

## **Las empresas eléctricas españolas ante el reto de Kyoto. Un modelo basado en agentes**

**Marta Posada Calvo<sup>1</sup>, Cesáreo Hernández Iglesias<sup>1</sup>, Raquel Sarmiento Calle, Adolfo López Paredes<sup>1</sup>,**

<sup>1</sup> Dpto. de Organización de Empresas y C.I.M. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, 47011 Valladolid. posada@eis.uva.es, cesareo@eis.uva.es, adolfo@insisoc.org

### **Resumen**

*A raíz de la firma del protocolo de Kyoto, en 2005 entra en funcionamiento un mercado de emisiones de CO<sub>2</sub> en Europa que impondrá un límite máximo a las emisiones del sector eléctrico y de otros cinco sectores. Este trabajo analiza, mediante el modelado basado en agentes, la transformación radical a la que se enfrenta el sector eléctrico como consecuencia de este hecho y de la reciente desregulación del mercado de la electricidad. Los modelos utilizados tradicionalmente para modelar el funcionamiento del mercado de la electricidad requieren un gran número de simplificaciones (Spear, 2003), y salvo excepciones, no incluyen el mercado de comercio de emisiones.*

**Palabras clave:** comercio de emisiones, sector eléctrico, modelado multiagente.

### **1. El mercado de derechos de emisión**

El comercio de emisiones es uno de los mecanismos flexibles que se han articulado para facilitar a los países el cumplimiento de los objetivos de Kyoto. El mercado de emisiones de CO<sub>2</sub> tiene un precedente en el mercado de emisiones de SO<sub>2</sub> que organiza la EPA (Agencia de Protección Ambiental) en los EEUU desde 1990 para la prevención de la lluvia ácida. Aunque se han conseguido los objetivos medioambientales, esta subasta ha resultado ser económicamente ineficiente. Como consecuencia, actualmente la mayor parte de los intercambios se realizan de forma privada (en negociaciones bilaterales) y la EPA negocia solamente el 2,8% del volumen. La lección más significativa que se puede extraer de esta experiencia es que el diseño de la subasta es crucial para que un mercado sea eficiente (Cason, 1996).

Por esta razón, en Europa el comercio de emisiones de CO<sub>2</sub> se organiza mediante una subasta doble continua (Posada *et al.* 2004). En este contexto, los expertos tratan de estimar los precios que tendrán los permisos de emisión. Básicamente hay dos técnicas.

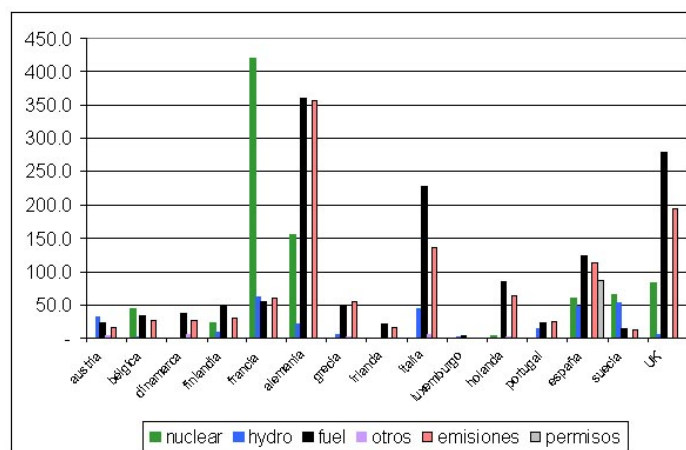
La primera consiste en preguntar a los agentes implicados cuáles son sus expectativas o inferirlas a través de sus decisiones en los incipientes mercados de emisiones que están empezando a operar en el mundo (Natsource, 2002). La segunda consiste en desarrollar modelos computacionales (basados en ecuaciones o basados en agentes) que representan el mercado de los permisos de emisiones y predicen el equilibrio (Springer, 2003).

A nosotros no interesa esta última técnica. En la última década se ha desarrollado un extenso conjunto de modelos para simular los impactos de su aplicación sobre la economía. Estos modelos predicen el efecto que tendrían distintos objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero sobre el PIB, el coste marginal de reducción de las emisiones y su precio. Se distingue entre los modelos más antiguos en los que se supone que se desarrolla un mercado mundial de emisiones y los modelos que reflejan que EEUU no ha ratificado el Protocolo. La no ratificación de EE.UU. supone un acusado descenso en el precio de las emisiones. En este último escenario, se distingue entre los modelos que asumen, o no, la existencia de restricciones a terceros países, particularmente Rusia.

Existe acusadas discrepancias en las previsiones de precios de los permisos hechas por los diferentes modelos<sup>1</sup> como consecuencia de la heterogeneidad de los escenarios considerados. Pero además, ningún modelo considera exactamente la situación que se va a dar con la directiva europea 2003/87 del mercado de emisiones. Por ejemplo, ningún modelo analiza específicamente el caso en que el comercio de emisiones está restringido a los seis sectores que cubre la directiva europea, y la mayoría de los modelos ignora los mecanismos de flexibilidad por la dificultad técnica que supone incorporar tales mecanismos al modelo. Por todo esto, las predicciones de los modelos económicos de cambio climático no se pueden interpretar directamente como predicciones de lo que realmente va a ocurrir. Aunque sí nos permiten acotar el rango de precios y los costes potenciales de las políticas medioambientales.

## 2. El sector eléctrico en Europa y España

Aunque la actividad de otros sectores también incide en la generación de emisiones de CO<sub>2</sub>, el sector eléctrico es responsable del 33% de las emisiones en Europa. Este porcentaje varía de unos países a otros, fundamentalmente, por las diferencias existentes en el origen de la generación de electricidad (como se observa en la Figura 1). De los diferentes tipos de generación de electricidad (térmica, nuclear, renovables, etc.), sólo la energía térmica genera directamente emisiones de CO<sub>2</sub>. En la figura 1, también se ha incluido el límite de emisiones asignado al sector eléctrico en los planes nacionales de asignación de cada país.



**Figura 1.** Generación de electricidad en Europa.

Fuentes: informes 2003 Internacional Energy Agency, European Environment Agency

<sup>1</sup> poles-Aspen, Zew, Cert Abape, Merge, Cicero, Cert Eppa

Otro hecho importante que hay que tener en cuenta es la competitividad en el sector. En España, la generación está separada de la distribución y del transporte, estando el primero regulado, pero los otros dos no.

En España hay varios mercados de electricidad (diario, intradiario y de operaciones). En el mercado diario se realizan las negociaciones de electricidad para el día siguiente. Los agentes del mercado realizan, una vez al día, ofertas horarias de compra y venta de electricidad. El mercado está organizado mediante una subasta doble en sobre cerrado. El Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) casa las ofertas horarias recibidas. En el mercado intradiario se realizan los ajustes que pudieran producirse tras el cierre del mercado diario. El 96,7% de la energía se negocia en el mercado diario. El Operador del Sistema (Red Eléctrica Española, REE) realiza la gestión técnica de estos mercados. La concentración de empresas propicia prácticas de acuerdos implícitos que es interesante analizar.

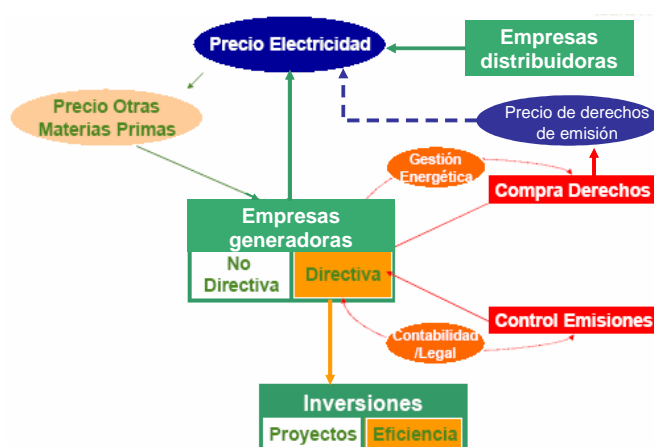
En el mercado eléctrico (Spear, 2003), como en todos los modelos de equilibrio utilizados en economía, requieren para su viabilidad computacional de excesivas simplificaciones con la pérdida inevitable de realismos.

Por el contrario los modelos basados en agentes, como en el nuestro del mercado eléctrico, permiten simular con modelos más realistas al ser construcciones de abajo a arriba.

### 3. Un modelo ABM para el comercio de electricidad y de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

En la literatura, salvo recientes excepciones, se han modelado por separado el mercado de la electricidad y el mercado de permisos de contaminación. En nuestro modelo ambos mercados están relacionados. En el mercado de la electricidad participan dos tipos de agentes: las empresas generadoras y las empresas distribuidoras de electricidad. Mientras que en el mercado de permisos sólo participan las empresas generadoras, más concretamente, las instalaciones térmicas (Figura 2).

El objetivo del modelo “bottom-up” que proponemos es reproducir las regularidades existentes en los precios de la electricidad (tanto a nivel horario como a nivel estacional), analizar la repercusión del precio de los derechos de emisión en el precio de electricidad y analizar las decisiones de inversión medioambiental de las empresas.



**Figura 2.** Interacción entre el sector electricidad y el mercado de permisos de emisión

En la tabla 1 describimos las interacciones entre los agentes de cada uno de los mercados.

**Tabla 1.** Interacciones entre los agentes del modelo.

Reciben Envia	OMEL.	distribuidoras	generador (hidro)	generador (nuclear)	generador (térmico)	Admon	CDA
<b>OMEL.</b>		$Q_{PREVISTA\ hor}$ $PV_{Electricidad}$ $Q$	$Q_{PREVISTA\ hor}$ $PV_{Electricidad}$ $Q$	$Q_{PREVISTA\ hor}$ $PV_{Electricidad}$ $Q$	$Q_{PREVISTA\ hor}$ $PV_{Electricidad}$ $Q$		
<b>Distrib.</b>	<i>oferta=</i> <i>(PR, Qd)</i>						
<b>Gen. (hidro)</b>	<i>oferta=</i> <i>(C<sub>Ma</sub>, Q<sub>o</sub>)</i>						
<b>Gen. (nuclear)</b>	<i>oferta=</i> <i>(C<sub>Ma</sub>, Q<sub>o</sub>)</i>						
<b>Gen. (térmico)</b>	<i>oferta=</i> <i>(C<sub>Ma</sub>, Q<sub>o</sub>)</i>					<i>Emisiones</i>	<i>Ofertas compra y venta</i>
<b>Admon</b>					<i>Permisos Multa</i>		
<b>CDA</b>					<i>Precio derecho</i>		

### 3.1. Mercado de electricidad

El OMEL pone a disposición de los agentes del mercado la previsión de la demanda horaria diaria (primera fila de tabla 1). Las empresas distribuidoras compran la electricidad necesaria para satisfacer la demanda. Cada distribuidora hace su oferta de compra en precio y en cantidad (primera columna tabla 1). El precio es siempre el mismo (el reflejado en la tabla 2). La cantidad demanda es función de la previsión de la demanda anunciada y de la cuota de mercado, calculada de la siguiente forma (1):

$$Q_D \text{ horaria} = \% \text{cuota de mercado} * Q_{PREVISTA} \text{ horaria} \quad (1)$$

En nuestro modelo hemos considerado sólo las cuatro empresas con mayor cuota de mercado (Endesa, Iberdrola, Unión FENOSA e Hidroeléctrica del Cantábrico). Los datos considerados se muestran en la tabla 2.

**Tabla 2.** Cuotas y precios de reserva de las distribuidoras. Fuente: Informe OMEL 2003

empresa	cuotas de mercado real	Cuota de mercado modelo	precio de reserva (€) real/modelo
Endesa	30,736%	34%	0,0500
Iberdrola	31,054%	34%	0,1803
Unión Fenosa	10,504%	20%	0,1803
Hidroeléctrica del Cantábrico	4,834%	12%	0,1803

El otro lado del mercado, los vendedores de electricidad o empresas generadoras, hacen sus ofertas de venta en precio y en cantidades para cada instalación (primera fila de tabla 1). La cantidad total ofertada por cada instalación generadora es siempre la misma e igual a su

capacidad máxima (ver tabla 3). El precio y los tramos en las cantidades varían en función de la previsión de demanda.

En nuestro modelo hemos considerado sólo las instalaciones con mayor volumen de generación de las cuatro empresas con mayor cuota de mercado. En la tabla 3 detallamos las instalaciones que consideramos en nuestro modelo, su potencia instalada (en MW) y la tecnología de generación utilizada (Hidráulica, nuclear, térmica de carbón, térmica de fuel y gas, térmica de ciclo combinado).

Cada instalación tiene unos costes marginales relacionados con la tecnología de generación. Hemos considerado que los costes marginales de las centrales nucleares son cero (porque los costes se derivan de poner en marcha la central y no de producir un kilovatio más de electricidad) y que los costes marginales de las centrales térmicas e hidroeléctricas son crecientes por tramos de electricidad generada y que dentro de cada tramo los costes marginales son constantes<sup>2</sup>.

**Tabla 3.** Instalaciones productoras de energía del modelo (T: Térmica, N: Nuclear, H: Hidroeléctrica). Fuentes: Informe OMEL 2003 y BOE24/2005

instalación	empresa	origen	potencia instalada (mw)	Emisiones asignadas (tn)
Compostilla	ENDESA	TÉRMICO	323	5.344.678
Litoral de Almería	ENDESA	TÉRMICO	557	6.297.272
Teruel	ENDESA	TÉRMICO	352	5.170.987
Puentes	ENDESA	TÉRMICO	351	8.058.215
Trillo	compartida	NUCLEAR	1066	
Almaraz II	compartida	NUCLEAR	982	
Cofrentes	compartida	NUCLEAR	1055	
Vandellos	compartida	NUCLEAR	1057	
Aboño	CANTÁBRICO	TÉRMICO	351	5.541.698
Soto de Ribera	CANTÁBRICO	TÉRMICO	335	3.404.333
Meirama	UNIÓN FENOSA	TÉRMICO	563	2.786.379
Narcea	UNIÓN FENOSA	TÉRMICO	364	2.743.349
La Robla	UNIÓN FENOSA	TÉRMICO	270	3.312.940
Guardo	IBERDROLA	TÉRMICO	350	2.274.337
Duero	IBERDROLA	HIDRO	3360	
Jucar	IBERDROLA	HIDRO	987	
Ebro	IBERDROLA	HIDRO	988	

El precio de la electricidad se determina en el mercado mediante una subasta doble en sobre cerrado al precio de vaciado del mercado (Figura 3). Consideramos que la estrategia de puja que siguen tanto compradores como vendedores es revelar sus propias valoraciones (es decir, los precios de reserva, *PR* o los costes marginales, *CMa*). El OMEL comunica a los agentes del mercado el precio de vaciado de mercado, *PV*, para cada franja horaria y la cantidad intercambiada por cada agente, *Q* (primera fila de tabla 1).

<sup>2</sup> Establecemos tres tramos: 0 hasta el 40% de la capacidad máxima de generación, c1 hasta el siguiente 95% y c2 el último 5% restante. Hemos hecho una estimación de los valores c1 y c2 basándonos en las ofertas de venta reales que hacen las instalaciones de la tabla.

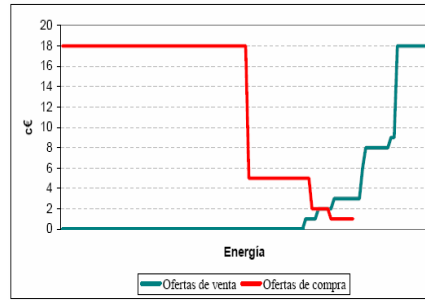


Figura 3. Oferta y demanda agregadas de electricidad. Fuente: [www.omel.es](http://www.omel.es)

### 3.2. Mercado de emisiones

Consideramos que sólo el sector eléctrico (de la Europa de los 15) participa en el mercado de emisiones. La cantidad de derechos de emisión disponibles anualmente en España en 2005 es de 160,28 millones de toneladas (esto es, el 40% de sus emisiones totales) y disminuyen linealmente hasta alcanzar en 2010 135 millones de toneladas (es decir, el 40% del 1,15 de las de las emisiones de CO<sub>2</sub> de 1990). El sector eléctrico ha recibido para el 2005 el 54% de los derechos, esto supone una asignación a las centrales térmicas de 86,4 millones de toneladas. Hemos supuesto que este porcentaje se mantiene durante toda la simulación. El modelo sería más realista si se permitiesen variaciones de un año a otro. Sin embargo, este refinamiento haría menos transparentes y más difíciles de interpretar los resultados.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> de cada instalación dependen de la cantidad de electricidad generada de origen térmico ( $Q_{\text{horario}}$ ) y de un factor de emisiones específicas de CO<sub>2</sub>, calculadas de la siguiente forma (2):

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ diarias} = \sum Q_{\text{horario}} * \text{Mix térmico} \quad (2)$$

El factor de emisiones de CO<sub>2</sub> varía en función de la tecnología y del tipo de combustible utilizado, por eso para cada instalación tiene un *mix* térmico diferente. Como nosotros no disponemos de este dato, utilizaremos el del *mix* térmico de la empresa (tabla 4).

**Tabla 4.** Factores de emisiones específicas de CO<sub>2</sub>. Fuentes: Informe de Sostenibilidad (2003). Endesa, Informe anual (2003). Hidroeléctrica Cantábrico, Informe anual (2003). Informe anual Iberdrola (2003). Unión FENOSA

empresa	emisiones específicas (tn/mwh)
Endesa	1,200
Iberdrola	0.950
Unión Fenosa	0.999
Hidroeléctrica del Cantábrico	1,117

El gobierno ha asignado a cada instalación térmica un número de permisos de emisión en función de sus emisiones históricas (ver tabla 3 y sexta fila de tabla 1). Las instalaciones térmicas desempeñan el papel de comprador o vendedor en el mercado de permisos en función de que las emisiones generadas sean mayores o menores (respectivamente) que la asignación de permisos que esa instalación ha recibido del gobierno.

Si sus emisiones estimadas de una instalación no superan los permisos asignados en el Plan Nacional de Asignación, la instalación tiene dos opciones: guardar esos derechos (*banking*) para poder emitir más gases el siguiente año, o bien vender los derechos sobrantes. Nosotros no hemos considerado a la posibilidad del *banking* porque en el sector eléctrico no está permitido.

En el caso de que las emisiones producidas sean mayores que los permisos de emisión asignados, la instalación tendrá que implantar medidas medioambientales encaminadas a reducir sus emisiones o bien ir al mercado a comprar derechos. Si el precio del permiso es menor que el coste marginal de reducción, la empresa acude al mercado a comprar los derechos que necesita (tabla 5).

**Tabla 5.** Costes marginales de reducción por tonelada. Fuente: www.omel.es

empresa	coste marginal de reducción (€/tn)
Endesa	18
Iberdrola	10
Unión FENOSA	22
Hidroeléctrica del Cantábrico	25

Si a final de año las emisiones que realiza una instalación no están respaldadas con el mismo número de derechos, la instalación será multada de acuerdo con la directiva europea 2003/87, que ha introducido sanciones por incumplimiento de 40€/tonelada durante el periodo 2005-2007 y de 100€/tonelada de 2008-2010), yendo de esta forma más allá del carácter indicativo del protocolo de Kyoto (sexta fila de tabla 1).

#### 4. El funcionamiento del mercado de permisos

El precio de los derechos de emisión se determina en un mercado organizado mediante una subasta doble continua en un entorno en el que los agentes no conocen las valoraciones de los demás. La problemática de esta subasta y la forma de abordarla desde el modelado basado en agentes se detalla en Posada *et al.* (2004a).

Los agentes que participan en esta subasta toman tres decisiones: ¿cuánto pujar? ¿cuándo pujar? ¿cuándo aceptar una puja? Cuando en la subasta doble continua se sustituyen los agentes humanos por agentes artificiales, en la literatura se han desarrollado diferentes estrategias de comportamiento. El aprendizaje asociado a las diferentes estrategias de comportamiento va desde los agentes cero inteligentes (Gode y Sunder, 1993) a agentes con un grado mayor de aprendizaje: agentes parásitos Kaplan (Rust *et al.*, 1994), agentes adaptativos (Cliff y Bruten, 1997), agentes que maximizan la esperanza de beneficio (Gjerstad y Dickhaut, 1998) o agentes fuzzy (He *et al.*, 2002).

La capacidad de aprendizaje de los agentes que participan en una subasta doble continua no afecta a la eficiencia del mercado, que en todos los casos está cercana al 100%, pero sí afecta a la convergencia del precio de las transacciones al precio teórico de equilibrio de un mercado competitivo (Posada *et al.*, 2004b). Este hecho repercute directamente sobre la distribución de los beneficios individuales. En el caso de las empresas eléctricas que tienen que participar en el mercado de derechos de emisión, este hecho tiene especial relevancia.

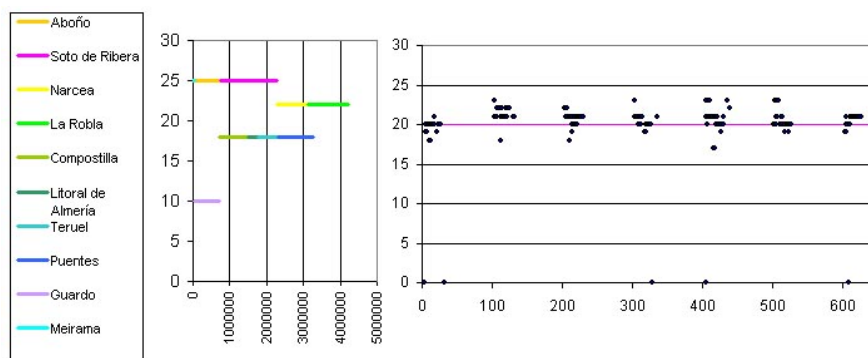
En nuestro modelo hemos considerado que los agentes desarrollados por Gjerstad y Dickhaut (1998) porque aprenden rápidamente a realizar las transacciones a unos precios cercanos al precio de equilibrio teórico. Un comprador hace su oferta de compra en función de las creencias y de su precio de reserva, adoptando una estrategia miope de maximizar la esperanza del excedente dada por:  $\Pi_b \cdot (\text{Precio de reserva} - b)$  donde  $\Pi_b$  es la función de creencias de que una licitación  $b$  sea aceptada. Esta función captura la intuición de que una oferta rechazada debería disminuir la creencia o la probabilidad de que esa oferta será

aceptada más tarde y disminuye la creencia de que una oferta peor será aceptada. Dicha probabilidad se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\hat{q}(b) = \frac{ABL(b) + AL(b)}{ABL(b) + AL(b) + RBG(b)}$$

donde  $ABL(b)$  es el número de licitaciones aceptadas menores o iguales que  $b$  en  $H$ ,  $H$  es el número de transacciones que el agente recuerda,  $AL(b)$  es el número de ofertas menores que  $b$  y  $RBG(b)$  es el número de licitaciones rechazadas mayores o iguales que  $b$  en  $H$ . Esta función es la misma para todos los agentes que juegan el rol de comprador ya que todos ellos disponen de la misma información.

Centrándonos en los datos reales del sector eléctrico español, en el caso de limitarnos a un mercado nacional de permisos y suponiendo que Endesa e Iberdrola han realizado inversiones medioambientales, basándonos en los costes marginales de reducción obtendríamos las curvas de oferta y demanda de la figura 4. En esta figura lo que queremos resaltar es cómo aprenden los agentes que hemos elegido a fijar el precio de las transacciones cada vez más cerca del precio teórico de equilibrio competitivo.



**Figura 4:** Evolución de los precios de las transacciones

## 5. Resultados y Conclusiones

El modelo nos permite, observando los precios, investigar el posible comportamiento de acuerdos implícitos en el sector y analizar los nuevos escenarios que a muy corto plazo tendrán que afrontar las empresas del sector.

Nuestro horizonte de simulación es el año 2010. Estudiamos tres escenarios de tendencia de las emisiones en España.

- Escenario A (Tendencial): se supone que las emisiones netas<sup>3</sup> en España, alcanzan los 430 millones de toneladas en 2005 y crecen linealmente hasta alcanzar los 473 millones de toneladas en 2010.
- Escenario B (CCGT) se supone que las emisiones netas en España alcanzan los 430 millones de toneladas en 2005 y crecen linealmente hasta alcanzar los 441 millones de toneladas en 2010. La reducción de las emisiones en 2010 en 32 millones de toneladas es consecuencia de la incorporación de 14.800 MW de potencia de ciclos combinados.

<sup>3</sup> Descontando los ahorros conseguidos a través del Plan de Eficiencia y Ahorro Energético y la incorporación de energías renovables al parque de generación de electricidad



Este escenario se introduce para calcular el beneficio que supone la introducción de los ciclos combinados para la economía. La reducción de emisiones ocurre en el sector eléctrico y, por tanto, reduce en igual cantidad las emisiones sujetas al mercado de emisiones.

- Escenario B (CCGT y Reducción en otros Sectores): se supone que las emisiones netas en España alcanzan los 430 millones de toneladas en 2005 y crecen linealmente hasta alcanzar los 415 millones de toneladas en 2010. La reducción adicional de las emisiones en 2010 de 26 millones de toneladas es consecuencia de medidas adicionales adoptadas transversalmente en el conjunto de la economía. Este escenario es el que resulta relevante para valorar el coste para la industria derivado de la compra de permisos de emisión.

Analizamos las dos componentes de los costes derivados del cumplimiento del objetivo de Kyoto: el coste de los permisos y el coste de las inversiones medioambientales de las eléctricas. Así como estos costes influirán en el precio de la electricidad.

Nuestros resultados coinciden en lo fundamental con las previsiones de coste hechas por Ocaña (2003), aunque en términos cuantitativos permiten estimaciones en una horquilla más estrecha. Los interesados en los resultados numéricos están a disposición de los interesados previa petición a los autores.

El mercado de emisiones impondrá un coste inicialmente moderado para la industria y la economía españolas pero este coste irá en aumento a lo largo de la década.

Las emisiones de gases de efecto invernadero de las empresas españolas están muy por encima de los objetivos de Kyoto, el conjunto de las empresas productoras de electricidad son compradoras de permisos. Por ello es clave que la Administración fije con claridad los objetivos sectoriales y los incentivos para alcanzarlos a través del reparto de derechos de emisión y demás políticas de cambio climático. Concretamente, las inversiones del sector eléctrico en generación a gas y en renovables serán las que determinen si España se acerca o no a sus objetivos de reducción de emisiones al final de la década.

Los costes derivados de la compra de permisos, o bien, los costes de las inversiones medioambientales, colocan en desventajas a las empresas productoras españolas frente a Francia. No solamente tiene una ventaja en la producción de energía eléctrica sino que tendrá ingresos adicionales derivados de la venta de permisos.

## Referencias

- Cliff, D. y Bruten, J. 1997. Zero is not enough: On the lower limit of agent intelligence for continuous double auction markets. HP Laboratories, Bristol, England.
- Gode, D y Sunder, S. 1993. Allocative Efficiency of Market with Zero-Intelligent Traders: Market as a Partial Substitute for Individual Rationality, *J. of Political Economy*, 101
- Gjerstad, S. y Dickhaut, J. 1998. Price Formation in Double Auctions. *Games and Economic Behavior*, 22, pp. 1-29.
- He, M., Leung H.-F. y Jennings, N. J. (2002), A Fuzzy Logic Based Bidding Strategy for Autonomous Agents in Continuous Double Auctions, *IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering*, 20.
- Natsource (2002) *Assessment of Private Sector Anticipatory Response to Greenhouse Gas Market Development*. <http://www.natsource.com>

- Ocaña Pérez de Tudela, C. (2003). *El impacto del Protocolo de Kyoto sobre la economía española*, Universidad de Zaragoza.
- Posada, M., Hernández, C., y López-Paredes, A. (2004a). Emission Permits Auctions: An ABM analysis. en *ESSA*, Valladolid.
- Posada, M., Hernández, C., y López-Paredes, A. (2004b). Aprendizaje Evolutivo en la Subasta Doble Continua. Un enfoque multiagente. en *CIO*, Madrid.
- Rust, J. Miller, J. y Palmer, R .1993. Behavior of trading automata in computerized double auctions. En Friedman y Rust eds. *The double auction markets: Institutions, Theories and Evidence*. Addison-Wesley
- Spear, S.E. (2003). The electricity market game. *J. of Economic Theory*. 109.
- Springer, U. (2003) .The Market for GHG Permits under the Kyoto Protocol - A Survey of Model Studies,