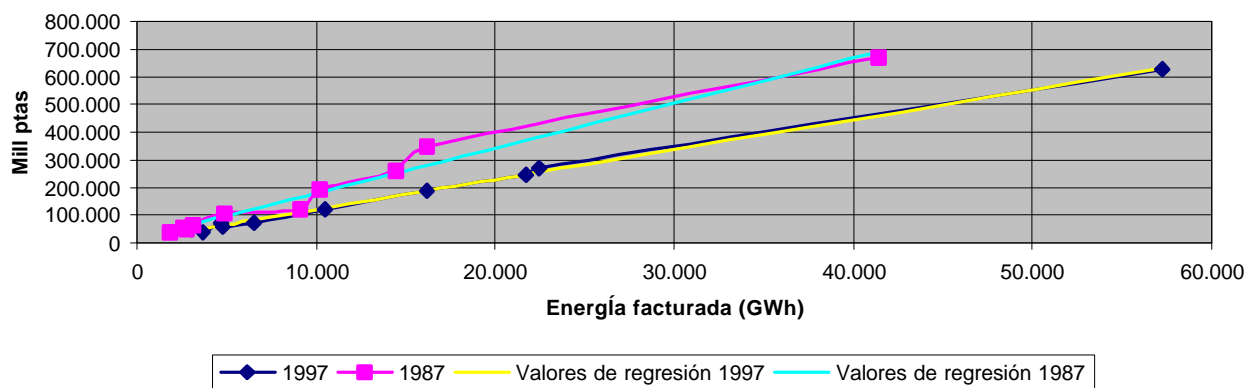
- MINIMOS CUADRADOS : $y = 19,36$
- ESTIMACION ROBUSTA : $y = 19,733$
- BOOTSTRAP : $y = 19,289$

PENINSULAR 1.997

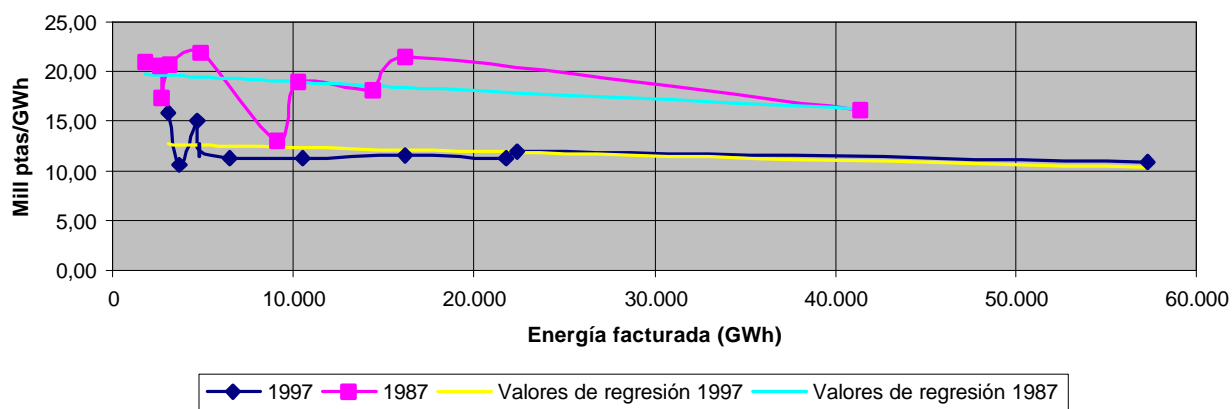
- MINIMOS CUADRADOS : $y = 11,41$
- ESTIMACION ROBUSTA : $y = 11,433$
- BOOTSTRAP : $y = 11,531$

Gráficas

Gráfica P.1
Costes de Explotación
Evolución 87-97



Gráfica P.2
Costes Medios
Evolución 87-97



Gráfica N.1
Costes Marginales
Evolución 87-97

