



ANEXOS

ESCENARIOS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

Análisis de la evolución de las emisiones de CO₂ para el año 2020

realizado para

WWF/ADENA

Madrid, 25 de Noviembre de 2005

El presente informe ha sido realizado por:

Pedro Linares Llamas

Francisco Javier Santos Pérez

CONTENIDOS

1. ANEXO I – DATOS DE ENTRADA 1

2. ANEXO II – DESCRIPCIÓN DEL MODELO..... 8

3. ANEXO III – RESULTADOS..... 15

1. Anexo I – Datos de entrada

En este anexo se presentan los datos utilizados en los diferentes escenarios de ejecución del modelo. Se ha considerado relevante la exposición de los datos utilizados pero no se ha querido introducir más complejidad en la exposición del informe por lo que se ha optado por presentarlos en el presente anexo.

La presentación de los datos en este anexo servirá como complemento a aquellos datos que no han sido expuestos en profundidad en el apartado 2. Por lo tanto se recomienda la lectura de este anexo únicamente como complemento a la lectura del mencionado apartado, esta lectura no exime la necesidad de tener que leer el apartado correspondiente ya que aquí no están presentados la totalidad de los datos.

1.1 Horizonte temporal

Como ya se ha comentado con anterioridad los análisis realizados se han basado en la consideración de un horizonte temporal de 16 años (2005-2020).

Para la caracterización del mercado eléctrico cada uno de estos años (periodo) está desagregado en un único subperiodo y en cinco niveles de carga (superpunta, punta, llano, valle, supervalle). La duración de estos bloques de carga se define en el siguiente apartado a la vez que los datos de demanda.

En relación con el mercado de derechos de emisión cabe destacar que se ha realizado una desagregación en lo que se ha denominado superperiodos, cada uno de estos superperiodos engloba un conjunto de años que se corresponde con los periodos marcados en la Ley que regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. El primer superperiodo corresponde al conjunto de años 2005-07 y los siguientes superperiodos están formados por ciclos de 5 años consecutivos (2008-12, 2013-2017,...).

1.2 Sistema de remuneración

Todos los casos se han simulado considerando una remuneración marginalista como la existente en el mercado eléctrico español en la actualidad.

1.3 Demanda peninsular

Para el establecimiento de la demanda se parte del dato inicial de la demanda para un precio dado en cada subperiodo y en cada nivel del primer año de simulación. Los datos relativos a la duración de cada subperiodo, a la demanda y al precio inicial se muestran en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1: Demanda peninsular y precio inicial por subperiodo.

	n1	n2	n3	n4	n5
Duración (horas)	192	1118	3037	2666	1747
Demanda año1 D0(MW)	38724	36589	32802	26908	21650
Precio P_0^0 (€/MWh)	43.63	39.85	35.76	22.72	17.19
Energía (GWh)	7435	40907	99620	71737	37823

La pendiente de la curva de la demanda se ha considerado 60 c€/MWh•MW y la tasa de crecimiento anual de la demanda que se ha considerado es tc , por lo que el precio inicial dado para cada uno de los años de simulación puede calcularse:

$$P_n^0 = D_o \cdot (1 + tc)^{n-1} \cdot Elasticidad$$

1.4 Sistemas extrapeninsulares

En este apartado se va a desarrollar el método empleado para la consideración de los sistemas extrapeninsulares. Como ya se ha comentado con anterioridad en el apartado 2.1, se ha realizado un post-proceso para el cálculo del despacho y de las emisiones de dichos sistemas, este post-proceso se define a continuación.

Para el cálculo de la demanda que debe ser satisfecha en los años 2010 y 2020 se ha partido de la energía para cada subsistema en el año 2005 y se ha considerado el mismo crecimiento que en el sistema peninsular para cada uno de los diferentes casos, resultando una demanda para el año 2005 de 15151 GWh (lo que corresponde a 17563 GWh en 2010 y 23603 GWh en 2020 en el caso del escenario BAU).

Para calcular el reparto de la generación en función de las tecnologías se ha procedido de la siguiente manera:

- Partiendo del porcentaje de energía renovable en el sistema peninsular se ha calculado la generación renovable considerada para los diferentes años en cada uno de los subsistemas mas relevantes (Mallorca-Menorca, Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura).
- Considerando el dato de la potencia instalada en el año 2004 para cada subsistema y para cada tecnología procedente del “Informe anual 2004. Informe de actividades” de Endesa, y la previsión de instalación de ciclos combinados se ha obtenido el mix tecnológico en cada subsistema para los años 2010 y 2020.
- Una vez obtenido el mix tecnológico y con la demanda que debe ser satisfecha se ha calculado la generación que debe satisfacer cada una de las tecnologías. Para la generación renovable extrapeninsular se ha supuesto que se produce electricidad de origen renovable en el mismo porcentaje que en el sistema peninsular. La producción con carbón de importación en 2010 y 2020 se ha calculado considerando la proporción de horas de funcionamiento de esta tecnología en el sistema peninsular.
- Con la producción de cada tecnología y su coeficiente de emisión de CO₂ (0.77 t/MWh para tecnología Diesel) se han obtenido finalmente las emisiones para cada uno de los años y de los subsistemas.

En la aplicación de la Directiva sobre el comercio de derechos de emisión se ha considerado que en los sistemas extrapeninsulares se va a realizar una asignación que se corresponda con las emisiones que se den en estos sistemas, esta suposición se ha realizado por el motivo de la mayor complejidad que existe para establecer un cambio tecnológico en esas instalaciones.

1.5 Estructura empresarial

Las empresas grandes vienen caracterizadas por su pendiente de oferta, la cual representa la variación del precio frente a la potencia generada por la empresa. Estos valores se han obtenido del estudio de los históricos de oferta de las empresas.

1.6 Tecnologías de generación

Los grupos de generación se han agrupado por empresa y tecnología, por lo que cada empresa poseerá únicamente un grupo de cada una de las tecnologías que tenga en su parque generador real. Dentro de la agrupación tecnológica puede diferenciarse entre las tecnologías existentes y las tecnologías nuevas que pueden ser instaladas.

Las tecnologías existentes que se han considerado pertenecen a la generación térmica, hidráulica y renovable del parque de generación español. La tecnología consideradas son: nuclear (NCL), hulla nacional (HLL), lignito pardo (LGP), lignito negro (LGN), carbón de importación (CI), fuel-oil (FO), gas natural (GN), ciclos combinados de gas (CCGT), hidráulica regulable (REG), hidráulica fluyente (FLU), hidráulica de bombeo (BOMB), biomasa (EBIO), cogeneración (ECOG), mini hidráulica (EMINH), eólica (EEOL) y solar (ESOL). Los parámetros de estas tecnologías se definen en la Tabla 1.2, Tabla 1.3, Tabla 1.4 y Tabla 1.5.

Se destaca que para todas las tecnologías se ha considerado que los costes de operación y mantenimiento variables van incluidos dentro de lo que se llama coste variable de cada una de las tecnologías, por lo que este coste variable engloba el coste de combustible y la parte del coste de operación y mantenimiento que es variable. El término que representa el coste de inversión debe llevar el coste real de inversión más la parte fija del coste de operación y mantenimiento.

También se debe señalar que en las tablas de las tecnologías existentes y nuevas se han incorporado los datos de los coeficientes de emisiones de los contaminantes considerados, los cuales se utilizan para la simulación del mercado de derechos de emisión (emisiones CO₂) y para los topes de emisión impuestos por la directiva de grandes instalaciones de combustión (emisiones de SO₂, NO_x y partículas).

Tabla 1.2: Parámetros de las tecnologías existentes térmicas.

Empresa	Tecnología	Coste variable lineal	Coste variable cuadrático	Potencia instalada	Coef. emisión CO ₂	Coef. emisión SO ₂	Coef. emisión NO _x	Coef. emisión PART
		c€/MWh	c€/MWh	MW	t/MWh	g/kWh	g/kWh	g/kWh
1	NCL-1	1190	0	3358	0	0	0	0
	HLL-1	1500	0.41	1021	0.95	6.8	3.9	0.6
	CI-1	1560	0	220	0.90	5.0	3.1	0.2
	FO-1	4140	0.13	2337	0.78	2.6	1.1	0.1
	GN-1	3930	0.35	830	0.79	0.6	1.1	0.02
	CCGT-1	2173	0.16	5200	0.40	0.007	1.2	0.02
2	NCL-2	1190	0	3641	0	0	0	0
	HLL-2	1767	0.06	1462	0.95	6.8	1.95	0.6
	LGN-1	1966	0	1100	0.92	22.9	2.05	0.3
	CI-2	1366	0.02	3181	0.91	5.0	1.5	0.2
	FO-2	4396	2.10	400	0.76	2.6	0.55	0.1
	GN-2	4024	0.16	1543	0.71	0.6	0.55	0.02

	CCGT-2	1978	0.13	1200	0.40	0.007	1.2	0.02
3	NCL-3	1190	0	592	0	0	0	0
	HLL-3	1530	0.23	1498	0.90	6.8	3.9	0.6
	LGP-1	1725	0	583	1.27	25.2	2.0	0.4
	FO-3	4140	0.74	447	0.76	2.6	1.1	0.1
	GN-3	4218	0	155	0.99	0.6	1.1	0.02
4	HLL-4	1881	0.06	544	0.90	6.8	3.9	0.6
	LGN-2	1788	0.52	400	0.94	22.9	4.1	0.3
	FO-4	3690	0.35	682	0.76	2.6	1.1	0.1
5	NCL-4	1190	0	165	0	0	0	0
	HLL-5	1470	0.41	1588	0.92	6.8	3.9	0.6
	CCGT-3	2554	0	450	0.40	0.007	1.2	0.02
6	CCGT-4	1978	0.20	800	0.40	0.007	1.2	0.02
OTROS	CCGT-5	2304	0	400	0.40	0.007	1.2	0.02

Tabla 1.3: Disponibilidad de los grupos de tecnologías existentes térmicas.

Tecnología	Disponibilidad (%)
NCL	93
CN	95
CI	95
FO	90
GN	90
CCGT	90

Tabla 1.4: Parámetros de las tecnologías existentes hidráulicas.

Emp	REGULABLE		FLUYENTE	BOMBEO		
	Potencia máxima (MW)	Aportaciones anuales (GWh)		Potencia máxima (MW)	Rendimiento turbinación/bombeo (%)	Reserva máxima (GWh)
1	3150	11907	480	628	70	300
2	2100	3785	520	1409	70	515
3	850	2050	250	208	70	90

4	475	324	55	340	70	50
5	270	352	50	0	70	0
6	0	0	0	0	70	0
OTROS	0	0	0	0	70	0

Tabla 1.5: Parámetros de las tecnologías existentes renovables.

Empresa	Tecnología	Coste variable lineal	Potencia Instalada	Coef. uso	Prima	Coef. emisión CO ₂	Coef. emisión SO ₂	Coef. emisión NO _x	Coef. emisión PART
		c€/MWh	MW	p.u.	c€/MWh	t/MWh	g/kWh	g/kWh	g/kWh
Régimen especial	EBIO	781	1439	0.509	2919	0	1.5	0.3	0.50
	ECOG	2887	5877	0.374	2128	0.55	0.6	1.1	0.02
	EMINH	0	1649	0.324	2946	0	0	0	0
	EEOL	0	8152	0.224	2664	0	0	0	0
	ESOL	0	21	0.098	12020	0	0	0	0

En relación con las nuevas tecnologías que pueden ser instaladas en un futuro se han considerado: ciclo combinado de gas (CCGT), carbón supercrítico (CSC), tres tipos de biomasa (BIO1: cultivos energéticos, BIO2: residuos agrícolas y BIO3: residuos forestales), cogeneración (COG), mini hidráulica (MINH), cuatro tipos de eólica (EOL1: >2000 horas, EOL2: entre 1800-2000 horas, EOL3: <1800 horas y EOLOFF) y solar termoelectrica (SOLT). Los parámetros de las nuevas tecnologías están representados en la Tabla 1.6.

Tabla 1.6: Parámetros de las tecnologías existentes renovables.

Tecnología	Coste variable lineal	Coste inversión	Potencia máxima instalada	Coef. uso	Coef. emisión CO ₂	Coef. emisión SO ₂	Coef. emisión NO _x	Coef. emisión PART
	c€/MWh	€/kW	MW	p.u.	t/MWh	g/kWh	g/kWh	g/kWh
CCGT	2100	466		1	0.40	0.007	1.2	0.02
CSC	1500	992		1	0.80	0.2	0.3	0.2
BIO1	5017	1272	1131	0.799	0	1.6	0.3	0.50
BIO2	1003	1406	1212	0.799	0	1.2	0.3	0.35
BIO3	6688	1142	687	0.799	0	0.3	0.3	0.15
MINH	0	1700	743	0.267	0	0	0	0
COG	4700	600	1315	0.426	0.63	0.6	1.1	0.02
EOL1	0	900	4000	0.247	0	0	0	0
EOL2	0	900	6000	0.212	0	0	0	0

EOL3	0	900	10000	0.159	0	0	0	0
EOLOFF	0	1600	5000	0.320	0	0	0	0
SOLT	0	2500	500	0.109	0	0	0	0

Las primas consideradas en las centrales renovables nuevas han sido las previstas en la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables. Estas primas vienen determinadas como un porcentaje de la Tarifa Media de Referencia (TMR), la TMR considerada ha sido la del año 2005 la cual se ha establecido en 7.3304c€/kWh. Por lo tanto las primas que han sido consideradas en las tecnologías renovables futuras han sido:

Tabla 1.7: Primas de las centrales nuevas renovables.

Tecnología	Prima
	c€/MWh
BIO1	4400
BIO2	4400
BIO3	4400
MINH	2932
COG	2199
EOL1	2932
EOL2	2932
EOL3	2932
EOLOFF	2932
SOLT	18326

2. Anexo II – Descripción del modelo

En el presente anexo se describe el modelo que se ha desarrollado para realizar las simulaciones del sector eléctrico español considerando la Directiva europea del mercado de derechos de emisión. Las características principales del modelo son:

- representación detallada del sector eléctrico español, de forma que se pueda obtener una información real del efecto de la Directiva sobre las diferentes empresas y tecnologías de generación eléctrica
- consideración de la estructura oligopolista del sector, obteniéndose unos resultados más realistas que los modelos que consideran una representación bajo competencia perfecta
- simulación de la expansión de la generación eléctrica, de esta forma se podrán analizar los efectos futuros sobre la operación del sistema y sobre los precios del mercado.

2.1 Estructura general del modelo

El modelo utilizado para realizar el estudio presentado en este informe se basa en la realización de varias optimizaciones de forma simultánea –para cada empresa, la maximización de sus beneficios sujeto a sus propias restricciones–. Este conjunto de problemas de optimización están ligados por medio del precio de la electricidad pelec y del precio del permiso de emisión pp resultado de la interacción del conjunto.

La estructura general del modelo se muestra en la Figura 1, donde:

z : beneficio de cada empresa $e \in [1, \dots, E]$

y : variables de decisión

h, g : restricciones de cada empresa

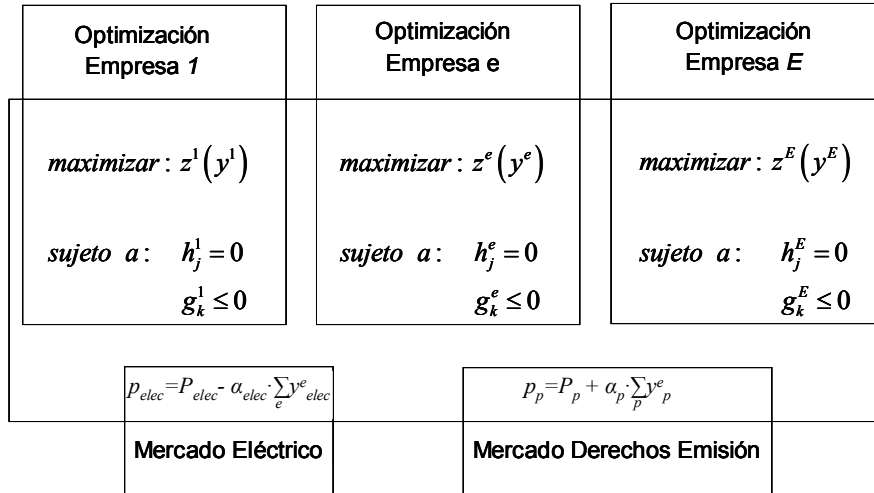


Figura 1. Estructura general del modelo

Esta representación representa el sector eléctrico español de forma realista y detallada, por lo que se podrá utilizar para la realización de diferentes análisis sobre los impactos de la Directiva sobre las diferentes empresas y tecnologías de generación eléctrica.

2.2 Estructura temporal

El modelo de expansión considera un horizonte temporal multianual desagregado en diferentes niveles, los cuales se denominan: periodos, subperiodos y niveles de carga. Los periodos coinciden con los años, cada subperiodo agrupa un número de meses y los niveles de carga están formados por bloques de horas agrupadas según diferentes niveles de demanda.

2.3 Decisiones de inversión

El modelo asume que las empresas toman sus decisiones de expansión de la capacidad siguiendo un equilibrio de Nash-Cournot. El resultado del equilibrio son las capacidades de cada empresa, de forma que dadas las capacidades de sus competidores ninguna empresa cambiará su capacidad de forma unilateral. Por ello, cada empresa elige su nueva capacidad de forma que se maximice su beneficio. El asumir un equilibrio de Nash implica que las decisiones de inversión de las empresas se realizan de forma simultánea.

En la mayoría de los modelos de expansión de la generación, y en este en particular, se considera que la expansión de la generación o la sustitución tecnológica se realiza en un año. Esta simplificación no afecta demasiado en estos momentos debido a los cortos periodos de tiempo necesarios para la entrada en

funcionamiento de los ciclos combinados. Para tecnologías con tiempos más largos de instalación se modela esta característica mediante un incremento en sus costes de inversión con el interés apropiado.

2.4 Modelo de optimización de las empresas

A continuación se desarrolla una versión resumida del problema de optimización que define el comportamiento de las empresas de generación (ver Figura 1). El modelo considera diferentes horizontes temporales, tecnologías de generación y restricciones en la operación, pero por motivos de claridad en este apartado se van a hacer una serie de simplificaciones:

- existe un único periodo
- la producción de electricidad de cada empresa e se encuentra agregada en una única variable y_{elec}^e
- la cantidad total de permisos de emisión de cada empresa y_p^e tiene las mismas dimensiones que la producción eléctrica y_{elec}^e
- no se formulan las restricciones técnicas de las unidades de generación.

2.4.1 Función objetivo

La función objetivo de cada empresa de generación es la maximización de su beneficio definido como la diferencia entre los ingresos de mercado y los costes de operación, inversión y compra de permisos.

$$\max z^e = p_{elec} \cdot y_{elec}^e - c_{elec}^e(y_{elec}^e) - c_i^e(y_i^e) - p_p \cdot y_p^e \quad (2.1)$$

Donde p_{elec} es el precio de la electricidad, y_{elec}^e es la producción de la empresa e , c_{elec}^e representa los costes de operación, $c_i^e(y_i^e)$ es el coste de inversión debido al incremento de capacidad y_i^e , p_p es el precio del permiso de emisión e y_p^e es la cantidad total de permisos comprados por la empresa e .

2.4.2 Restricciones relevantes

La cantidad de emisiones contaminantes emitidas por cada empresa, las cuales son proporcionales a y_{elec}^e , nunca debe ser superior a la cantidad de permisos que posea la empresa. μ_p^e es la variable dual de la restricción.

$$y_{elec}^e \leq q_p^e \perp \mu_p^e \quad (2.2)$$

La producción de la empresa nunca debe ser mayor que su capacidad instalada. μ_i^e es la variable dual de la restricción.

$$y_{elec}^e \leq y_i^e \quad \perp \quad \mu_i^e \quad (2.3)$$

2.5 Mercado mayorista de electricidad

El mercado eléctrico (ver Figura 1) se modela mediante la función de demanda que relaciona el precio de la electricidad con la demanda suministrada. Se asume que el precio de la electricidad p_e es una función lineal de la demanda total (ver Figura 2).

$$p_{elec} = P_{elec} + \alpha_{elec} \cdot \sum_e y_{elec}^e \quad (2.4)$$

Donde P_{elec} es la ordenada en el origen y α_{elec} es la pendiente de la función de demanda.

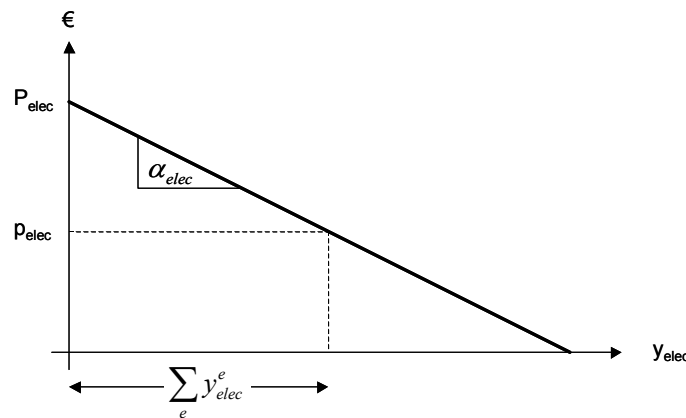


Figura 2. Equilibrio del mercado eléctrico

2.6 Mercado derechos de emisión

El modelo representa el mercado de derechos de emisión según se define en la Directiva. Los participantes en el mercado de derechos de emisión son las compañías eléctricas y el resto de sectores que engloba la Directiva, los cuales comercian con los permisos, y el gobierno, que establece la cantidad máxima de emisiones que se corresponde con la cantidad de permisos que van a participar en el mercado de emisiones. El modelo es capaz de representar diferentes métodos de asignación inicial de permisos como pueden ser subastas o asignación gratuita.

El mercado de permisos de emisión se modela como un mercado perfectamente competitivo, por lo que el precio del mercado se obtendrá de la intersección de la curva de demanda agregada de permisos y la de suministro. La curva de suministro es una cantidad constante que se corresponde con los permisos que determine el gobierno. La curva de demanda agregada es la suma de la demanda de permisos de todos los sectores que participan en este mercado en función del precio del permiso. Sin embargo, una parte de esta función de demanda es desconocida, puesto que para el sector eléctrico, esta demanda dependerá en la utilidad del uso de los permisos de emisión (que depende del precio de la electricidad y los costes, y por lo tanto es endógeno al modelo).

El modelado del resto de sectores es más complejo, debido a la gran desagregación (existe una gran cantidad de pequeñas instalaciones productoras de emisiones de CO₂, con características muy diferentes) y a la falta de datos. Por otro lado, requeriría un modelo mucho más complejo, que no podría ser modelado convenientemente por el método de resolución empleado. Sin embargo, esta desagregación permite asumir que se comportarán como tomadores de precios en el mercado de permisos de emisión, y por lo tanto se modelarán como un competidor adicional, con su función de demanda correspondiente a su coste marginal de reducción (línea de puntos de la parte izquierda de la Figura 3).

El mercado de permisos de emisión (ver Figura 1) se modela por medio de la función residual de suministro que relaciona la cantidad de permisos comprados por el sector eléctrico con el precio del permiso. Se asume que el precio del permiso p_p es una función lineal de las compras (parte derecha de la Figura 3).

$$p_p = P_p + \alpha_p \cdot \sum_e y_p^e \quad (2.5)$$

Donde P_p es la ordenada en el origen y α_p es la pendiente de la función de suministro residual.

Debido a que en la ecuación anterior sólo aparece el término de los permisos comprados por las empresas eléctricas y_p^e la función de suministro residual debe considerar la cantidad de permisos comprados por el resto de sectores y_p^{e*} .

La curva de suministro residual considerada (línea continua en la parte derecha de la Figura 3) en el mercado de permisos de emisión se obtiene restando la función de demanda de todos estos sectores (línea de puntos en la parte izquierda de la Figura 3) de la cantidad total de permisos Y_p ofrecida por el gobierno (línea vertical en la parte izquierda de la Figura 3).

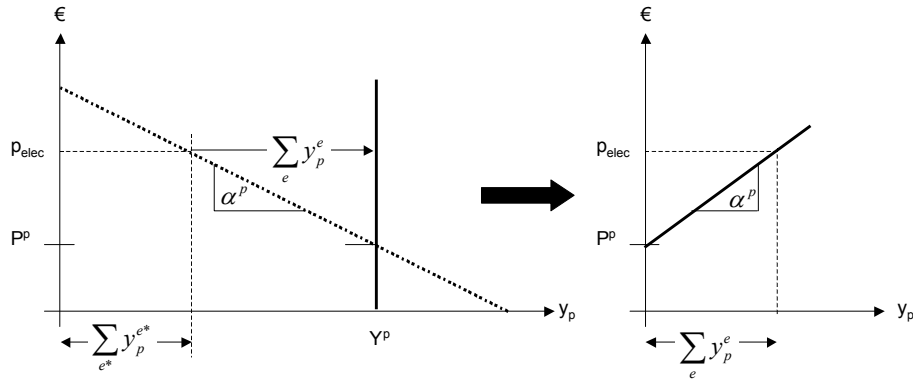


Figura 3. Equilibrio del mercado de permisos de emisión

2.7 Modelo de expansión según un MCP

El problema de equilibrio del mercado (ver Figura 1) puede ser formulado como un Problema Complementario Mixto (Mixed Complementarity Problem), definido por el conjunto de las condiciones de optimalidad de primer orden de Karush-Kuhn-Tucker asociadas al conjunto de programas de optimización (ver Figura 4).

Condiciones de optimalidad de KKT de la Empresa 1	Condiciones de optimalidad de KKT de la Empresa e	Condiciones de optimalidad de KKT de la Empresa E
$\nabla_y L^1(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial L^1}{\partial y^1} = 0$ $\nabla_\lambda L^1(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial L^1}{\partial \lambda^1} = h^1 = 0$ $\mu^1 \cdot g^1 = 0 \quad g^1 \leq 0 \quad \mu^1 \leq 0$	$\nabla_y L^e(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial L^e}{\partial y^e} = 0$ $\nabla_\lambda L^e(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial L^e}{\partial \lambda^e} = h^e = 0$ $\mu^e \cdot g^e = 0 \quad g^e \leq 0 \quad \mu^e \leq 0$	$\nabla_y L^E(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial L^E}{\partial y^E} = 0$ $\nabla_\lambda L^E(y, \lambda, \mu) = \frac{\partial L^E}{\partial \lambda^E} = h^E = 0$ $\mu^E \cdot g^E = 0 \quad g^E \leq 0 \quad \mu^E \leq 0$
$p_{elec} = P_{elec} - \alpha_{elec} \cdot \sum_e y_p^e$		$p_p = P_p + \alpha_p \cdot \sum_p y_p^e$
Mercado eléctrico		Mercado derechos emisión

Figura 4. Equilibrio del mercado representado según un MCP

En la figura anterior, “L” representa el lagrangiano correspondiente al problema de optimización y λ y μ las variables duales asociadas al grupo de restricciones h y g respectivamente. Las condiciones de optimalidad pueden ser representadas como un conjunto de tres ecuaciones:

- gradiente del lagrangiano respecto a las variables de decisión igualado a cero

- gradiente del lagrangiano respecto a las variables duales λ , coincide con las restricciones de igualdad h.
- condiciones de complementariedad de holguras asociadas a la restricciones de desigualdad g.

Como resultado de las consideraciones y supuestos del modelo, la agrupación de los sistemas de ecuaciones de todas las empresas conlleva a un MCP.

Considerando la versión simplificada del modelo presentada en este anexo, únicamente habría tres condiciones de optimalidad que se corresponden con las tres variables consideradas y_{elec}^e , y_p^e e y_i^e .

$$\frac{\partial L^e}{\partial y_{elec}^e} = p_{elec} - \alpha_{elec}^e \cdot y_{elec}^e - CM_{elec}^e(y_{elec}^e) + \mu_p^e + \mu_i^e = 0; \mu_p^e < 0; \mu_i^e < 0 \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial L^e}{\partial y_p^e} = -p_p - \mu_p^e = 0; \quad (2.7)$$

$$\frac{\partial L^e}{\partial y_i^e} = -CM_i^e(y_i^e) - \mu_i^e = 0; \quad (2.8)$$

Donde CM_{elec}^e es el coste marginal de operación dada una producción y_{elec}^e y CM_i^e es el coste marginal de operación dado un incremento de la inversión de la capacidad de y_i^e .

Se destaca que α_{elec}^e representa como cambia el precio de la electricidad cuando cada empresa cambia su producción unilateralmente. En contraste con el modelo basado en el equilibrio de Cournot, con el modelo basado en variables conjeturales (CV) este parámetro es diferente para cada empresa ya que representa las conjeturas de mercado de cada empresa.

Se puede sintetizar lo comentado con anterioridad diciendo que el modelo principal esta formado por un submodelo del mercado eléctrico basado en las CV y por otro submodelo de planificación de la expansión representado mediante el equilibrio de Nash-Cournot, sujeto a las restricciones medioambientales del mercado de permisos de emisión. Cada modelo define la operación, la inversión, la compra de permisos y el precio de la electricidad y de los permisos que simultáneamente satisfacen las condiciones de optimalidad de primer orden de todas las empresas y las del mercado de permisos.

3. Anexo III – Resultados

En este anexo se van a presentar los resultados completos de las simulaciones que se han realizado para este estudio.

Precio del mercado eléctrico (€/MWh)

	BAU	PS1	PS2	PS2n
2010	28.5	30.1	35.7	35.2
2020	30.2	34.2	37.6	39.1

Emisiones de CO₂ (Mt)

	Historia
1990	61.6
2003	91.1

	PENINSULAR				EXTRAPENINSULAR				TOTAL			
	BAU	PS1	PS2	PS2n	BAU	PS1	PS2	PS2n	BAU	PS1	PS2	PS2n
2010	77.5	67.9	57.6	57.1	6.8	6.2	5.3	5.3	84.3	74.1	62.9	62.4
2020	105.6	68.1	33.9	46.4	11.3	7.7	4.8	4.8	116.9	75.7	38.7	51.2

Energía eléctrica producida por tecnología en el año 2010 (TWh)

	PENINSULAR				EXTRAPENINSULAR				TOTAL			
	BAU	PS1	PS2	PS2n	BAU	PS1	PS2	PS2n	BAU	PS1	PS2	PS2n
NCL	63.0	63.0	63.0	63.0					63.0	63.0	63.0	63.0
HLL	20.6	13.8	15.4	14.9					20.6	13.8	15.4	14.9
LGP	2.4	2.4	2.4	1.7					2.4	2.4	2.4	1.7
LGN	0.0	0.0	0.0	0.0					0.0	0.0	0.0	0.0
CI	10.8	13.2	12.5	12.9	1.6	2.0	1.9	1.9	12.4	15.2	14.4	14.8
FO,Di,GN					3.6	3.3	3.0	3.0	3.6	3.3	3.0	3.0
ECCGT	18.5	17.5	28.6	26.5					18.5	17.5	28.6	26.5
EBIO	6.4	6.4	6.4	6.4					6.4	6.4	6.4	6.4
ECOG	19.3	19.3	19.3	19.3	0.2	0.2	0.2	0.2	19.5	19.5	19.5	19.5
EMINH	4.7	4.7	4.7	4.7					4.7	4.7	4.7	4.7
EEOL	16.0	16.0	16.0	16.0	0.3	0.3	0.3	0.3	16.3	16.3	16.3	16.3
ESOL	0.0	0.0	0.0	0.0					0.0	0.0	0.0	0.0
REG	18.4	18.4	18.4	18.4					18.4	18.4	18.4	18.4
FLU	11.9	11.9	11.9	11.9					11.9	11.9	11.9	11.9
CCGT	69.3	56.7	17.8	21.0	8.0	6.9	5.7	5.7	77.4	63.6	23.5	26.7
CSC												
COG												
BIO1	7.9	7.9	7.9	7.9	0.8	0.7	0.7	0.7	8.7	8.7	8.6	8.6
BIO2	8.5	8.5	8.5	8.5	0.8	0.8	0.7	0.7	9.3	9.3	9.2	9.2
BIO3		4.8	4.8	4.8		0.4	0.4	0.4		5.3	5.2	5.2
MINH												
EOL1	8.7	8.7	8.7	8.7	0.8	0.8	0.7	0.7	9.5	9.5	9.4	9.4
EOL2	11.1	11.1	11.1	11.1	1.1	1.0	0.9	0.9	12.2	12.2	12.1	12.1
EOL3												
EOLOFF	1.0		12.7	12.3	0.1		1.1	1.1	1.1		13.8	13.4
SOLT			0.5	0.5							0.5	0.5
TOTAL	299	284	271	271	18	17	16	16	316	301	286	286

Energía eléctrica producida por tecnología en el año 2020 (TWh)

	PENINSULAR				EXTRAPENINSULAR				TOTAL			
	BAU	PS1	PS2	PS2n	BAU	PS1	PS2	PS2n	BAU	PS1	PS2	PS2n
NCL	63.0	63.0	63.0	31.5					63.0	63.0	63.0	31.5
HLL	3.4	3.9	2.0	1.7					3.4	3.9	2.0	1.7
LGP	0.7	0.1	0.0	0.0					0.7	0.1	0.0	0.0
LGN	0.0	0.0	0.0	0.0					0.0	0.0	0.0	0.0
CI	5.7	0.1	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	6.6	0.1	0.0	0.0
FO,Di,GN					7.7	4.4	2.7	2.7	7.7	4.4	2.7	2.7
ECCGT	5.9	12.2	15.7	17.5					5.9	12.2	15.7	17.5
EBIO	6.4	6.4	6.4	6.4					6.4	6.4	6.4	6.4
ECOG	19.3	19.3	18.4	19.3	0.2	0.2	0.2	0.2	19.5	19.5	18.6	19.5
EMINH	4.7	4.7	4.7	4.7					4.7	4.7	4.7	4.7
EEOL	16.0	16.0	16.0	16.0	0.3	0.3	0.3	0.3	16.3	16.3	16.3	16.3
ESOL	0.0	0.0	0.0	0.0					0.0	0.0	0.0	0.0
REG	18.4	18.4	18.4	18.4					18.4	18.4	18.4	18.4
FLU	11.9	11.9	11.9	11.9					11.9	11.9	11.9	11.9
CCGT	208.4	122.0	39.2	68.2	10.7	9.8	6.6	6.6	219.1	131.8	45.8	74.8
CSC												
COG												
BIO1	7.9	11.9	15.8	15.8	0.8	0.9	1.1	1.1	8.7	12.8	17.0	17.0
BIO2	8.5	12.7	17.0	17.0	0.8	1.0	1.2	1.2	9.3	13.7	18.2	18.2
BIO3		7.2	9.6	9.6		0.6	0.7	0.7		7.8	10.3	10.3
MINH												
EOL1	8.7	13.0	17.3	17.3	0.9	1.0	1.2	1.2	9.5	14.0	18.6	18.6
EOL2	11.1	16.7	22.3	22.3	1.1	1.3	1.6	1.6	12.2	18.0	23.9	23.9
EOL3												
EOLOFF	1.0	7.0	20.2	20.4	0.1	0.6	1.5	1.5	1.1	7.5	21.7	21.9
SOLT			1.0	1.0			0.1	0.1			1.0	1.0
TOTAL	401	347	299	299	24	20	17	17	425	367	316	316

Potencia instalada por tecnología en 2010 (MW)

	PENINSULAR				EXTRAPENINSULAR				TOTAL			
	BAU	PS1	PS2	PS2n	BAU	PS1	PS2	PS2n	BAU	PS1	PS2	PS2n
NCL	7756	7756	7756	7756					7756	7756	7756	7756
HLL	6114	6114	6114	6114					6114	6114	6114	6114
LGP	583	583	583	583					583	583	583	583
LGN	1500	1500	1500	1500					1500	1500	1500	1500
CI	3401	3401	3401	3401	510	510	510	510	3911	3911	3911	3911
FO,DI,GN	6394	6394	6394	6394	3365	3365	3365	3365	9759	9759	9759	9759
ECCGT	8050	8050	8050	8050					8050	8050	8050	8050
EBIO	1439	1439	1439	1439					1439	1439	1439	1439
ECOG	5877	5877	5877	5877	71	71	71	71	5948	5948	5948	5948
EMINH	1649	1649	1649	1649					1649	1649	1649	1649
EEOL	8152	8152	8152	8152	124	124	124	124	8276	8276	8276	8276
ESOL	21	21	21	21					21	21	21	21
HIDRO	16657	16657	16657	16657					16657	16657	16657	16657
-												
CCGT	8388	6931	2046	2500	1739	1739	1739	1739	10127	8670	3785	4239
CSC												
COG												
BIO1	1131	1131	1131	1131	111	106	96	96	1242	1237	1227	1227
BIO2	1212	1212	1212	1212	119	113	103	103	1331	1325	1315	1315
BIO3		687	687	687		64	58	58		751	745	745
MINH												
EOL1	4000	4000	4000	4000	392	374	339	339	4392	4374	4339	4339
EOL2	6000	6000	6000	6000	589	561	508	508	6589	6561	6508	6508
EOL3												
EOLOFF	371		4526	4393	36		383	383	408		4909	4777
SOLT			500	500			42	42			542	542
TOTAL	88696	87554	87695	88017	7056	7026	7338	7338	95752	94580	95032	95354

Potencia instalada por tecnología en 2020 (MW)

	PENINSULAR				EXTRAPENINSULAR				TOTAL			
	BAU	PS1	PS2	PS2n	BAU	PS1	PS2	PS2n	BAU	PS1	PS2	PS2n
NCL	7756	7756	7756	3878					7756	7756	7756	3878
HLL	5637	5637	5637	5637					5637	5637	5637	5637
LGP	583	583	583	583					583	583	583	583
LGN	1180	1180	1180	1180					1180	1180	1180	1180
CI	3401	3401	3401	3401	510	510	510	510	3911	3911	3911	3911
FO,DI,GN					3365	3365	3365	3365	3365	3365	3365	3365
ECCGT	8050	8050	8050	8050					8050	8050	8050	8050
EBIO	1439	1439	1439	1439					1439	1439	1439	1439
ECOG	5877	5877	5877	5877	71	71	71	71	5948	5948	5948	5948
EMINH	1649	1649	1649	1649					1649	1649	1649	1649
EEOL	8152	8152	8152	8152	124	124	124	124	8276	8276	8276	8276
ESOL	21	21	21	21					21	21	21	21
HIDRO	16657	16657	16657	16657					16657	16657	16657	16657
-												
CCGT	27058	16244	6043	9388	1739	1739	1739	1739	28797	17983	7782	11127
CSC												
COG												
BIO1	1131	1697	2262	2262	112	134	163	163	1243	1831	2425	2425
BIO2	1212	1818	2424	2424	120	143	174	174	1332	1961	2598	2598
BIO3		1031	1374	1374		81	99	99		1112	1473	1473
MINH												
EOL1	4000	6000	8000	8000	396	473	575	575	4396	6473	8575	8575
EOL2	6000	9000	12000	12000	593	710	863	863	6593	9710	12863	12863
EOL3												
EOLOFF	371	2487	7214	7276	37	196	519	519	408	2683	7733	7795
SOLT			1000	1000			72	72			1072	1072
TOTAL	100174	98680	100719	100249	7066	7547	8275	8275	107241	106227	108994	108523

Coste total de producción y coste para el consumidor en 2010(% BAU)

	BAU	PS1	PS2	PS2n
2010	100.0	104.1	114.6	113.9
2020	100.0	100.8	111.3	111.2

Coste total de producción y coste para el consumidor en 2020(% BAU)

	BAU	PS1	PS2	PS2n
2010	100.0	108.7	122.4	123.0
2020	100.0	101.3	97.3	102.8