

Resumen

Los objetivos que persigue este proyecto son la descripción de la situación eléctrica y el mercado ibérico de la electricidad, el análisis de las variables que afectan al precio de la energía eléctrica, estimando sus costes de generación mediante el diseño de una herramienta de cálculo, y la evaluación de la reducción en las emisiones de CO₂ que supondría el cumplimiento del Plan Nacional de Energías Renovables 2011-2020.

El proyecto constituye un reflejo claro de la situación eléctrica española; establece las fases del proceso de liberalización fruto de la Ley 54/1997 e identifica cómo se cubre la demanda a partir de la capacidad instalada. La evolución de la producción refleja las tendencias en las políticas energéticas; se detecta una tendencia al alza en la generación a partir de energías renovables y ciclos combinados de gas natural, mientras que, por el contrario, la generación térmica con ciclos convencionales de carbón, fuel o gas presenta un decrecimiento (esta tendencia podría verse modificada con la implantación de los reales decretos que fomentan el carbón nacional) y la generación de origen nuclear se mantiene relativamente constante.

La herramienta diseñada permite, a partir de las cotizaciones de los mercados energéticos, la paridad euro-dólar, la generación, las inversiones unitarias y otros costes a nivel de planta, estimar el coste de generación de la energía eléctrica por tecnologías y su evolución con el tiempo. Además, al comparar el coste unitario de generación peninsular con el precio del mercado diario de electricidad, se establece que los costes de generación no representan uno de los factores más relevantes en la evolución del precio de la electricidad, ya que los precios fluctúan sin que los costes no hagan.

Del análisis de las variables que repercuten sobre el precio de la electricidad se concluye que el precio de la energía eléctrica depende de una función muy compleja, en la que intervienen, además de las variables anteriores, la legislación, ya que, debido al sistema de retribución vigente, los precios disminuyen con el aumento de la generación de régimen especial; los condicionantes sociales o políticos que repercuten en los precios de los mercados de commodities; las tecnologías que marcan el precio de casación y, entre otros, el objetivo de reducir el déficit tarifario que lleva asociado el empuje al alza del precio pool.

Adicionalmente se estima que los cambios propuestos en el mix eléctrico para el escenario de referencia de 2020 supondrían una reducción en el factor de emisión de CO₂ del 20% respecto al nivel de 2009.

Sumario

1	INTRODUCCIÓN	9
1.1	Motivación del proyecto	9
1.2	Objetivos y alcance del proyecto	9
2	SITUACIÓN ELÉCTRICA ESPAÑOLA	11
2.1	Liberalización del sector eléctrico	11
2.2	Demanda de energía eléctrica.....	14
2.2.1	Evolución de la demanda	14
2.2.2	Demanda por sectores	15
2.3	Potencia instalada	16
2.4	Cobertura de la demanda	18
2.5	Interconexiones internacionales	20
2.6	Comparación de los sistemas eléctricos europeos	22
3	COSTES DE GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	23
3.1	Modelo e hipótesis generales	23
3.2	Energías no renovables.....	24
3.2.1	Central nuclear	25
3.2.2	Central de ciclo convencional de carbón.....	30
3.2.3	Central de ciclo combinado de gas natural	36
3.3	Energías renovables.....	41
3.3.1	Tecnología eólica terrestre	42
3.3.2	Tecnología hidroeléctrica	43
3.3.3	Tecnología solar fotovoltaica.....	44
3.4	Comparación de costes por tecnología	45

4	MERCADO IBÉRICO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	49
4.1	Entidades gestoras del sector eléctrico	49
4.2	Agentes del mercado eléctrico.....	49
4.3	MIBEL: Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica	50
4.3.1	Mercados organizados	51
4.3.2	Mercados no organizados	60
4.4	Mecanismos para la contratación del suministro eléctrico.....	61
4.4.1	Suministro en el mercado liberalizado.....	61
4.4.2	Suministro de Último Recurso	61
5	HERRAMIENTA DE ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	63
5.1	Inputs de la herramienta	63
5.2	Cálculo de los costes de generación	65
5.3	Resultados por tecnología	66
5.4	Comparación de resultados	67
5.5	Coste unitario de generación del sistema peninsular	69
6	VARIABLES DE REPERCUSIÓN EN EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	73
6.1	Condicionantes tecnológicos	73
6.2	Condicionantes legislativos.....	73
6.3	Condicionantes político-sociales y económicos.....	74
6.4	Condicionantes encubiertos.....	80
7	IMPACTO AMBIENTAL	83
7.1	Emissiones de CO ₂ asociadas a la generación eléctrica.....	83
7.1.1	Escenario 2009.....	84
7.1.2	Escenario de referencia para 2020.....	85

7.1.3	Escenario de eficiencia energética para 2020.....	86
7.1.4	Comparación de escenarios.....	87
7.1.5	Comparación internacional.....	88
7.2	Evaluación del impacto ambiental del proyecto.....	91
CONCLUSIONES _____		93
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS _____		95

Glosario

A continuación se reseñan las abreviaturas y siglas a las que se hace referencia a lo largo del proyecto:

APEX	Asociación Mundial de Operadores de Mercado
ARA	Amsterdam, Rotterdam y Amberes
BP	British Petroleum
BWR	Boiling Water Reactor, reactor de agua en ebullición
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CESUR	Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso
CIF	Cost, Insurance and Freight (incoterm), coste, seguro y flete
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNMV	Comisión Nacional del Mercado de Valores
CMVM	Comisión de los Mercados de Valores Mobiliarios (Portugal)
CORES	Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos
CUR	Comercializadora de Último Recurso
ECB	Banco Central Europeo
ECX	European Climate Exchange
EEX	European Energy Exchange
ENSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPE	Subastas de Emisiones Primarias de Energía
ERSE	Entidad Reguladora de Servicios Energéticos (Portugal)
FMI	Fondo Monetario Internacional
IA	Impacto Ambiental
ICE	Intercontinental Exchange
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía
IEA	International Energy Agency
IPC	Índice de Precios al Consumo
LCOE	Levelised Cost of Electricity
LWR	Light Water Reactor, reactor de agua ligera
MIBEL	Mercado Ibérico de Energía Eléctrica
MITYC	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
ND	Datos no disponibles
NEA	Nuclear Energy Agency

OECD	Organisation for Economic Co-operation & Development
OMEL	Operador de Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A
OMI	Operador del Mercado Ibérico
OMIE	Operador del Mercado Ibérico Polo Español (actual OMEL)
OMIP	Operador de Mercado Ibérico de Energía – Polo Portugués, S.A
OTC	Over the Counter
O&M	Operación y mantenimiento
PANER	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España
PER	Plan de Energías Renovables en España
PIB	Producto Interior Bruto
PWR	Pressurized Water Reactor, reactor de agua presurizada
RD	Real Decreto
RE	Régimen especial
REE	Red Eléctrica de España
RO	Régimen Ordinario
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SEE	Secretaría de Estado de Energía
SEIE	Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares
SGE	Secretaría General de Energía
TUR	Tarifa de Último Recurso
UE	Unión Europea
VPP	Virtual Power Plant, subasta virtual de capacidad (EPE)

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación del proyecto

El presente proyecto nace dentro de un convenio de prácticas en la empresa química Solvay Ibérica, cuya actividad principal en Martorell es la producción de PVC. En su fabricación, la electricidad es considerada una materia prima ya que el cloro necesario se obtiene por electrólisis de la sal, proceso muy demandante de electricidad.

En este marco, en el Departamento de Energía, se da la oportunidad de realizar un proyecto en que se analice el sector eléctrico y se determine si existe una clara dependencia entre el coste de generación eléctrica y el precio final de la electricidad.

1.2 Objetivos y alcance del proyecto

Los objetivos principales de este proyecto pueden agruparse bajo cuatro conceptos. En primer lugar, realizar un análisis del sector eléctrico en España que permita describir la situación actual, en cuanto a potencia instalada, cobertura de la demanda, evolución de los consumos a lo largo de la última década, así como una comparación a nivel europeo.

Como segundo objetivo, se pretende realizar una estimación de los costes de generación de la electricidad según la tecnología, sujeta al desarrollo de una herramienta que permita estimar el coste unitario de generación eléctrica en el sistema peninsular, para compararlo con el precio final de la electricidad en el mercado, y determinar así si éste tiene una influencia significativa en el precio. A su vez, se pretende también, analizar otras variables que no afectan a los costes de generación pero si lo hacen sobre el precio de la electricidad.

En tercer lugar, se describe el mercado ibérico de la electricidad, presentando las entidades y agentes que participan activamente en el mismo, el tipo de mercados existentes así como los mecanismos vigentes para la adquisición de electricidad por parte del consumidor. Como último objetivo, se realizará una evaluación de la reducción en las emisiones de CO₂ que supondría el cumplimiento del Plan Nacional de Energías Renovables 2011-2020.

El proyecto está concebido a partir de la legislación vigente en España hasta finales de Octubre de 2010. Por lo tanto, su alcance se limita a España y al periodo de vigencia de las normas que se mencionarán a lo largo del proyecto.

2 SITUACIÓN ELÉCTRICA ESPAÑOLA

2.1 Liberalización del sector eléctrico

La **Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, es la base de la liberalización y regula las actividades destinadas a los suministros de energía eléctrica, es decir, la generación, el transporte, la comercialización y los intercambios intracomunitarios e internacionales.

Tras la entrada en vigor de esta ley, se establecen en régimen de libre competencia las siguientes actividades del sector eléctrico:

- Producción de energía eléctrica
- Comercialización de energía eléctrica
- Intercambios intracomunitarios de electricidad

Mientras que continúan reguladas las actividades de:

- Gestión técnica del sistema
- Transporte de energía eléctrica
- Distribución de energía eléctrica

Adicionalmente se establece la obligación de separación de actividades, es decir, las sociedades mercantiles no pueden desarrollar actividades reguladas y liberalizadas bajo el mismo nombre. Por lo tanto, los distribuidores (régimen regulado) únicamente pueden vender a los consumidores que opten por la Tarifa de Último Recurso.

El proceso de liberalización no es único en España, sino que parte de los requerimientos comunes para la liberalización de los sectores eléctricos de los países miembros de la Unión, definidos en la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996 de la Comunidad Europea, derogada y sustituida por la **Directiva 2003/54/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003.

Los requerimientos que introducen ambas directivas son:

- Libertad de establecimiento de las instalaciones de generación
- Separación contable y de gestión de las actividades eléctricas libres y reguladas

- Nombramiento de los grupos de generación según criterios económicos
- Libertad de los consumidores para elegir suministrador

La siguiente fase de la liberalización del mercado eléctrico se introdujo con la aplicación del calendario de liberalización, propuesto en el Real Decreto – Ley 6/2000, y culminada por la entrada en vigor del artículo 19 del mismo, según el cual, *A partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de consumidores cualificados*, por lo tanto, desde ese momento, los consumidores cualificados pueden optar entre permanecer a tarifa integral (actual TUR) o contratar la electricidad a precios libres.

Este cambio supone que a partir de 2003, el precio de la electricidad deja de ser establecido por el gobierno, y es el consumidor, si opta por esta vía, el que se responsabiliza del precio de su electricidad como resultado de la contratación con los agentes autorizados.

El consumidor que opta por contratar la energía a precios libres debe notificar esta situación al distribuidor, indicando que migra de la tarifa integral a la tarifa de acceso a las redes, y que va a adquirir la energía en el mercado. La tarifa de acceso o peaje es una tarifa regulada que se abona al distribuidor que corresponda a la zona del punto de suministro, y sufraga los costes de las actividades no liberalizadas (transporte y distribución).

Posteriormente, la **Ley 17/2007** establece el calendario para la desaparición de las tarifas eléctricas en el Mercado Regulado y la creación de los Suministradores de Último Recurso.

Estos cambios en el enfoque del sector eléctrico son necesarios, por un lado, para el cumplimiento de la directiva europea, y por otro, para paliar el déficit en el sistema eléctrico español. Hasta 2004, los tipos de interés bajos y la contención del precio del Brent, permitían tarifas bajas de electricidad, pero al abandonar este marco, los precios dejaron de ser válidos.

Entre 2004 y 2006 las tarifas eléctricas reguladas por el Estado subieron por debajo del IPC, mientras que los combustibles, de los que dependen las eléctricas, lo hicieron por encima. La incapacidad del Estado de subir las tarifas en el mismo ratio que los combustibles, junto al blindaje que suponían las tarifas reguladas, fue provocando un déficit en el sistema eléctrico que el Estado ha tenido que compensar a las eléctricas, conocido como déficit tarifario.

La última fase de la liberalización se introduce con el **Real Decreto 485/2009**, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, y se establece la extinción de las tarifas integrales a partir del 1 de julio de 2009. Los puntos más significativos son:

- Según la disposición adicional octava, se reconoce la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico, y se establece recuperar el importe a través de la tarifa eléctrica durante un periodo de quince años a partir del 1 enero de 2007.
- Según el anexo, los consumidores con potencia contratada inferior o igual a 10 kW (modificable por orden del MITYC) tienen varias opciones:
 - o Contratar el suministro en el mercado liberalizado, con una comercializadora, a un precio libremente pactado.
 - o Acogerse al suministro de último recurso:
 - Escogiendo la comercializadora de último (CUR) recurso que deseen
 - Si no escogen ninguna, les será asignada una, según:
 - Si el distribuidor que tenían en el suministro a tarifa pertenece a un grupo empresarial con comercializadora de último recurso, el consumidor será cedido a ésta.
 - Si el distribuidor que tenían en el suministro a tarifa no pertenece a un grupo empresarial con comercializadora de último recurso, el consumidor será cedido a la CUR que el distribuidor decida.
- Según el anexo, los consumidores cuya potencia contratada sea superior a 10 kW, optarán entre:
 - o Contratar el suministro con una empresa comercializadora a precio libremente pactado
 - o Dejar que su suministro sea asumido por una empresa, con un precio mayor, que podrá ir incrementándose a lo largo del tiempo

2.2 Demanda de energía eléctrica

2.2.1 Evolución de la demanda

En el contexto del sistema eléctrico, el término demanda no es completo por sí sólo, sino que hay que puntualizar si se habla de demanda de distribución, que es aquella que realmente se consume, o bien, si se hace referencia a la demanda de transporte, que incluye tanto la anterior como las pérdidas que se producen en el transporte de electricidad.

En 2009, la demanda de distribución peninsular se cifró en 248.328 GWh [1], lo que supuso un decrecimiento del 4,5 % respecto a los datos del año anterior. Si se realiza una visión de la demanda de distribución de la última década (Figura 2.1), se puede comprobar que en el año 2009, el consumo de energía eléctrica disminuyó por debajo de los niveles de 2006.

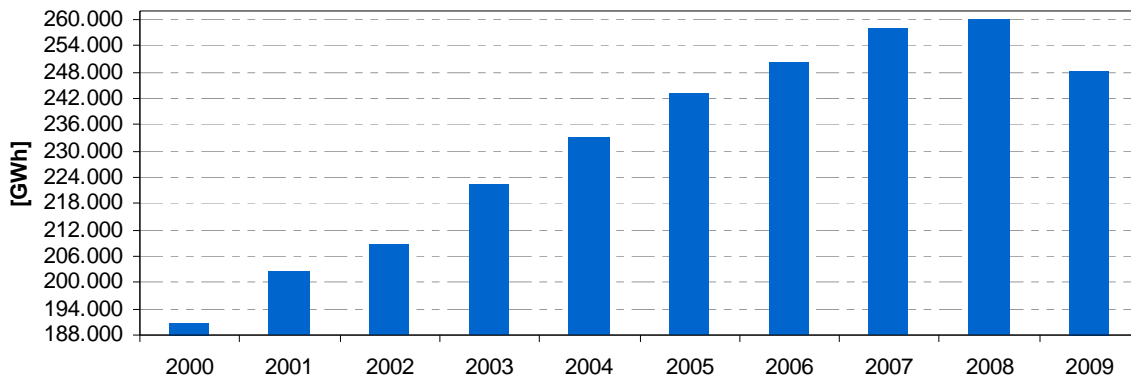


Figura 2.1 Evolución de la demanda de distribución anual [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

Paralelamente, si se grafica la variación interanual de la demanda de distribución a lo largo de los últimos diez años (Figura 2.2), se puede comprobar que existe una desaceleración del crecimiento de la demanda de energía eléctrica desde el año 2007, que se convierte en decrecimiento en el año 2009, tal y como se había observado en el gráfico anterior.

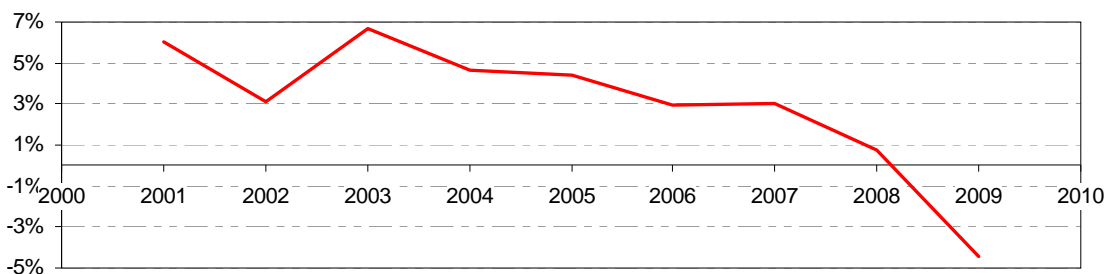


Figura 2.2 Variación interanual de la demanda de distribución [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

La Figura 2.3, gráfico mensual de la demanda de distribución, permite determinar cuál es el mes a partir del cual la tasa de crecimiento de consumo de energía eléctrica se mantiene negativa. Esta pauta se inicia en octubre de 2008, permanece todo el año 2009, hasta el mes de enero de 2010; a partir del mes de febrero, la tasa de crecimiento vuelve a ser positiva respecto al mes correspondiente del año anterior.

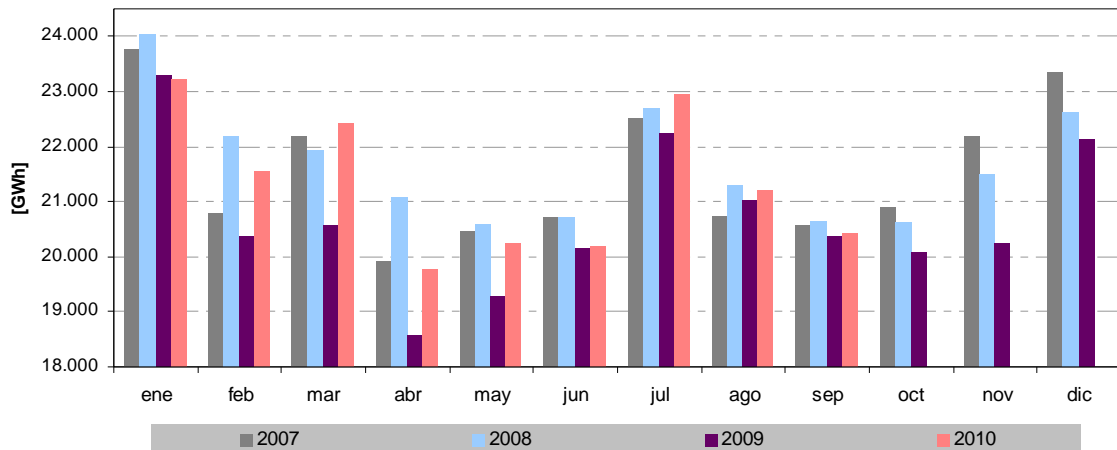


Figura 2.3. Evolución de la demanda de distribución mensual [Fuente: REE [2] y elaboración propia]

2.2.2 Demanda por sectores

Los datos de distribución de la demanda por sectores consumidores son publicados por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio (MITYC) [3]. En este momento, los últimos datos disponibles son los correspondientes al consumo nacional del 2007 (Figura 2.4), en el que las actividades con mayor consumo fueron la industria con un 36% de la demanda total (englobando la industria cerámica, metalúrgica, automovilística, alimentaria, tabacalera, textil, papelera y maderera); el 31% de la demanda lo consumieron los servicios públicos y los comercios (incluyendo el alumbrado público, el transporte y la administración), y el 26% correspondió al consumo doméstico.

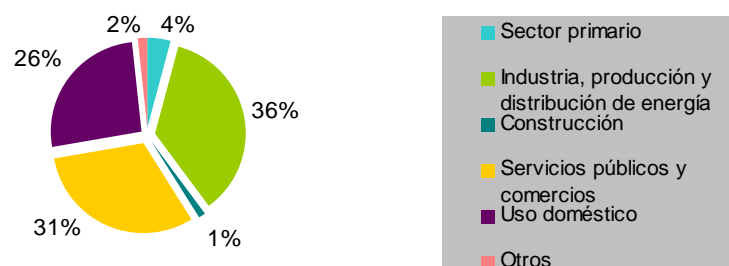


Figura 2.4 Distribución de la demanda nacional de 2007 por actividad [Fuente: MITYC [3] y elaboración propia]

2.3 Potencia instalada

La potencia instalada es la máxima potencia que puede desarrollar una unidad de producción, durante un período de tiempo determinado, medida a la salida de los bornes del alternador; la distribución de las potencias instaladas en un territorio permite conocer la distribución de las instalaciones de generación según la tecnología.

A 31 de diciembre de 2009, la potencia instalada en el sistema peninsular era de 93.729 MW [1], mientras que el total nacional alcanzaba los 99.000 MW [1].

La potencia instalada, al igual que la energía generada, puede clasificarse en dos grandes grupos o regímenes económicos. El régimen especial (RE) es un régimen al que pueden asociarse las instalaciones con potencia instalada no superior a los 50 MW, cuya generación proceda de:

- Cogeneración
- Energías renovables no consumibles (solar, eólica, geotérmica, centrales hidroeléctricas con potencia instalada no superior a 50 MW), biomasa (procedente de cultivos energéticos, actividades agrícolas, jardinería, estiércoles, instalaciones industriales) o biocarburantes
- Residuos con valorización energética: residuos sólidos urbanos y otros no contemplados en la categoría anterior.

En contraposición, las instalaciones no acogidas al régimen especial, se denominan de régimen ordinario (RO).

De la potencia instalada a 31 de diciembre de 2009 en el territorio peninsular, el 34,1 % corresponde al régimen especial (31.923 MW [1]), mientras que si el cómputo se realiza a nivel nacional, el porcentaje de potencia instalada acogida a régimen especial disminuye al 32,7% (32.331 MW [1]) sobre la potencia instalada total correspondiente, tal y como puede comprobarse en la Tabla 2.1.

	Potencia instalada a 31 diciembre 2009 [MW]	
	Sistema peninsular	Sistema nacional
Hidráulica	16.657	16.658
Nuclear	7.716	7.716
Carbón	11.359	11.869
Fuel/Gas	3.008	5.815
Ciclo Combinado	23.066	24.611
TOTAL RÉGIMEN ORDINARIO	61.806	66.669
Hidráulica	1.974	1.974
Eólica	18.719	18.865
Otras renovables	4.480	4.702
No renovables	6.750	6.790
TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL	31.923	32.331
TOTAL	93.729	99.000

Tabla 2.1 Potencia instalada en el sistema peninsular y nacional a 31 de diciembre de 2009 [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

En la Figura 2.5 puede observarse la diversificación del parque de generación en el sistema nacional. El 45% de la potencia instalada en el sistema peninsular usa fuentes renovables, mientras que si el cómputo se realiza a nivel nacional, el porcentaje desciende a 43%; a pesar que el porcentaje es muy elevado, en el siguiente apartado, podrá comprobarse que el hecho de tener una elevada proporción de sistemas de generación renovables no implica que la generación también lo sea.

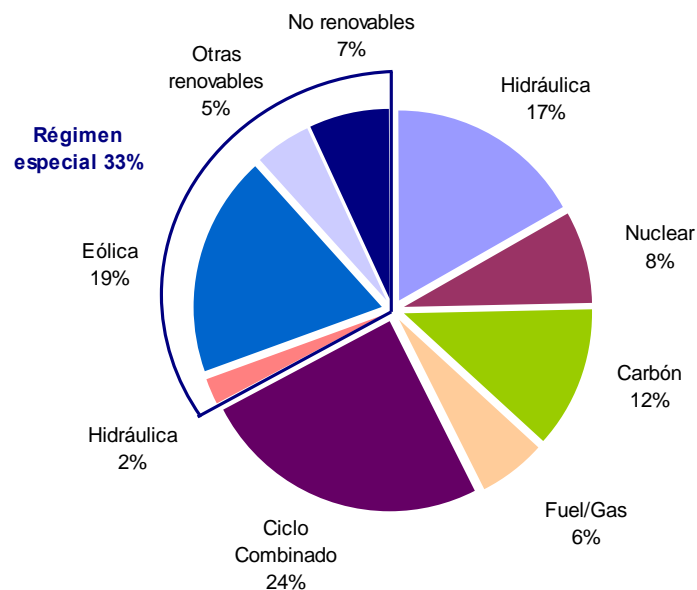


Figura 2.5 Distribución de la potencia instalada en el sistema nacional a 31 de diciembre de 2009, según la tecnología de generación. [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

2.4 Cobertura de la demanda

La operabilidad de las energías renovables depende de las condiciones atmosféricas, esto hace que los grupos mayoritarios en potencia instalada no siempre sean los que más energía generan. Si se compara la distribución de potencia instalada a nivel peninsular con la cobertura de la demanda al mismo nivel, aunque los ciclos combinados sean los de mayor proporción en potencia instalada, seguidos de la energía eólica; éste último no supone el segundo lugar en porcentaje de generación, sino que lo encabezan las centrales nucleares.

Los siguientes gráficos hacen referencia a la generación bruta, que corresponde a la generación total, incluyendo los consumos necesarios para la generación.

	Cobertura de la demanda	
	[GWh]	%
Hidráulica	23.862	8,8%
Nuclear	52.761	19,4%
Carbón	33.862	12,5%
Fuel/Gas	2.082	0,8%
Ciclo Combinado	78.279	28,8%
TOTAL RÉGIMEN ORDINARIO	190.846	70,2%
Hidráulica	5.481	2,0%
Eólica	36.587	13,5%
Otras renovables	11.420	4,2%
No renovables	27.400	10,1%
TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL	80.888	29,8%
TOTAL	271.734	

Tabla 2.2 Producción bruta en el sistema peninsular en 2009 [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

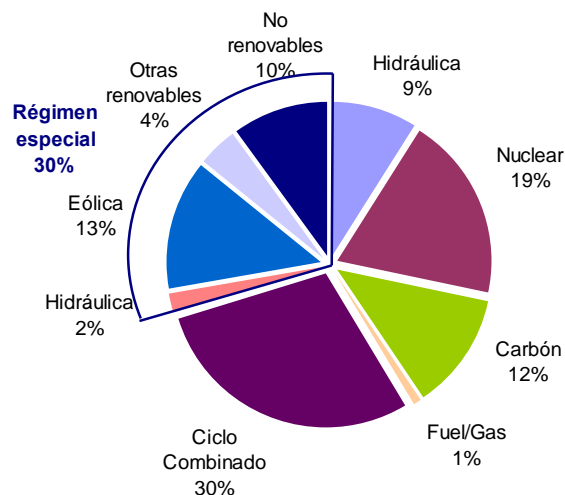


Figura 2.6 Estructura de generación eléctrica en 2009 en el sistema peninsular, sobre datos de producción bruta [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

Puede comprobarse ahora, tal y como se había mencionado, en el apartado anterior, que las energías renovables, pese a representar el 45% de la potencia instalada del sistema peninsular, en el 2009, tan sólo pudieron cubrir el 28% de la generación, ver Figura 2.6

La visión anual de la estructura de generación eléctrica desde 2005, en la Figura 2.7 permite comprobar la tendencia al alza de las energías renovables, la estabilidad de la energía nuclear y el crecimiento de generación a partir de ciclos combinados.

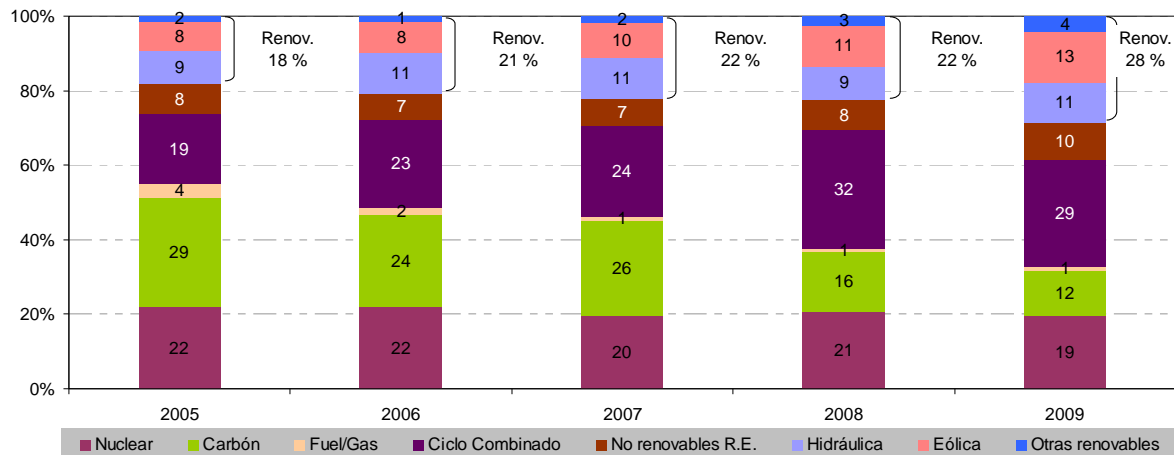


Figura 2.7 Evolución de la estructura de generación de energía eléctrica en el sistema peninsular entre 2005 y 2009 [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

Asimismo, la focalización en la estructura de producción bruta del régimen ordinario, en la Figura 2.8 permite comprobar la tendencia a reducir la energía generada a partir de carbón, de fuel y de gas en térmicas convencionales, mientras que la energía de origen nuclear permanece aproximadamente estable, y la de ciclos combinados ha ido creciendo significativamente en los últimos 8 años.

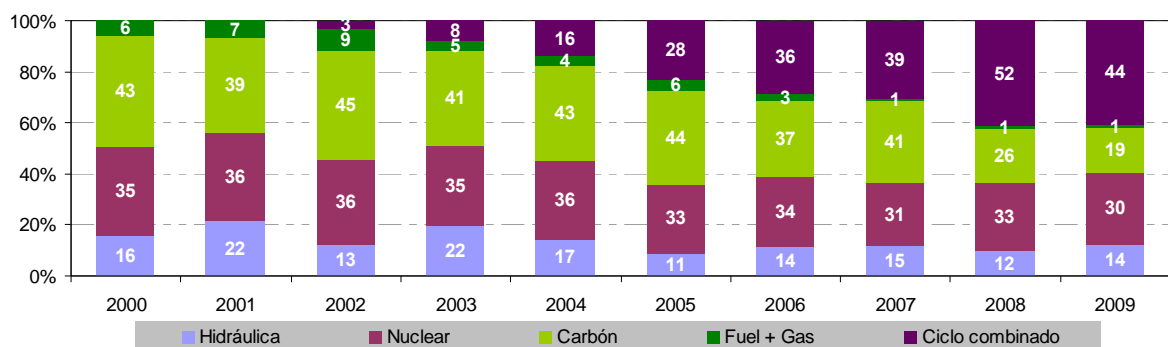


Figura 2.8 Evolución de la estructura de producción bruta de electricidad en régimen ordinario en el sistema peninsular [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

2.5 Interconexiones internacionales

El sistema eléctrico español está interconectado con cuatro sistemas eléctricos externos a través de las fronteras con Francia, Andorra, Portugal y Marruecos. Estas interconexiones permiten flujos de importación y exportación de energía eléctrica, según la necesidad.

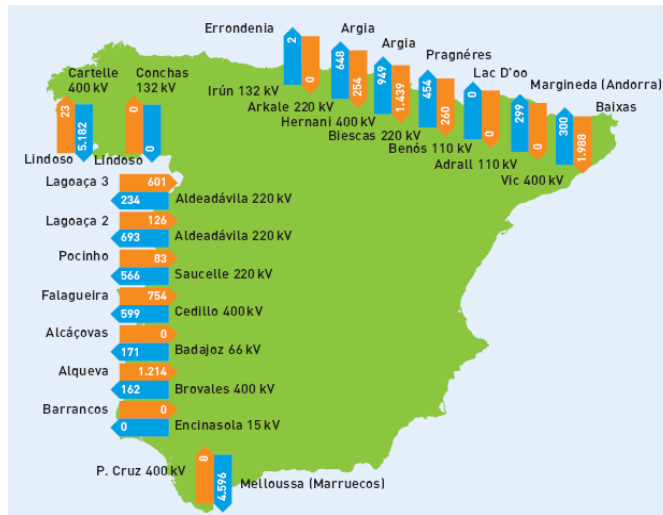


Figura 2.9 Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh) en 2009 [Fuente: REE [1]]

En los intercambios internacionales se define la capacidad comercial dentro de unos márgenes de potencia, que representan las limitaciones detectadas por los correspondientes operadores de cada sistema.

La representación del saldo neto de intercambios internacionales en la última década, en la Figura 2.10, permite comprobar que a partir del año 2004, el flujo neto del sistema eléctrico español ha sido, de forma global, exportador.

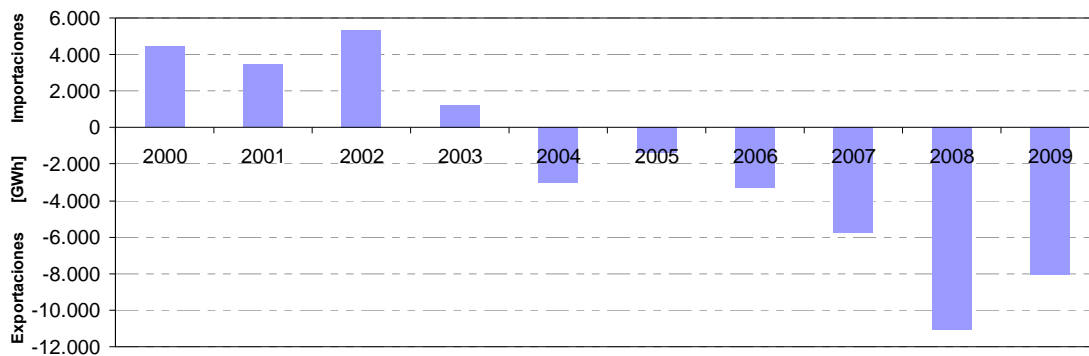


Figura 2.10 Evolución del saldo neto de intercambios internacionales [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

En la Tabla 2.3 y la Figura 2.11 se muestran los saldos de intercambios físicos diferenciando orígenes, se comprueba que existe un flujo importador de energía desde Francia, mientras que se exporta a Portugal, Andorra y Marruecos.

	2005	2006	2007	2008	2009
Francia	6.545	4.410	5.487	2.882	1.591
Saldo importador	6.545	4.410	5.487	2.882	1.591
Portugal	-6.829	-5.458	-7.497	-9.439	-4.790
Andorra	-271	-229	-261	-278	-301
Marruecos	-788	-2.002	-3.479	-4.207	-4.591
Saldo exportador	-7.888	-7.689	-11.237	-13.924	-9.682
Saldo neto	-1.343	-3.279	-5.750	-11.042	-8.091

Tabla 2.3 Flujos energéticos de intercambios internacionales [GWh]. Los flujos positivos indican entrada al sistema (importación) y los negativos salida del sistema (exportación) [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

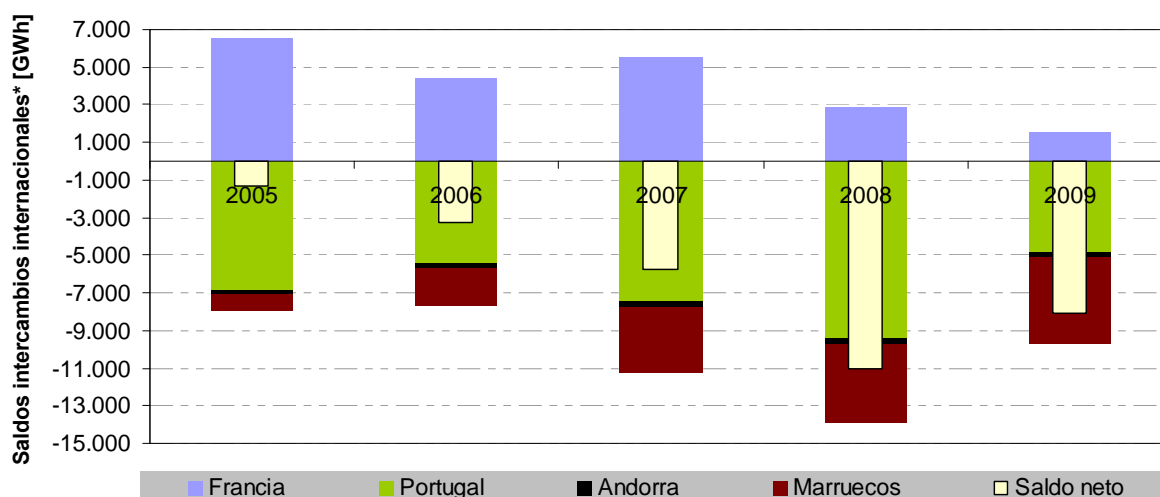


Figura 2.11 Saldos de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica. (*) Valores positivos: flujos de importación, valores negativos: flujos de exportación [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

Aunque el saldo neto de intercambios internacionales en 2009 ha sido inferior al de 2008, la proporción del flujo exportador, respecto al saldo total de intercambios, ha aumentado, tal y como puede comprobarse en la Figura 2.12.

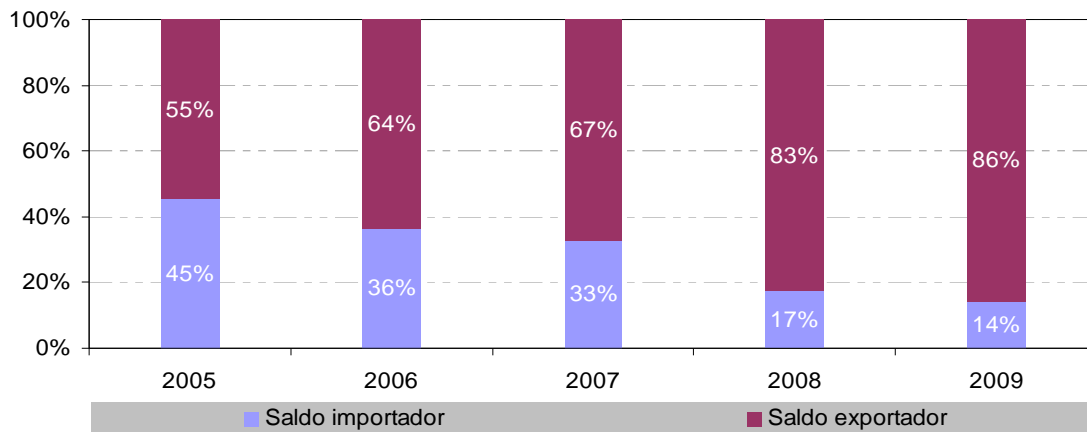


Figura 2.12 Evolución de la proporción de importaciones y exportaciones en el saldo de intercambios internacionales físicos de energía eléctrica [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

2.6 Comparación de los sistemas eléctricos europeos

En el año 2009, la producción total neta de los países continentales miembros de la UE, fue de 2.355 TWh anuales [1], mientras que la demanda anual alcanzó los 2.314 TWh [1]. Casi el 70% de esta energía neta fue generada por 4 países, Alemania (24%), Francia (22%), Italia (12%) y España (11%, sistema peninsular). En el Anexo A se incluye un análisis con más detalle de la potencia instalada, la cobertura de la demanda y el consumo per capita.

3 COSTES DE GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1 Modelo e hipótesis generales

El modelo utilizado para estimar el coste de generación de la energía eléctrica se basa en estudios previos sobre el tema, como los publicados por la IEA (*International Energy Agency*) [4], la NEA (*Nuclear Energy Agency*) [5], la *Royal Academy of Engineering* [6] o el Ministerio de Energía francés [7], entre otros.

El modelo, conocido como LCOE (*Levelised Cost of Electricity*), es una herramienta que permite comparar el coste unitario de diferentes tecnologías, a nivel de planta, en el tiempo de vida de un proyecto, sin tener en cuenta los riesgos asociados (económicos, tecnológicos o derivados de cambios en la legislación).

Según esta metodología el coste de generación de la energía eléctrica (LCOE) puede formularse como:

$$LCOE = C.Inv + C.O \& M + C.Comb + C.CO_2 + C.Desm \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Dónde,

- C.Inv: coste de inversión, incluye los costes de pre-construcción (adquisición), construcción (ingeniería, construcción propiamente dicha y adquisición de consumibles para la puesta en marcha), un fondo de previsión para imprevistos técnicos, así como los intereses debidos al préstamo solicitado.

$$C.Inv \left[\frac{\text{€}}{MWh} \right] = \frac{I_{se} \left[\frac{\text{€}}{MWe} \right] \cdot P_e [MWe] \cdot (1+i)^\tau \cdot \frac{i \cdot (1+i)^{n-\tau}}{(1+i)^{n-\tau} - 1} \left[\frac{1}{\text{año}} \right]}{P_e [MWe] \cdot 8760 \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \cdot f_o [\%]} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

dónde,

- o I_{se} : inversión unitaria inicial, sin intereses
- o P_e : potencia eléctrica instalada
- o i : tipo de interés
- o τ : periodo de carencia (en años) sin pago de intereses

- n : horizonte económico del proyecto, desde el inicio de la construcción hasta el cese de la actividad
- f_0 : factor de operación, porcentaje horario de utilización de la planta
- C.O&M: costes de operación y mantenimiento de la planta de generación
- C.Comb: coste del combustible usado en la generación
- C.CO₂: coste asociado a las emisiones de dióxido de carbono emitidas en la generación de energía eléctrica
- C.Desm: coste del desmantelamiento de la planta una vez agotado el ciclo de vida del proyecto.

La estimación de los costes de generación requiere la consideración de varias hipótesis. La decisión de éstas afecta directamente al resultado final, por lo tanto, cualquier cambio en ellas supone un coste de generación diferente. En el presente capítulo se considerarán una serie de hipótesis que podrán ser introducidas como inputs en la herramienta diseñada para la estimación del coste de generación, introducida en el capítulo 5.

3.2 Energías no renovables

En los siguientes apartados se estima el coste de generación de la energía eléctrica a nivel de planta a partir de distintas energías de origen no renovable. Se estiman los costes para las centrales nucleares de agua presurizada, las centrales térmicas de ciclo convencional de carbón y los ciclo combinado de gas natural, por ser las tecnologías más representativas en el marco español.

Para la estimación de los costes de generación eléctrica se tomarán dos tipos de hipótesis, las generales, que serán de aplicación a cualquier tecnología de generación, y las específicas, que variarán en función de la tecnología y el combustible implicados en la generación.

El primer tipo de hipótesis se especifica a continuación, mientras que las específicas aparecen en cada uno de los apartados correspondientes. En todos los casos, se tomarán como consideraciones generales las siguientes:

- Los costes de generación estimados están asociados a plantas de una sola unidad
- Las plantas trabajan bajo condiciones de factor de operación estándar del 85%

- El coste del CO₂, se considera constante e igual a 13,76 €/tonelada de CO₂, en base al promedio de las cotizaciones medias mensuales del periodo entre enero de 2009 y septiembre de 2010 del *EUA Futures Contracts* en el mercado EEX (*European Energy Exchange*).
- Se considera un tipo de interés constante e igual al 5%
- Para el cálculo del coste de inversión se considera un tipo de préstamo con periodo de carencia sin pago de intereses igual al tiempo de construcción, y un periodo de retorno ($n - \tau$) igual a la vida de la planta.

3.2.1 Central nuclear

En España existen 6 centrales nucleares activas de agua ligera (LWR), dos de ellas con 2 reactores, Almaraz y Ascó, por lo tanto, la potencia instalada se encuentra repartida entre 8 reactores; los datos técnicos y su localización se muestran en el Anexo B. Tal y como puede observarse en la siguiente Figura 3.1, casi el 80% de la potencia nuclear instalada en España corresponde a reactores de agua presurizada (PWR, *Pressurized Water Reactor*); es por ello que el cálculo del coste de generación de energía eléctrica de origen nuclear se calculará asumiendo que las centrales son de tipo PWR.

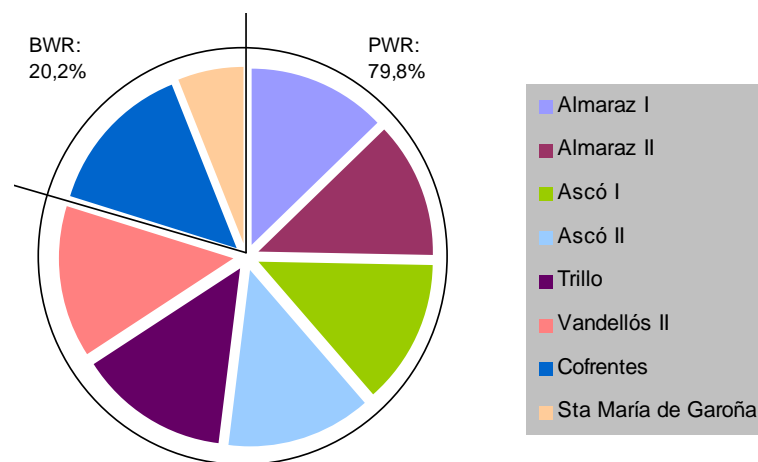


Figura 3.1 Distribución de la potencia eléctrica de las nucleares activas en España [Fuente: MITYC [8] y elaboración propia]

3.2.1.1 Coste de inversión

Para el cálculo del coste de inversión se tomarán las consideraciones específicas siguientes:

- Periodo de construcción: 7 años [4]
- Tiempo de vida de la planta: 60 años [4]

- I_{se} (inversión inicial sin intereses): se tomará el promedio de los datos referentes a 17 centrales nucleares europeas tipo PWR, 3378 €/kWe [4].

Teniendo en cuenta estas hipótesis, el coste de inversión asciende a **33,72 €/MWh**.

3.2.1.2 Coste de desmantelamiento

El coste de desmantelamiento se tomará como el promedio de los datos referentes a 17 centrales nucleares europeas tipo PWR, publicados por la IEA [4]. Con un interés del 5%, el coste de desmantelamiento publicado asciende a **0,30 €/MWh**.

3.2.1.3 Coste del combustible

Las consideraciones específicas para el cálculo del coste del combustible son:

- El coste del uranio, antes de la conversión se considera de 50 \$/lb U_3O_8 para proyectos de generación de energía eléctrica entre 2015 y 2085; con el tipo de cambio de 1,47 \$/€, según la publicación de la IEA [4].
- El rendimiento de las centrales de agua presurizada se considerará del 36% [9].
- Los costes del ciclo de combustible nuclear se reparten según la indica la Figura 3.2

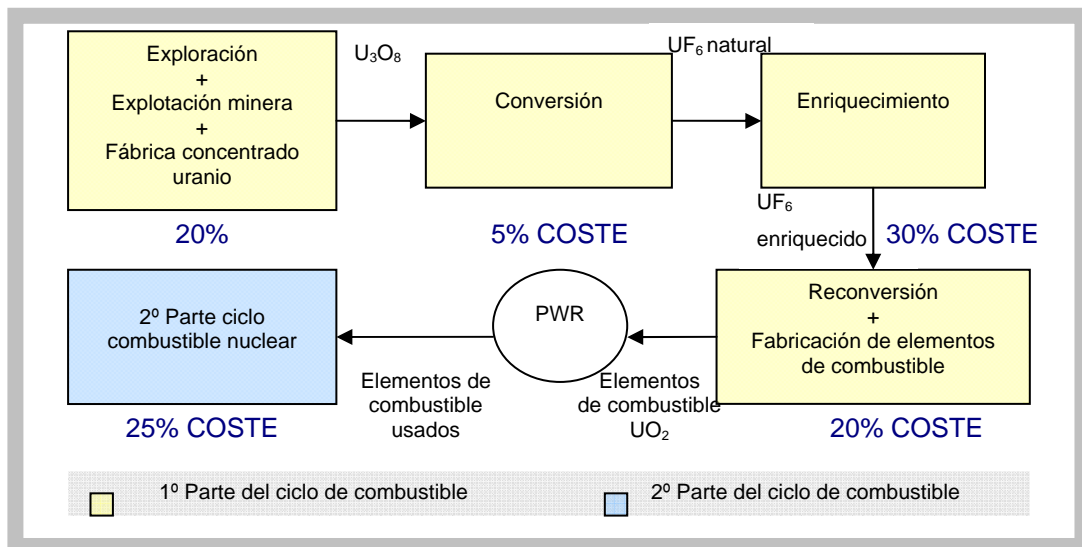


Figura 3.2 Distribución de costes en el ciclo del combustible nuclear. [Fuente: IEA [9] y elaboración propia]

- Se considera que en el reactor tan solo se produce la siguiente reacción de fisión:



	Energía de enlace [MeV/nucleón]
^{235}U	7,6
^{94}Rb	8,5
^{141}Cs	8,3

Tabla 3.1 Energía de enlace del uranio, rubidio y cesio

- La energía liberada en cada fisión se puede calcular como:

$$E_{\text{liberada por fisión}} = \sum (E_L \cdot n)_{\text{productos}} - \sum (E_L \cdot n)_{\text{reactivos}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$\begin{aligned} E_{\text{liberada por fisión}} &= (E_L \cdot n)_{^{94}\text{Rb}} + (E_L \cdot n)_{^{141}\text{Cs}} - (E_L \cdot n)_{^{235}\text{U}} = \\ &= \frac{94 \text{ nucleones}}{\text{fisión}} \cdot \frac{8,5 \text{ MeV}}{\text{nucleón}} + \frac{141 \text{ nucleones}}{\text{fisión}} \cdot \frac{8,3 \text{ MeV}}{\text{nucleón}} - \frac{235 \text{ nucleones}}{\text{fisión}} \cdot \frac{7,6 \text{ MeV}}{\text{nucleón}} = \\ &= 183,3 \frac{\text{MeV}}{\text{fisión}} = 183,3 \frac{\text{MeV}}{\text{átomo } ^{235}\text{U}} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

$$\begin{aligned} E_{\text{liberada por fisión}} &= \frac{183,3 \text{ MeV}}{1 \text{ átomo } ^{235}\text{U}} \cdot \frac{10^6 \text{ eV}}{1 \text{ MeV}} \cdot \frac{1,6 \cdot 10^{-19} \text{ J}}{1 \text{ eV}} \cdot \frac{6,022 \cdot 10^{23} \text{ átomos}}{1 \text{ mol } ^{235}\text{U}} \cdot \frac{1 \text{ mol } ^{235}\text{U}}{238,03 \text{ g } ^{235}\text{U}} \cdot \frac{10^6 \text{ g}}{1 \text{ t}} = \\ &= 7,42 \cdot 10^{16} \frac{\text{J}}{\text{t } ^{235}\text{U}} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Por lo tanto, en cada fisión se obtienen 183,3 MeV (ver Ec. 3.5), que equivalen a 183,3 MeV por cada átomo de ^{235}U , o $7,42 \cdot 10^{16} \text{ J/t } ^{235}\text{U}$ (ver Ec. 3.6).

- Según la *World Nuclear Association* [10], el uranio natural está formado por los isótopos ^{238}U , ^{235}U y ^{234}U , en la siguiente proporción:

	Composición U [%]
^{238}U	99,275
^{235}U	0,720
^{234}U	0,005

Tabla 3.2 Composición isotópica del uranio natural [Fuente: World Nuclear Association [10] y elaboración propia]

Estas consideraciones permiten estimar que el coste de la primera etapa (Exploración, explotación minera y fabricación del concentrado de uranio) asciende a 1,655 €/MWh, tal y como indica la ecuación (Ec. 3.7).

$$\begin{aligned}
 \text{Coste 1}^\circ \text{ etapa} &= \frac{50\$}{1 \text{ lb } U_3O_8} \cdot \frac{(238,03 \cdot 3 + 16 \cdot 8) \text{ kg } U_3O_8}{(238,03 \cdot 3) \text{ kg } U} \cdot \frac{100 \text{ kg } U}{0,72 \text{ kg } ^{235}U} \cdot \frac{10^3 \text{ kg}}{1 \text{ t}} \\
 &\cdot \frac{1 \text{ t } ^{235}U}{7,42 \cdot 10^{16} \text{ J}} \cdot \frac{3600 \text{ J}}{1 \text{ Wh}} \cdot \frac{10^6 \text{ Wh}}{1 \text{ MWh}} \cdot \frac{1 \text{ MWh}}{0,36 \text{ MWhe}} \cdot \frac{1 \text{ €}}{1,47 \$} = 1,655 \frac{\text{€}}{\text{MWhe}}
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 3.7}$$

Por lo tanto, los costes del ciclo de combustible nuclear se distribuyen según muestra la Tabla 3.3.

Fase	Proporción	Coste [€/MWhe]
Exploración, explotación minera y fabricación del concentrado de uranio	20%	1,655
Conversión	5%	0,414
Enriquecimiento	30%	2,482
Reconversión y fabricación de elementos de combustible	20%	1,655
2º Ciclo del combustible	25%	2,068
TOTAL		8,273

Tabla 3.3 Distribución de costes del ciclo de combustible nuclear

Por lo tanto, el coste total del combustible asciende a **8,27 €/MWhe**.

3.2.1.4 Coste del CO₂

Las reacciones nucleares no implican procesos de combustión, por lo tanto, tanto las emisiones de dióxido de carbono como su coste asociado son nulas.

3.2.1.5 Coste de O&M

Se tomará como coste de operación y mantenimiento, el valor promedio de los datos referentes a 17 centrales nucleares europeas tipo PWR, **11,54 €/MWh** [4].

3.2.1.6 Coste total

Por lo tanto, los costes de generación de energía eléctrica, mediante tecnología PWR, asciende a 53,84 €/MWhe, y se distribuye según se muestra la Figura 3.3.

La mayor parte de los costes asociados a la generación de energía eléctrica a partir de centrales nucleares PWR, recae en los costes de inversión, con un 63% del coste total; esto supone que el coste de generación total variará considerablemente de un país a otro debido a las diferencias en los costes de construcción, el coste del suelo, la mano de obra, etc. Es importante destacar que el coste de inversión es función del periodo de construcción, que en las centrales nucleares acostumbra a ser bastante largo, comparado con otras tecnologías.

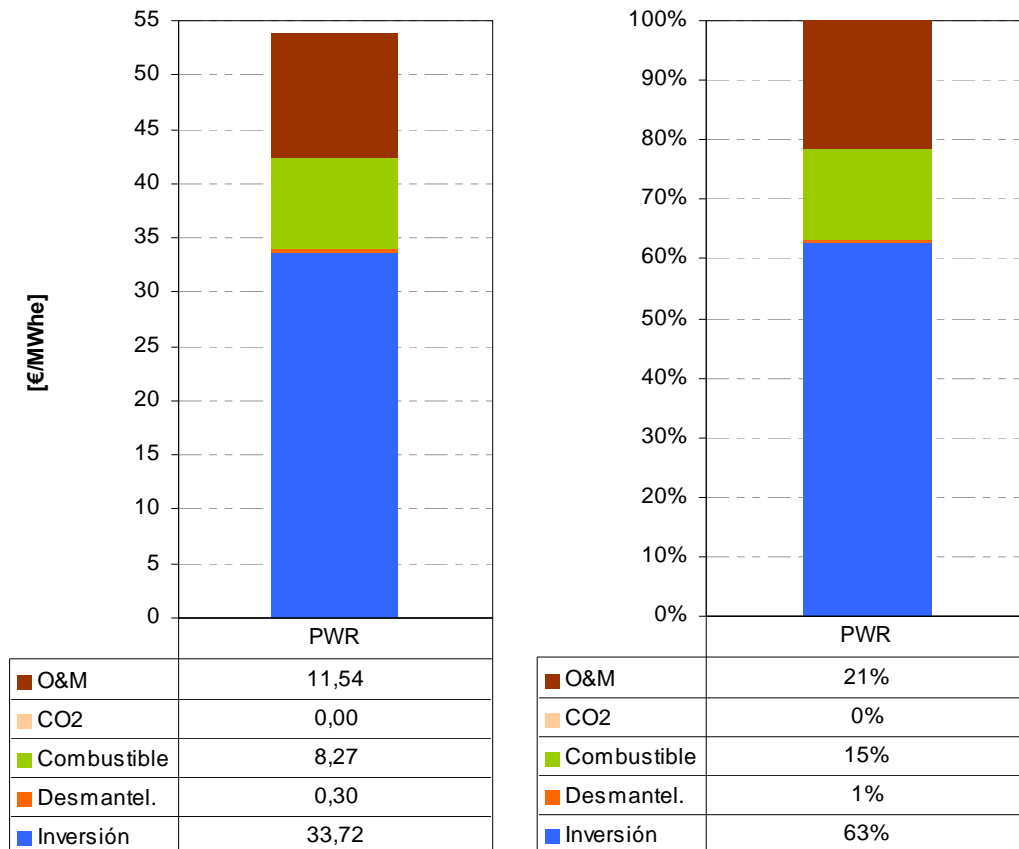


Figura 3.3 Distribución de los costes de generación eléctrica de una central nuclear tipo PWR

Los costes de inversión están seguidos por los costes de operación y mantenimiento, que representan el 21% del total.

Como el coste del combustible no es uno de los costes más significativos, las fluctuaciones en el mercado de uranio no suponen una gran variación en el coste total. La Figura 3.4 muestra que, desde julio de 2009 su precio se ha mantenido por debajo de los 50 \$/lb.

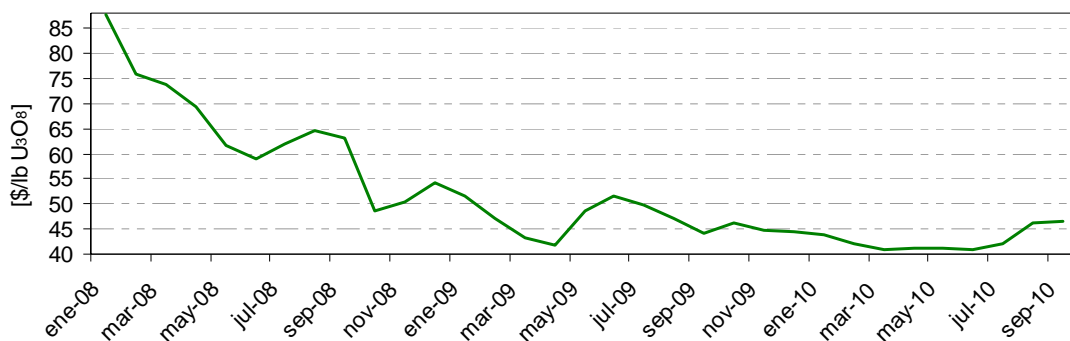


Figura 3.4. Evolución del precio spot de uranio [Fuente: NUEXCO Exchange y elaboración propia]

Si en lugar de tomar la consideración previa que el coste del uranio se mantiene a 50 \$/lb, se toma el promedio de los precios del primer semestre de 2010, es decir, 41,72 \$/lb, con el tipo de cambio correspondiente para este periodo, 1,33 \$/€, entonces, se obtiene que el precio total es de 53,21 €/MWh con un coste del combustible del 14,2%.

3.2.2 Central de ciclo convencional de carbón

En el Anexo B se muestra una lista completa de las centrales térmicas que utilizan carbón como combustible principal. Estas centrales pueden operar con ciclos térmicos convencionales o bien con ciclos combinados, pero tal y como resume la Figura 3.5, la tecnología que presenta mayor predominancia en cuanto a potencia instalada es la de ciclo convencional. Por esta razón, en esta sección se estimará el coste de generación de la energía eléctrica a partir de carbón usando ciclos termodinámicos convencionales.

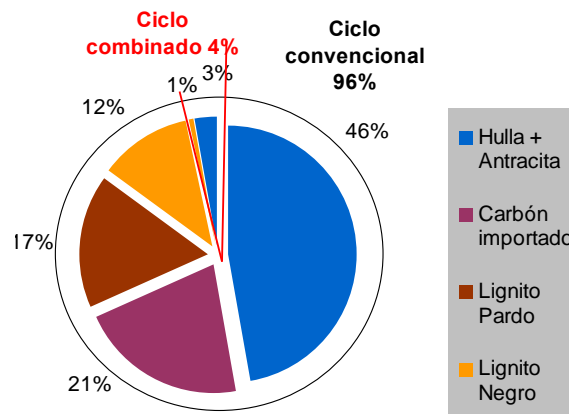


Figura 3.5 Distribución de la potencia eléctrica de las centrales térmicas de carbón en el sistema español [Fuente: MITYC [8] y elaboración propia]

Para plantas que disponen de ciclos convencionales que operan con carbón, se analizarán tres casos. Por un lado, se estimarán los costes de generación eléctrica en plantas sin sistemas de captura de carbono, a partir de hulla térmica, de importación y autóctona.

Por otro lado, se analizarán los costes de generación y su distribución cuando la planta opera con hulla térmica nacional y dispone de sistemas de captura de CO₂ por absorción química. Existen tres tipos de tecnología para la captura de carbono, la captura pre-combustión, la captura post-combustión (PCC) y la combustión en atmósfera rica en oxígeno en lugar de aire (*oxyfiring*). En España, este tipo de tecnología no está implantada de forma general, únicamente existe una planta piloto con captura de carbono post-combustión,

propiedad de Endesa, junto a la térmica convencional de antracita de Compostilla II, en León.

La captura de carbono en esta planta piloto se basa en el proceso de absorción química que se produce al hacer pasar, a contracorriente, los gases de combustión y una solución absorbente de aminas a baja temperatura. La aportación de calor posterior permite obtener el CO₂ en elevadas concentraciones. Posteriormente, se comprime hasta 80 atm, aproximadamente, y se introduce en tanques para transportarlo al emplazamiento donde se producirá el almacenamiento profundo.

3.2.2.1 Coste de inversión

Para el cálculo del coste de inversión se tomarán las consideraciones específicas siguientes:

- Periodo de construcción: 4 años [4]
- Tiempo de vida de la planta: 40 años [4]
- I_{se} (inversión inicial sin intereses): se tomará como valor el correspondiente a los datos referentes a Eurelectric (*Union of the Electricity Industry*), organización a nivel europeo, de la que forma parte España [4]:

	I_{se} [€/kWe]
Hulla térmica	1327
Hulla térmica con captura de carbono	2356

Tabla 3.4 Inversión inicial para centrales térmicas que utilizan hulla térmica como combustible

Teniendo en cuenta estas hipótesis, el coste de inversión asciende a **12,63 €/MWhe** en el caso de centrales de ciclo convencional que utilicen hulla, y a **22,61 €/MWhe** si éstas disponen de sistemas de captura de carbono.

3.2.2.2 Coste de desmantelamiento

El coste de desmantelamiento se tomará como el valor correspondiente a los datos referentes a Eurelectric [4], del mismo modo que para los costes de inversión. Con un interés del 5%, el coste de desmantelamiento publicado asciende a **0,05 €/MWhe** en el caso de centrales de ciclo convencional que utilicen hulla, y a **0,10 €/MWhe** si éstas disponen de sistemas de captura de carbono.

3.2.2.3 Coste del combustible

Las consideraciones específicas que se asumen para el cálculo del coste del combustible son:

- El rendimiento eléctrico global de los tres tipos de plantas se toma como el publicado por la IEA correspondiente a los países miembros de Eurelectric [4]:

	η [%]
Hulla térmica	45%
Hulla térmica con captura de carbono	39%

Tabla 3.5 Rendimiento de centrales térmicas que utilizan hulla térmica como combustible

- El precio de la hulla térmica nacional se considera constante e igual a 83,6 €/t, promedio de los precios del periodo entre enero de 2008 y septiembre de 2010 publicados por CARBUNION [11], mientras que el precio de la hulla térmica de importación se considera como la suma del API2 CIF ARA (se toma 90\$/t con el tipo de cambio 1,47 \$/€) y un coste de logística de 4,5 €/MWh (según aproximación de la Secretaría de Estado de Energía de 22 de octubre de 2010).
- El poder calorífico de la hulla nacional se encuentra entre 14,5 y 22,9 MJ/kg según la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 22 de octubre de 2010, por lo tanto se considera un valor dentro de este rango, 20 MJ/kg. Para la hulla de importación se toma el considerado por la Agencia Internacional de Energía (IEA) por definición [4], 25 MJ/kg.

De esta manera, el coste del combustible de las plantas que operan con hulla térmica de importación se calcula como indica la ecuación (Ec. 3.8).

$$C.Comb_{H.I.} = \left(\frac{90\$}{1t H.I.} \cdot \frac{1€}{1,47\$} + \frac{4,5€}{t} \right) \cdot \frac{1t}{10^3 kg} \cdot \frac{1 kg}{25 MJ} \cdot \frac{3600 MJ}{1 MWh} \cdot \frac{1 MWh}{0,45 MWhe} = 21,02 \frac{€}{MWhe}$$

(Ec. 3.8)

El de las plantas que operan con hulla nacional según indica la ecuación (Ec. 3.9):

$$C.Comb_{H.N.} = \frac{83,6€}{1t H.N.} \cdot \frac{1t}{10^3 kg} \cdot \frac{1 kg}{20 MJ} \cdot \frac{3600 MJ}{1 MWh} \cdot \frac{1 MWh}{0,45 MWhe} = 33,44 \frac{€}{MWhe}$$

(Ec. 3.9)

Y el de las que operan con hulla nacional pero disponen de sistemas de captura de carbono tal y como muestra la ecuación (Ec. 3.10).

$$C.Comb_{H.N. CC} = \frac{83,6 \text{ €}}{1 \text{ t H.N.}} \cdot \frac{1 \text{ t}}{10^3 \text{ kg}} \cdot \frac{1 \text{ kg}}{20 \text{ MJ}} \cdot \frac{3600 \text{ MJ}}{1 \text{ MWh}} \cdot \frac{1 \text{ MWh}}{0,39 \text{ MWhe}} = 38,58 \frac{\text{€}}{\text{MWhe}} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

De forma resumida, los costes del combustible en la generación de energía eléctrica a partir de carbón son **21,02 €/MWhe** para centrales térmicas que utilicen hulla de importación, **33,44 €/MWhe** si la hulla es de origen nacional, y **38,58 €/MWhe** cuando se trata de hulla autóctona y la planta dispone de sistemas de captura de carbono.

3.2.2.4 Coste del CO₂

Las consideraciones específicas para el cálculo del coste del CO₂ son:

- El contenido de carbono de la hulla térmica varía dependiendo del origen entre un 86 y un 98% en masa. Para la hulla de importación se toma un contenido en carbono del 92% en masa y para la hulla autóctona un 90%.
- Como contenido energético de ambos carbones se toma el ya mencionado anteriormente, 20 MJ/kg para la hulla nacional y 25 MJ/kg para la importada.
- Como rendimiento eléctrico global de los tres tipos de plantas se toma el mostrado en la Tabla 3.5.
- El rendimiento del proceso de captura de carbono, se considera del 90%, tal y como estima Endesa para la planta piloto de Compostilla II [12].

Con estas premisas, las emisiones de dióxido de carbono en el caso de uso de hulla de importación puede calcularse como:

$$\begin{aligned} (Emisión \text{ CO}_2)_{H.I.} &= \frac{1 \text{ kg antracita}}{25 \text{ MJ}} \cdot \frac{0,92 \text{ kg C}}{1 \text{ kg antracita}} \cdot \frac{1 \text{ kmol C}}{12 \text{ kg C}} \cdot \frac{1 \text{ kmol CO}_2}{1 \text{ kmol C}} \cdot \frac{44 \text{ kg CO}_2}{1 \text{ kmol CO}_2} \\ &\cdot \frac{1 \text{ t}}{10^3 \text{ kg}} \cdot \frac{3600 \text{ MJ}}{1 \text{ MWh}} \cdot \frac{1 \text{ MWh}}{0,45 \text{ MWhe}} \cdot \frac{10^3 \text{ MWhe}}{1 \text{ GWhe}} = 1079 \frac{\text{t CO}_2}{\text{GWhe}} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Teniendo en cuenta el coste del CO₂ introducido en las hipótesis de aplicación general, el coste del CO₂ para el caso de la generación de energía eléctrica a partir de hulla de importación asciende a 22,02 €/MWhe, tal y como muestra la ecuación (Ec. 3.12).

$$C.CO_2_{H.I.} = \frac{1079 \text{ t CO}_2}{\text{GWhe}} \cdot \frac{1 \text{ GWhe}}{10^3 \text{ MWhe}} \cdot \frac{13,76 \text{ €}}{\text{t CO}_2} = 22,02 \frac{\text{€}}{\text{MWhe}} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Operando del mismo modo, las emisiones de CO₂ en la generación a partir de hulla nacional suponen 1320 t CO₂/GWhe, tal y como puede comprobarse en la ecuación (Ec. 3.13).

$$\begin{aligned} (\text{Emisión CO}_2)_{H.N.} &= \frac{1 \text{ kg H.N.}}{20 \text{ MJ}} \cdot \frac{0,9 \text{ kg C}}{1 \text{ kg H.N.}} \cdot \frac{1 \text{ kmol C}}{12 \text{ kg C}} \cdot \frac{1 \text{ kmol CO}_2}{1 \text{ kmol C}} \cdot \frac{44 \text{ kg CO}_2}{1 \text{ kmol CO}_2} \\ &\cdot \frac{1 \text{ t}}{10^3 \text{ kg}} \cdot \frac{3600 \text{ MJ}}{1 \text{ MWh}} \cdot \frac{1 \text{ MWh}}{0,45 \text{ MWhe}} \cdot \frac{10^3 \text{ MWh}}{1 \text{ GWhe}} = 1320 \frac{\text{t CO}_2}{\text{GWhe}} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Por lo tanto, el coste asociado a las emisiones de CO₂ es de:

$$C.CO_2_{H.N.} = \frac{1320 \text{ t CO}_2}{\text{GWhe}} \cdot \frac{1 \text{ GWhe}}{10^3 \text{ MWhe}} \cdot \frac{13,76 \text{ €}}{\text{t CO}_2} = 18,16 \frac{\text{€}}{\text{MWhe}} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Por otro lado, cuando se dispone de sistemas de captura de carbono, las emisiones se ven fuertemente disminuidas, hasta 152,3 t CO₂/GWhe en el caso de hulla nacional tal y como indica la ecuación (Ec. 3.15).

$$\begin{aligned} (\text{Emisiones CO}_2)_{H.N.CC} &= \frac{1 \text{ kg H.N.}}{20 \text{ MJ}} \cdot \frac{0,9 \text{ kg C}}{1 \text{ kg H.N.}} \cdot \frac{1 \text{ kmol C}}{12 \text{ kg C}} \cdot \frac{1 \text{ kmol CO}_2}{1 \text{ kmol C}} \cdot \frac{44 \text{ kg CO}_2}{1 \text{ kmol CO}_2} \\ &\cdot \frac{1 \text{ t}}{10^3 \text{ kg}} \cdot \frac{3600 \text{ MJ}}{1 \text{ MWh}} \cdot \frac{1 \text{ MWh}}{0,39 \text{ MWhe}} \cdot \frac{10^3 \text{ MWh}}{1 \text{ GWhe}} \cdot \frac{0,1 \text{ t CO}_2 \text{ emitida}}{1 \text{ t CO}_2 \text{ producida}} = 152,3 \frac{\text{t CO}_2}{\text{GWhe}} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Considerando solamente la captura, y prescindiendo del coste de almacenamiento, el coste del CO₂ asciende a 2,10 €/MWhe (ver ecuación (Ec. 3.16)).

$$C.CO_2_{H.N.CC} = \frac{152,3 \text{ t CO}_2}{\text{GWhe}} \cdot \frac{1 \text{ GWhe}}{10^3 \text{ MWhe}} \cdot \frac{13,76 \text{ €}}{\text{t CO}_2} = 2,10 \frac{\text{€}}{\text{MWhe}} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

De esta manera, de forma resumida se tiene que el coste del CO₂ es **14,85 €/MWhe** si se usa hulla térmica de importación, **18,16 €/MWhe** si ésta es de origen nacional, y **2,10 €/MWhe** cuando además de tratarse de carbón autóctono, la planta dispone de sistemas de captura de carbono.

3.2.2.5 Coste de O&M

El coste de operación y mantenimiento se tomará como el valor correspondiente a los datos referentes a Eurelectric [4], **3,47 €/MWhe** para plantas que utilizan hulla térmica y **5,89 €/MWhe** si además disponen de sistemas de captura de carbono.

3.2.2.6 Coste total

Por lo tanto, los costes de generación de energía eléctrica son 52,03 €/MWh para la hulla de importación, 67,76 €/MWh para la hulla nacional y 69,07 €/MWh cuando además de hulla nacional, se dispone de sistemas de captura de carbono; y se distribuyen tal y como muestra la Figura 3.6.

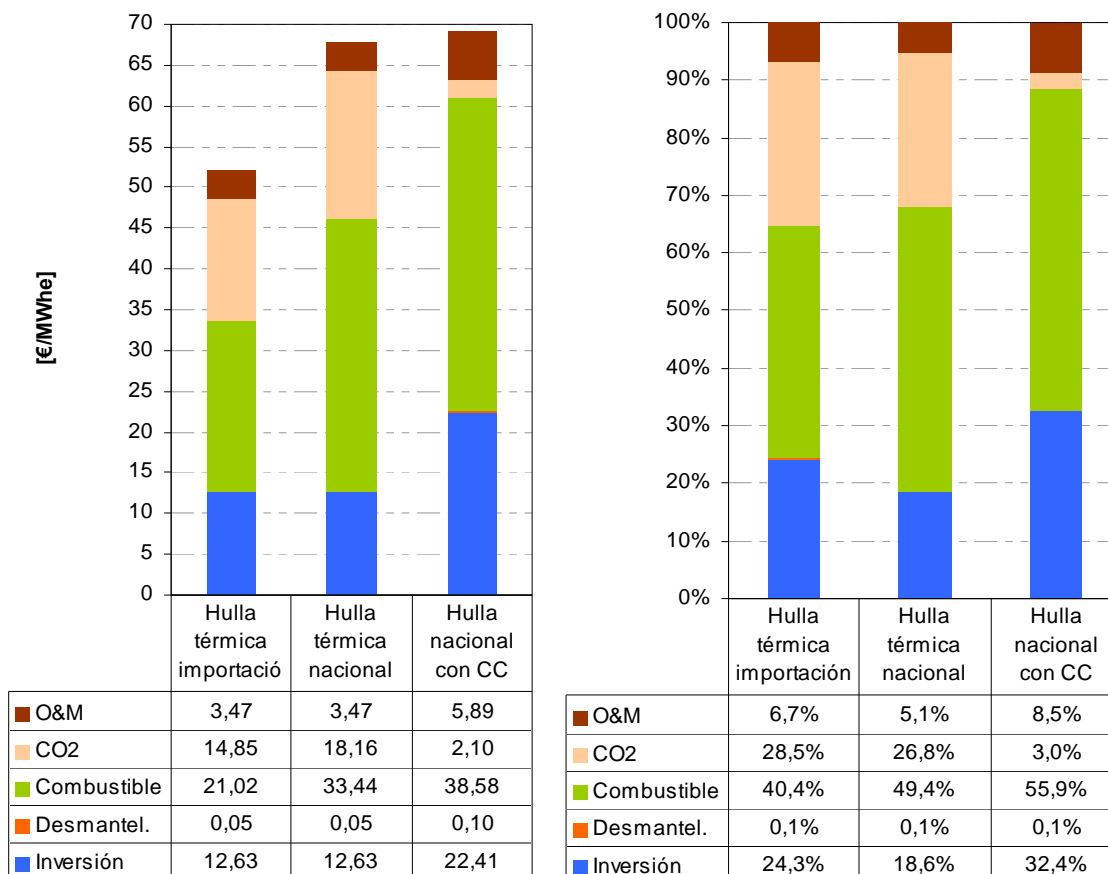


Figura 3.6 Distribución de los costes de generación eléctrica de una central térmica convencional a partir de hulla térmica de importación y nacional con y sin captura de carbono

Cuando la generación se realiza sin sistemas de captura de carbono, el coste del combustible representa el porcentaje más elevado, seguido por el coste del CO₂.

En el caso de las plantas que operan con sistemas de captura de carbono, los costes de inversión son casi el doble, en €/MWh, que en las plantas que no disponen de estos sistemas, porque se trata de una tecnología relativamente nueva. A su vez, hay que destacar que el porcentaje del coste del combustible es mayor en esta clase de plantas porque el rendimiento global todavía es inferior.

Estos dos aspectos permiten esperar que, cuando este tipo de tecnología alcance la madurez suficiente, el coste total de generación sea más competitivo y por lo tanto, pueda convertirse en una opción rentable no sólo a nivel ambiental (si se consideran un rendimiento y un coste de inversión iguales a los de las otras plantas, el coste total disminuiría hasta 53,86 €/MWh).

3.2.3 Central de ciclo combinado de gas natural

El gas natural se utiliza como combustible en la generación termoeléctrica utilizando tres tipos de tecnologías, los ciclos convencionales, los ciclos combinados y la cogeneración (ver Anexo B para el listado completo de centrales). En el sistema español, el 95% [8] de la potencia instalada de las centrales que operan con gas natural corresponde a los ciclos combinados, tal y como muestra la Figura 3.7; por esta razón, en este apartado se estimarán los costes de generación eléctrica a partir del gas natural, considerando que la tecnología usada es de ciclos combinados (CCGT).

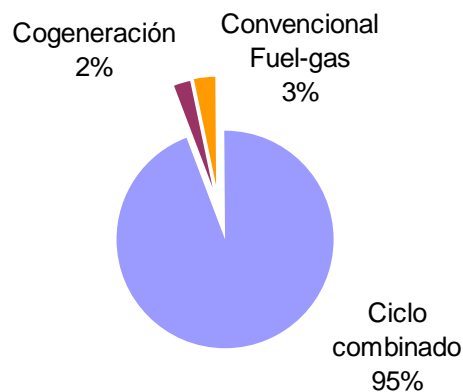


Figura 3.7 Distribución de la potencia instalada de las centrales térmicas que operan con gas natural como combustible principal [Fuente: MITYC [8] y elaboración propia]

En España, el gas natural consumido es, mayoritariamente, de importación. En 2009, las importaciones de gas natural desde Argelia constituyeron el 35,4% [13] del flujo total de importaciones; por lo tanto, se considerarán las propiedades del gas natural argelino.

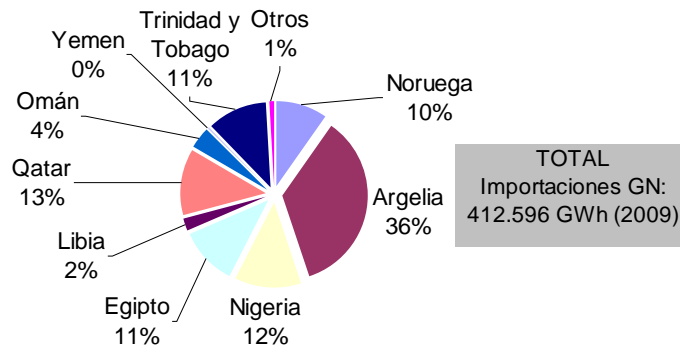


Figura 3.8 Origen del gas importado en 2009 [Fuente: CORES [13] y elaboración propia]

3.2.3.1 Coste de inversión

Para el cálculo del coste de inversión se tomarán las consideraciones específicas siguientes:

- Periodo de construcción: 2 años [4]
- Tiempo de vida de la planta: 30 años [4]
- I_{se} (inversión inicial sin intereses): se tomará como valor el correspondiente a los datos referentes a Eurelectric (*Union of the Electricity Industry*), organización a nivel europeo, de la que forma parte España, que asciende a 817 €/kWe [4]

Teniendo en cuenta estas hipótesis, el coste de inversión asciende a **7,87 €/MWhe**.

3.2.3.2 Coste de desmantelamiento

El coste de desmantelamiento se tomará como el valor correspondiente a los datos referentes a Eurelectric, del mismo modo que para los costes de inversión [4]. Con un interés del 5%, el coste de desmantelamiento publicado asciende a **0,06 €/MWhe**.

3.2.3.3 Coste del combustible

Las consideraciones específicas que se asumen para el cálculo del coste del combustible son:

- El rendimiento eléctrico global de los ciclos combinados se toma como 58% [4]
- El coste del gas natural se toma el publicado por la IEA para plantas que operen entre los años 2015 y 2085, 10,3 \$/MMBTU, con el tipo de cambio 1,47 \$/€ [4].

De esta manera, el coste del combustible de las plantas de ciclo combinado que operan con gas natural se calcula como indica la ecuación (Ec. 3.17) y asciende a **41,19 €/MWhe**.

$$C.Comb. = \frac{10,3\$}{1 \text{ MMBTU GN}} \cdot \frac{1 \text{ MMBTU}}{293,07 \text{ kWh}} \cdot \frac{10^3 \text{ kWh}}{1 \text{ MWh}} \cdot \frac{1 \text{ MWh}}{0,58 \text{ MWhe}} \cdot \frac{1 \text{ €}}{1,47 \$} = 41,19 \frac{\text{€}}{\text{MWhe}} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

3.2.3.4 Coste del CO₂

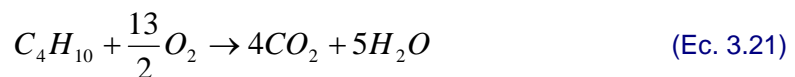
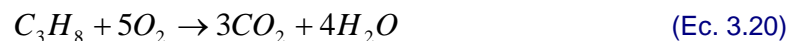
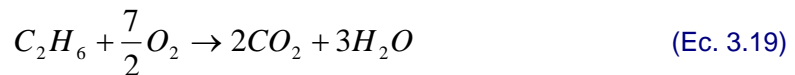
Las consideraciones específicas para el cálculo del coste del CO₂ son:

- La composición en volumen del gas natural de Argelia, según la publicación *Tecnología Energética y Medio Ambiente – I* [14], puede considerarse:

Composición GN Argelia	%vol
CH ₄	91,2%
C ₂ H ₆	6,5%
C ₃ H ₈	1,1%
C ₄ H ₁₀	0,2%
N ₂	1,0%

Tabla 3.6 Composición en volumen del gas natural procedente de Argelia

Por lo tanto, las reacciones de combustión que tienen lugar son las correspondientes a las ecuaciones de la (Ec. 3.18) a la (Ec. 3.21) y las emisiones de CO₂ las que se muestran en la Tabla 3.26.



	mol CO ₂ producido/mol GN
CH ₄	0,912
C ₂ H ₆	0,130
C ₃ H ₈	0,033
C ₄ H ₁₀	0,008
TOTAL	1,083

Tabla 3.7 Emisiones de CO₂ por mol de gas natural

- La Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 13 de marzo de 2006 por la que se regulan los protocolos de detalle de las normas de

gestión técnica del sistema gasista, establece entre las especificaciones de calidad del gas natural en los puntos de entrada del sistema gasista, que el poder calorífico superior en condiciones estándar (1 atm y 273,25 K) debe encontrarse entre 10,23 y 13,23 kWh/m³. Según esto, se considera que el PCS del gas natural es el valor medio del intervalo anterior, 11,73 kWh/m³, que equivale a 42,23 MJ/m³.

- Se considera el comportamiento del gas natural responde al modelo de gas ideal, según el cual, 1 mol a 1 atm y 0°C, ocupa un volumen de 22,41 litros.
- Como rendimiento eléctrico global de los ciclos combinados se toma 58% [4]

Con estas consideraciones, las emisiones de dióxido de carbono se puede calcular como muestra la ecuación (Ec. 3.22):

$$(Emisiones\ CO_2)_{GN} = \frac{1\ m^3\ GN}{42,23\ MJ} \cdot \frac{10^3\ dm^3}{1\ m^3} \cdot \frac{1\ mol}{22,4\ l} \cdot \frac{1,083\ mol\ CO_2}{1\ mol\ GN} \cdot \frac{44 \cdot 10^{-6}\ t\ CO_2}{1\ mol\ CO_2} \cdot \frac{3600\ MJ}{1\ MWh} \cdot \frac{1\ MWh}{0,58\ MWhe} \cdot \frac{10^3\ MWhe}{1\ GWhe} = 313\ \frac{t\ CO_2}{GWhe}$$

(Ec. 3.22)

De esta manera, considerando el precio del CO₂, el coste del carbono asociado se calcula tal y como muestra la ecuación siguiente (Ec. 3.23) y asciende a **4,30 €/MWhe**.

$$C.CO_2_{GN} = 313\ \frac{t\ CO_2}{GWhe} \cdot \frac{1\ GWhe}{10^3\ MWhe} \cdot \frac{13,76\ €}{t\ CO_2} = 4,30\ \frac{€}{MWhe}$$

(Ec. 3.23)

3.2.3.5 Coste de O&M

El coste de operación y mantenimiento se tomará como el valor correspondiente a los datos referentes a Eurelectric [4] (ver Tabla 3.28), del mismo modo que para los costes de inversión; en este caso asciende a **2,67 €/MWhe**.

3.2.3.6 Coste total

Por lo tanto, los costes de generación eléctrica a partir del gas natural ascienden a 56,10 €/MWhe y se distribuyen según indica la Figura 3.6.

En las plantas térmicas con ciclos combinados que operan a partir de gas natural, el coste del combustible representa más de dos tercios del coste total de generación; este hecho hace que las plantas sean muy susceptibles a las variaciones en el precio del gas natural.

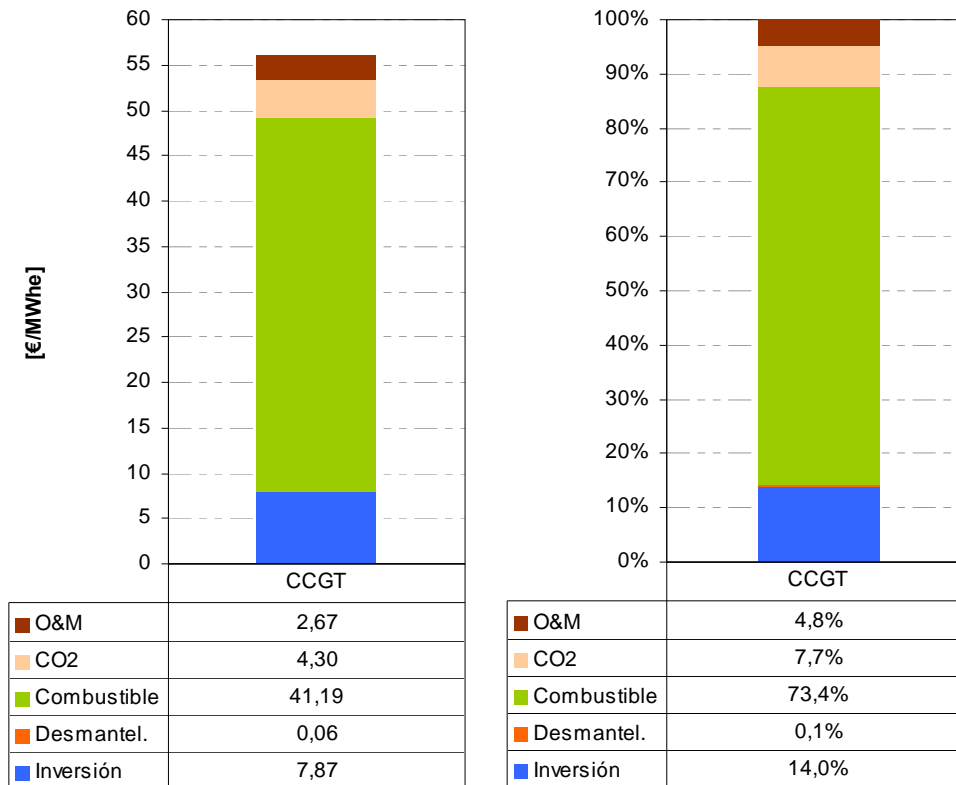


Figura 3.9 Distribución de los costes de generación eléctrica de una central térmica de ciclo combinado que opera con gas natural

En las hipótesis se ha considerado que el precio de gas natural era de 10,3 \$/MMBTU; si en lugar de tomar este precio, se toma el promedio de los precios spot Henry Hub del primer semestre de 2010, es decir, 4,73 \$/MMBTU, y se mantienen fijas el resto de variables, el precio total de generación desciende a 35,84 €/MWh (ver Tabla 3.8), pero el porcentaje del coste del combustible sigue siendo el más elevado en comparación al resto.

Coste	€/MWh	Distribución
Inversión	7,87	21,9%
Desmantelam	0,06	0,2%
Combustible	20,94	58,4%
CO ₂	4,30	12,0%
O&M	2,67	7,5%
TOTAL	35,84	

Tabla 3.8 Distribución de los costes de generación eléctrica de un CCGT de gas natural

3.3 Energías renovables

El relativo corto periodo de implantación de las energías renovables en España, junto al hecho que el fomento de las energías renovables se realice mediante incentivos económicos favorece la escasa publicación de datos respecto al coste de generación de las energías renovables.

A diferencia de lo que ocurre con las energías no renovables, los costes de las renovables no dependen de los mercados energéticos internacionales, por lo tanto, no se pueden utilizar las curvas de previsión de cotizaciones futuras para estimar cuál será la evolución del coste de generación.

Si existieran publicaciones periódicas de los costes de generación y las características tecnológicas, podrían realizarse modelos cuantitativos de las curvas de aprendizaje de cada tecnología (en el Anexo C se muestra una curva cualitativa) y así prever la evolución de los costes de generación. Sin embargo, la falta de publicaciones al respecto hace que esto no sea posible.

Del mismo modo que para las energías no renovables, en los siguientes apartados se estima el coste de generación de la energía eléctrica a nivel de planta, por lo que no se consideran los costes de desvíos ni los complementos retributivos.

En el Anexo C se muestran los costes publicados, así como las consideraciones tenidas en cuenta para escoger la fuente de datos a utilizar.

Las energías renovables seleccionadas para la estimación de costes son las denominadas por el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España (2000-2001) como energías renovables de generación eléctrica, ya que son las más representativas entre las renovables instaladas en España; éstas son la eólica (se escoge la terrestre por ser más representativa), la hidráulica y la solar fotovoltaica. Las hipótesis generales que se usan para estas tecnologías son:

- Se considera un tipo de interés constante e igual al 5%
- Para el cálculo del coste de inversión se considera un tipo de préstamo con periodo de carencia sin pago de intereses igual al tiempo de construcción, y un periodo de retorno igual a la vida de la planta.

3.3.1 Tecnología eólica terrestre

Teniendo en cuenta los datos publicados por la CNE [15], mostrados en el Anexo C, y considerando las hipótesis específicas siguientes:

- Inversión inicial: 1206 €/kWe [15]
- Costes de operación y mantenimiento: 17,36 €/MWh [15]
- Factor de operación: 26% [15], equivalente a 2300 horas de funcionamiento anuales a plena carga
- Vida de planta: 20 años [15]
- Periodo de construcción: 1 año [4]

El coste total asciende a 61,54 €/MWh, y se obtiene la distribución de costes que se reproduce a continuación, en la Figura 3.10, conforme al Anexo C.

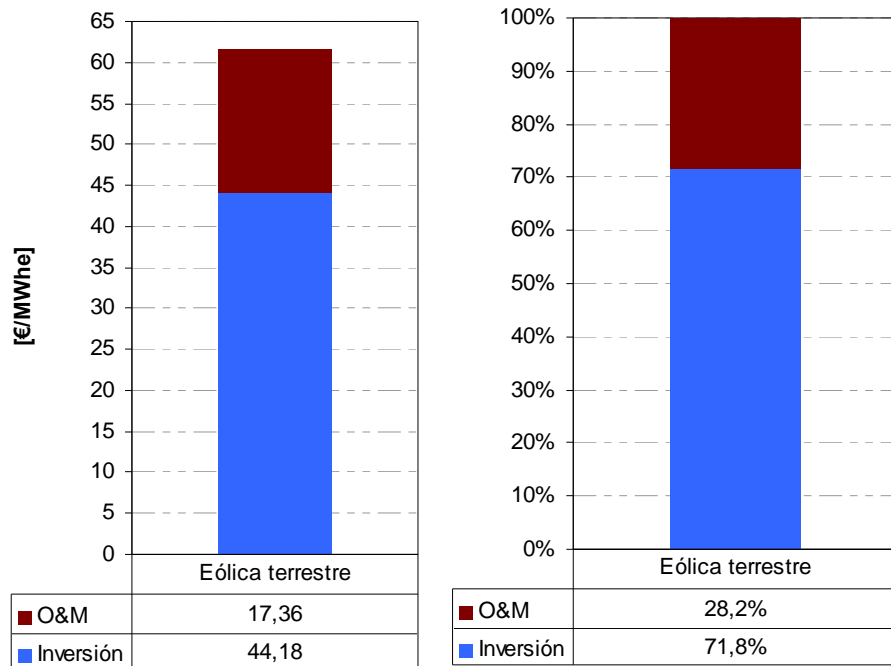


Figura 3.10 Distribución de los costes de generación eléctrica de la energía eólica terrestre

La falta de datos de costes de desmantelamiento, hace que los costes totales se repartan entre el coste de inversión, que con las hipótesis realizadas, alcanza casi el 72% del coste total, y el coste de operación y mantenimiento. Se espera, por lo tanto, que al contabilizar los costes de desmantelamiento, el coste total unitario (€/MWh) sea algo superior a los 61,54 €/MWh; si se consideran, por ejemplo, los costes de desmantelamiento como 0,58 €/MWh

[4], entonces el coste total asciende a 62,12 €/MWh; lo que supondría que los costes de desmantelamiento constituirían menos del 1% del coste total.

3.3.2 Tecnología hidroeléctrica

Teniendo en cuenta las consideraciones del Anexo C y considerando las hipótesis específicas siguientes:

- Inversión inicial: 1455 €/kWe [15]
- Costes de operación y mantenimiento: 12,29 €/MWh [15]
- Factor de operación: 33% [15], equivalente a 2900 h/año de funcionamiento
- Vida de planta: 25 años [15]
- Periodo de construcción: 3 años [4]

El coste total asciende a 53,50 €/MWh y se obtiene la distribución de costes que se reproduce en la Figura 3.11, conforme a los datos de la CNE [15] y el Anexo C.

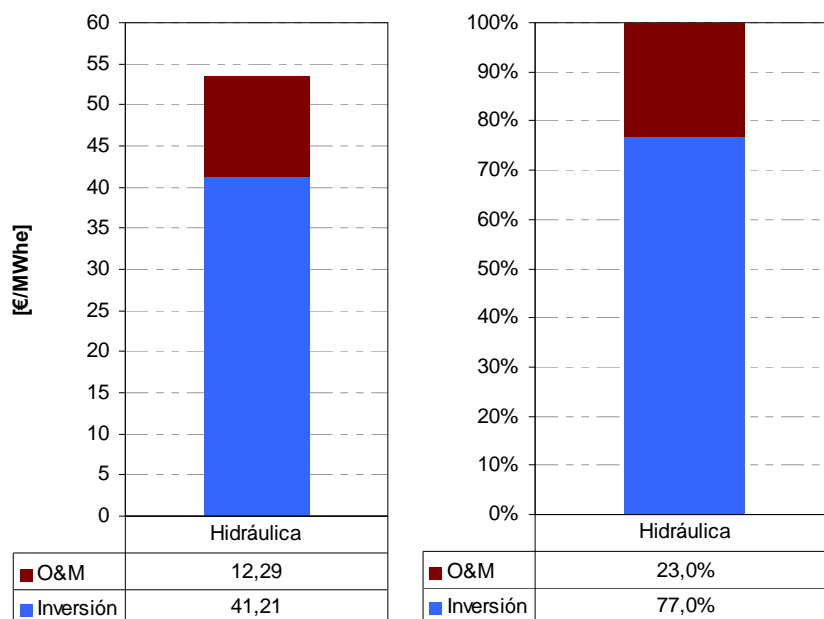


Figura 3.11 Distribución de los costes de generación eléctrica de la tecnología hidroeléctrica

Del mismo modo que en el caso anterior, la falta de datos de costes de desmantelamiento, hace que se espere un coste total unitario de generación (€/MWh) algo superior a los 53,50 €/MWh. Prescindiendo de los costes de desmantelamiento, los costes totales se distribuyen, bajo las hipótesis realizadas, un 77% en el coste de inversión y el resto en los costes de operación y mantenimiento.

3.3.3 Tecnología solar fotovoltaica

Tal y como se indica en el Anexo C, no existen datos de publicación reciente representativos de la tecnología solar fotovoltaica fija instalada en España. A falta de esta información, y desestimando el uso de datos referentes a otros países por la falta de similitud con el sistema español, se consideran los datos publicados por la CNE en 2007 [16], tras su comparación con la tarifa regulada vigente y la propuesta por la CNE para 2012.

Teniendo en cuenta los costes de la CNE [16], indicados en el Anexo C, y considerando las hipótesis específicas siguientes:

- Inversión inicial: 6853 €/kWe [16]
- Costes de operación y mantenimiento: 44,94 €/MWh [16]
- Factor de operación: 16% [16], equivalentes a 1358 h/año de funcionamiento
- Vida de planta: 25 años [16]
- Periodo de construcción: 1 años [4]

El coste total asciende a 420,90 €/MWh, y se obtiene la distribución de costes que se reproduce a continuación, en la Figura 3.12, conforme a los datos de la CNE [16] y el contenido del Anexo C:

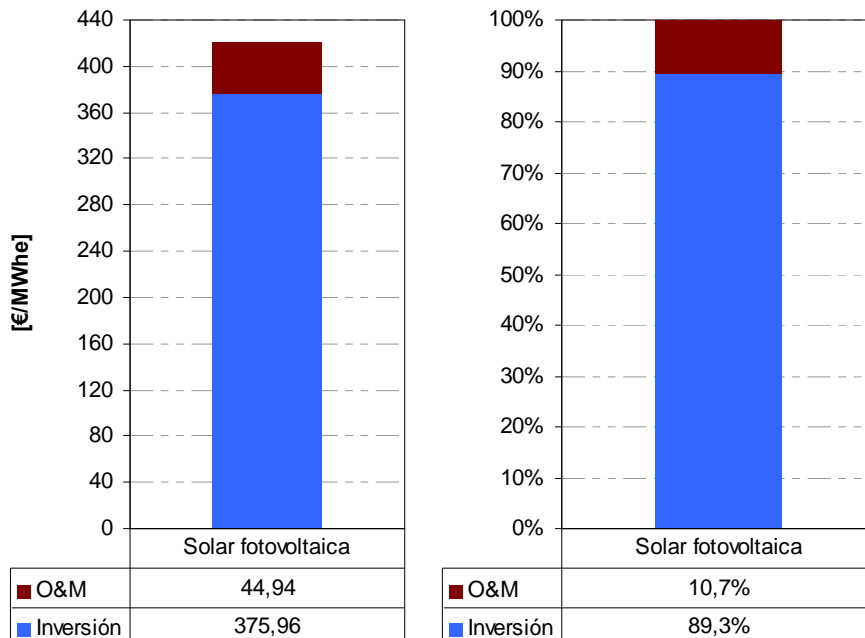


Figura 3.12 Distribución de los costes de generación eléctrica de la tecnología solar fotovoltaica fija

En el caso considerado, los costes de operación y mantenimiento representan un bajo valor relativo, no llegan a alcanzar el 11%, sin embargo, su coste unitario es muy elevado, casi 45 €/MWh. Este valor junto a los elevados costes de inversión hacen que esta tecnología sea una de las más caras en generación. En el Anexo C se muestra la curva de aprendizaje de la tecnología solar fotovoltaica, ésta permite esperar que los costes de generación decrezcan de forma considerable con la madurez tecnológica.

A pesar de no disponer de los costes de desmantelamiento, si se considera que en España son del mismo orden que la media de Eurelectric, 1,61 €/MWh [4] (ver Anexo C), los costes de desmantelamiento no serían significativos, ya que representarían menos del 0,5% del coste total.

3.4 Comparación de costes por tecnología

Estimados los costes de generación de cada tecnología, es posible comparar los costes acumulados (Figura 3.13) así como su distribución (Figura 3.14).

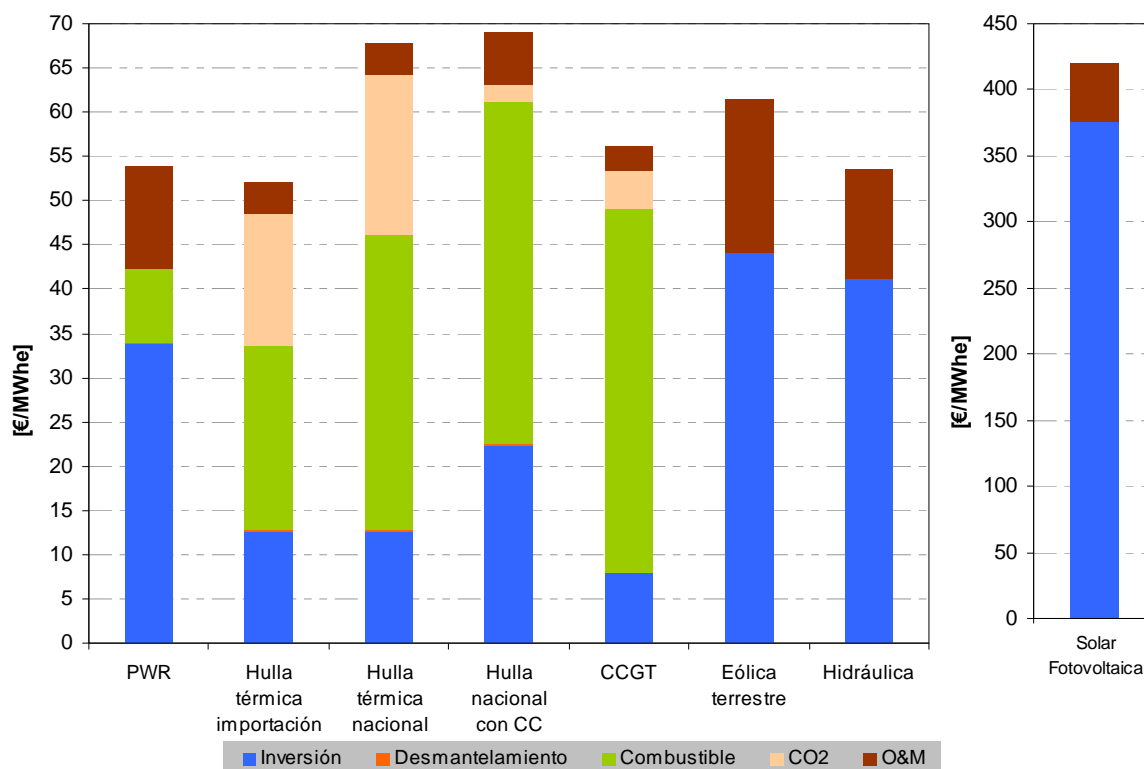


Figura 3.13 Comparación del coste acumulado de generación de energía eléctrica según el tipo de tecnología

Desde el punto de vista económico, el coste total de generación a partir de hulla de importación con ciclos convencionales es la más conveniente, ya que permite producir energía eléctrica con los menores costes; sin embargo, hay que contemplar los resultados desde otros puntos de vista, como el ambiental o legislativo y el tecnológico. Esta tecnología tiene como costes mayoritarios el combustible seguido del carbono, lo que supone que las fluctuaciones en los mercados del carbón o posibles modificaciones en la legislación, como la derivada del protocolo de Kyoto o el reciente real decreto del carbón aprobado (RD 1221/2010, ver Anexo E), pueden hacer que su viabilidad se vea fuertemente descompensada aunque los costes de generación no se vean directamente afectados.

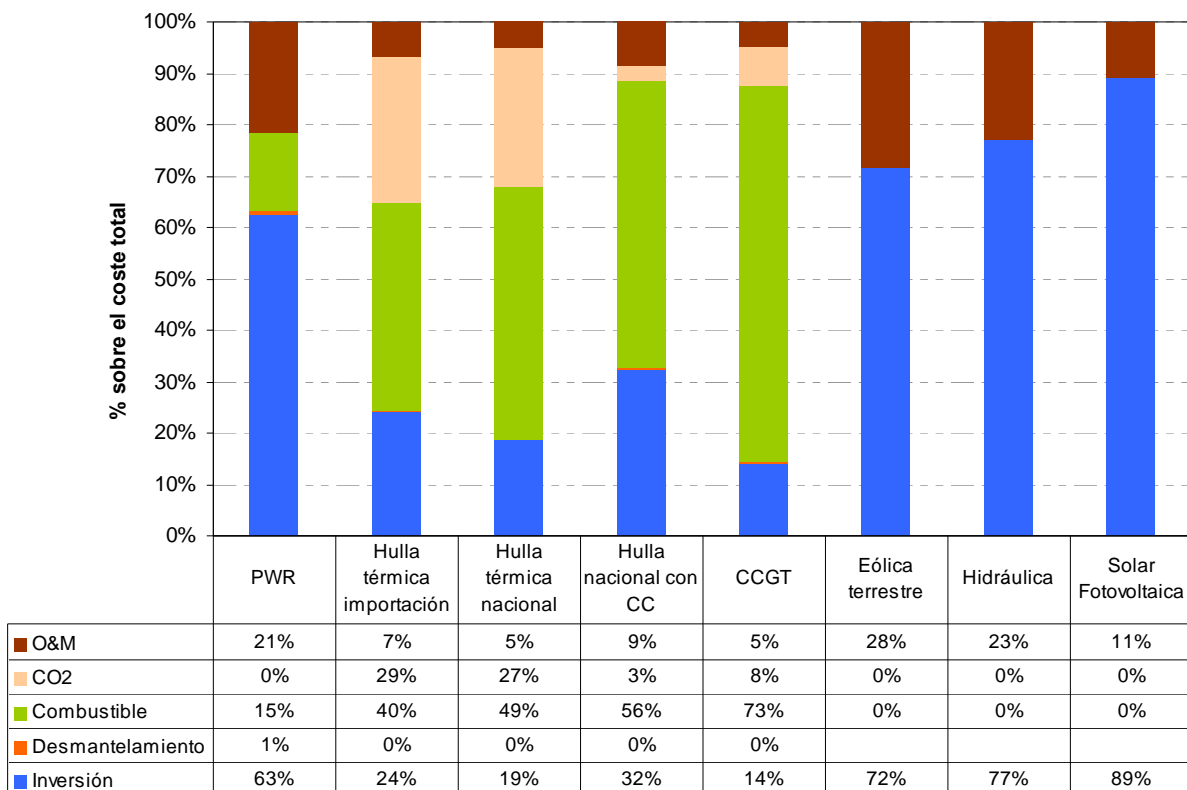


Figura 3.14 Comparación de la proporción de cada tipo de coste en el coste total de generación de energía eléctrica según el tipo de tecnología

Por el contrario, la tecnología con mayor coste de generación es la solar fotovoltaica, con costes de generación muy superiores a los del resto de tecnologías, del orden del 600% superior al coste medio de generación del resto de tecnologías, probablemente por la falta de conocimiento y madurez tecnológicas ya comentadas. Siguiendo a ésta, de lejos, se encuentran los ciclos convencionales que usan hulla nacional, la tecnología eólica y los ciclos combinados de gas natural. A pesar de los costes de generación, si se tiene en

cuenta el aspecto tecnológico, los ciclos combinados se hacen imprescindibles por su facilidad de puesta en marcha cuando la demanda así lo requiere, los precios de las térmicas que utilizan carbón autóctono no fluctúan con los mercados internacionales, y las dos tecnologías renovables favorecen la independencia energética del país, a la vez que sus costes se mantienen constantes a pesar de las variaciones en las cotizaciones internacionales de los combustibles.

Los resultados permiten afirmar que las tecnologías más intensivas en cuanto a capital son las energías renovables. En contraposición, la generación a partir del gas natural es la que disfruta de un coste de inversión más bajo en comparación al resto de tecnologías evaluadas; este hecho, junto al reducido coste de operación y mantenimiento, la relativa facilidad de puesta en marcha y el corto periodo de construcción hacen de este tipo de generación una alternativa atractiva para mercados competitivos de gas natural. Sin embargo, la elevada dependencia del coste del combustible (73% del coste total) implica que este tipo de planta sea muy susceptible a las fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del gas natural.

De forma global, a parte de las energías renovables, las centrales nucleares son las que presentan un menor porcentaje del coste de combustible, por lo tanto, las variaciones en los mercados energéticos internacionales no tendrán tanta repercusión en el coste total de generación, lo que hará que pueda mantenerse más estable que en el resto de plantas.

Las variaciones en las cotizaciones del precio del CO₂ afectarían de forma significativa a la generación a partir de carbón sin sistemas de captura de carbono, ya que representa el 29% del coste total en el caso de la hulla de importación y el 27% en la nacional; y en menor medida, a la generación con sistemas de captura de CO₂, y a los ciclos combinados de gas natural, en los que el coste del CO₂ representa el 3% y el 8% del coste total, respectivamente.

En cuanto al coste de desmantelamiento, pese a que en las energías no renovables no representa un factor clave en los costes de generación, cabe destacar que en el caso de las nucleares, el porcentaje respecto al coste total se encuentra entre 3 y 6 veces por encima del valor alcanzado por el resto de tecnologías. Respecto al coste de desmantelamiento de las energías renovables, a falta de datos publicados, no se puede establecer una comparación.

En relación al coste de operación y mantenimiento es interesante analizar los resultados desde el punto de vista de los costes unitarios absolutos, en el que la solar fotovoltaica es la que presenta un mayor coste (45 €/MWh, aproximadamente), seguida, de lejos, por la eólica (17,36 €/MWh), la hidráulica (12,29 €/MWh) y la nuclear (11,54 €/MWh). Desde el punto de vista relativo, en %, la eólica terrestre encabeza los costes de O&M (28%), seguida de la hidráulica (23%) y la nuclear (21%), mientras que el resto de tecnologías se sitúan en porcentajes inferiores al 12%.

Cabe mencionar, por último, que la estimación de los costes de generación no es suficiente para determinar cuál es la tecnología de generación óptima, ya que los criterios de decisión no deberían ser solamente de carácter económico, hay que considerar el marco legislativo así como el tecnológico. Sin embargo, estos resultados sí que serían válidos para realizar una estimación del coste unitario de generación eléctrica en el sistema peninsular, tal y como se indica en el capítulo 5.

4 MERCADO IBÉRICO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1 Entidades gestoras del sector eléctrico

En el correcto funcionamiento del sector eléctrico español intervienen **3 entidades** fundamentales, la Comisión Nacional de Energía (CNE) que actúa como árbitro y vela por la competencia en los sistemas energéticos, el Operador de Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (OMEL) que ejecuta la gestión económica del mercado de compra y venta de electricidad, y Red Eléctrica de España (REE), que como gestor técnico, tiene el papel de transportista en exclusividad.

En el Anexo D.1 se puede encontrar información más detallada acerca de las funciones específicas de cada uno de estos organismos.

4.2 Agentes del mercado eléctrico

Los agentes de mercado son los sujetos de mercado habilitados para actuar en el mercado eléctrico como vendedores y compradores de electricidad; éstos pueden ser:

- Productores de energía eléctrica (en régimen ordinario o especial): la producción se ejerce en libre competencia
- Comercializadores: la comercialización se ejerce en libre competencia. Adquieren energía eléctrica directamente a empresas vendedoras extranjeras o a productores nacionales, y la venden a consumidores, comercializadores, o en los mercados diarios e intradiarios
- Distribuidores de energía eléctrica: la distribución se ejerce en régimen regulado. Entre otras, sus funciones son la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo, y la venta de electricidad a los consumidores que optan por la Tarifa de Último Recurso
- Consumidores que ejecuten el derecho de compra en el mercado eléctrico
- Agentes externos
- Representantes directos o indirectos

En el Anexo D.2 puede encontrarse una descripción más exhaustiva sobre los agentes del mercado eléctrico.

4.3 MIBEL: Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica

En Octubre de 2004 se firmó el Convenio Internacional Relativo a la Constitución de un Mercado Ibérico de la energía eléctrica entre España y la República Portuguesa, acuerdo de cooperación entre ambos países con el fin de crear un mercado de la electricidad común.

En el artículo I, se define el Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL) como el formado por el conjunto de mercados organizados y no organizados (contratos bilaterales) en los que se realizan transacciones o contratos de energía eléctrica y en los que se negocian instrumentos financieros que toman como referencia dicha energía.

A su vez, en el artículo IV se marca la necesidad de crear la figura del Operador del Mercado Ibérico (OMI), para asumir las funciones del Operador del Mercado Ibérico Polo Portugués (OMIP) y del Operador del Mercado Ibérico Polo Español (OMIE). Sin embargo, mientras no existe el OMI, el OMIP actuará como sociedad rectora del mercado a plazo, y OMIE (actual OMEL) como sociedad rectora de los mercados diario e intradiario.

En el mismo convenio se indica, en el artículo X, que las entidades de supervisión del MIBEL en España son la Comisión Nacional de la Energía (CNE) y la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), y en Portugal, la Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos (ERSE) y la Comisión de los Mercados de Valores Mobiliarios (CMVM).

En el artículo 6, se diferencia entre los mercados del MIBEL organizados y los no organizados. Estos últimos corresponden a los contratos bilaterales entre los sujetos del mercado, con liquidación o bien física o bien por diferencias; mientras que los organizados pueden ser de 3 tipos:

- Mercados diarios: son aquellos que incluyen transacciones de energía con entrega para el día siguiente de la contratación, cuya liquidación será por entrega física.
- Mercados intradiarios: mercados de ajuste, cuya liquidación será por entrega física.
- Mercados a plazos: son aquellos que incluyen transacciones referidas a bloques de energía con entrega posterior al día siguiente de la contratación. La liquidación podrá ser en este caso tanto por entrega física como por diferencias.
- Mercado de servicios de ajuste del sistema: son aquellos que permiten la resolución de restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de los desvíos.

4.3.1 Mercados organizados

En los mercados organizados no se produce la contratación bilateral entre agentes, sino que éstos lo hacen a través de una cámara de compensación.

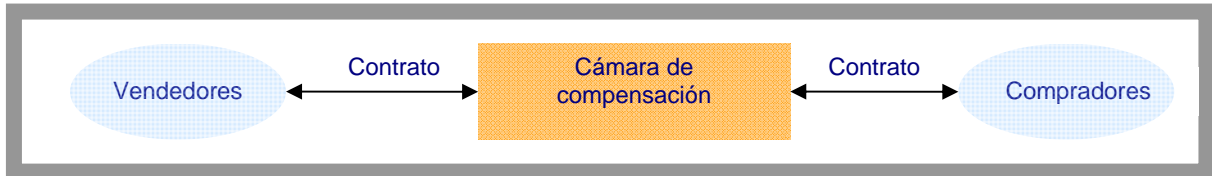


Figura 4.1 Esquema general de los mercados organizados

Los mercados organizados pueden ser de dos tipos, en función del periodo de entrega de los bienes contratados, mercado spot o mercado a plazo.

4.3.1.1 Mercado spot

Un mercado spot es aquel en que la entrega y el pago de los bienes contratados se realizan en menos de tres días tras la fecha de contratación.

La compra y venta de energía eléctrica en el mercado spot se realiza a través de la presentación de ofertas de compra o venta, que constituyen una declaración formal de compra o venta. En el caso que se trate de un comprador, se compromete a adquirir la energía declarada en la oferta siempre que el precio marginal sea inferior o igual al precio de la oferta; en el caso que se trate de un vendedor, éste se compromete a vender la energía declarada en la oferta siempre que el precio marginal sea superior o igual al de la oferta.

Los procesos que integra el mercado son el mercado diario, el mercado intradiario y los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos.

4.3.1.1.1 Mercado Diario

En el mercado diario se realizan la mayor parte de las transacciones. En éste participan como agentes vendedores todas las unidades de producción disponibles con la capacidad no vinculada a contratos bilaterales, y los agentes externos vendedores; y como demandantes de energía eléctrica intervienen los distribuidores, comercializadores, clientes cualificados y agentes externos compradores.

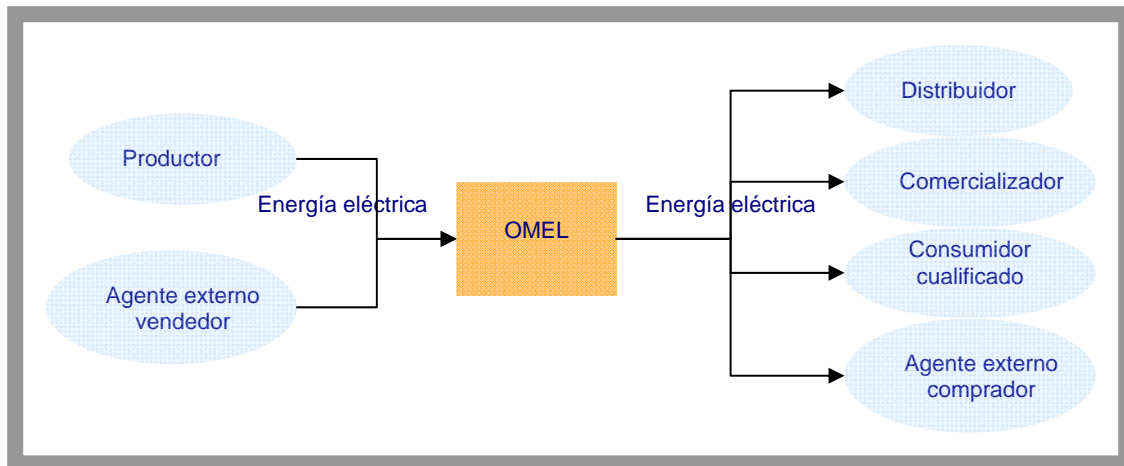


Figura 4.2 Flujos de energía eléctrica en el mercado diario OMEL

En el Anexo D.3 se explica qué tipos de ofertas de venta y compra pueden existir en función de si incorporan alguna condición técnica o económica específica para su ejecución.

Los procesos que tienen lugar hasta determinar el precio de la energía eléctrica son los que se indican en los subapartados siguientes.

4.3.1.1.1 Proceso de casación

El operador de mercado realiza la casación de ofertas de compra y venta, recibidas antes de las 10.00 horas del día, tras la adición de las energías de los contratos bilaterales internacionales, según el método de casación simple o compleja, según corresponda. Esto permite obtener para cada periodo horario de programación el precio marginal así como la energía casada para cada unidad de producción y adquisición (necesaria para cubrir la demanda de electricidad).

Tras el programa resultante de la casación, el Operador del Sistema publica a las 12.00 la primera solución final provisional, denominada **Programa Base de Funcionamiento**, que consiste en el programa diario, desglosado por horas, de las diferentes unidades de programación de venta y compra de electricidad. En el Anexo D.3 existe información más detallada acerca del proceso de casación.

4.3.1.1.2 Proceso de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro

El proceso de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro se realiza a partir del Programa Base de Funcionamiento. Este proceso se define, según el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, como el procedimiento que supone la retirada de una cierta

producción de energía casada en el mercado diario y la sustitución de ésta por la producción de otras centrales que utilizan carbón autóctono como combustible. El Anexo E muestra con mayor detalle el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Esta medida se considera de carácter transitorio hasta el 31 de diciembre de 2014, tal y como regula el Real Decreto 1221/2010, o bien hasta que el MITYC considere que el mercado de producción permite la viabilidad económica a medio plazo del carbón autóctono.

4.3.1.1.1.3 Proceso de Resolución de Restricciones Técnicas

El Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, considera como restricciones técnicas aquellas circunstancias o incidencias derivadas de la situación de la red de transporte o del sistema, que puedan afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad, y por ello, requieran la modificación de los programas.

En el Anexo D.3 se puede encontrar información detallada respecto a los procesos de resolución de restricciones técnicas, así como ejemplos.

4.3.1.1.2 Mercado de servicios complementarios

El mercado de servicios complementarios permite que la producción se adapte a la demanda real, o a los desvíos de la producción posteriores al último mercado intradiario. REE gestiona los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos, mediante subastas entre unidades de producción. Existen 2 tipos de servicios complementarios, la regulación secundaria y la terciaria, cuya descripción puede hallarse en el Anexo D.3.

La resolución de las restricciones por garantía de suministro, de las restricciones técnicas y el resultado del mercado de servicios complementarios constituyen el **Programa Diario Viable**.

4.3.1.1.3 Mercado Intradía

El mercado intradiario es un mercado que tiene como objetivo equilibrar los desajustes entre la oferta y la demanda, que puedan producirse posteriormente a la fijación del Programa Diario Viable.

Al mercado intradiario pueden acudir como demandantes y oferentes los productores, distribuidores, comercializadores, clientes cualificados y agentes externos que hayan

participado en la correspondiente sesión del mercado diario o bien hayan realizado un contrato bilateral. Éste se estructura en 6 sesiones repartidas a lo largo del día, de menor duración a medida que avanza el día; los horarios detallados de éstas pueden encontrarse en el Anexo D.3.

La unión de las transacciones realizadas como consecuencia del Programa Diario Viable y de la casación del mercado intradiario constituye la **Programación Horaria Final**.

4.3.1.1.4 Precio final de la electricidad adquirida en el mercado spot

El precio final medio (PFM_h) de la energía eléctrica adquirida en el mercado está formado por varios términos tal y como muestra la ecuación (Ec. 4.1).

$$PFM_h = PMD_h + PMID_h + Rest_h + OS_h + GP_h \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Estos términos son:

- Precio de casación del mercado diario (PMD_h): es el precio resultado del proceso de casación del mercado diario
- Precio de casación del mercado intradiario ($PMID_h$): es el precio resultado del proceso de casación del mercado intradiario, en el Anexo D.3 se indica la expresión de cálculo del mismo.
- Coste de solución de las restricciones técnicas ($Rest_h$): solución de las limitaciones debidas a la red de transporte o al sistema. Esto implica que el operador del sistema puede sustituir ofertas que han resultado casadas por otras no casadas, para resolver las posibles restricciones técnicas y así asegurar el equilibrio entre generación y demanda. A las ofertas retiradas, se les anula su retribución, y a las introducidas se les retribuye a su precio de oferta (superior al de casación). En el Anexo D.3 se indica la expresión de cálculo del mismo.
- Coste de los procesos de operación del sistema (OS_h): servicios complementarios que permiten regulación secundaria y terciaria, control de tensión y reposición del servicio. En el Anexo D.3 se muestra la expresión de cálculo del mismo.
- Coste de garantía de potencia (GP_h) o pago de capacidad: supone una señal económica para asegurar la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, para conseguir un nivel de suministro adecuado. Es un coste regulado por Real Decreto. En el Anexo D.3 se muestra cómo calcularlo.

Tras la aprobación del Real Decreto 1221/2010, a estos costes, hay que añadir los costes del proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Adicionalmente, cuando la energía es consumida por el consumidor final, el precio de la energía eléctrica comprende además:

- Pérdidas_i: porcentaje aplicado para cubrir el coste de los desvíos entre la energía medida y la programada, es un porcentaje regulado por Real Decreto, que depende del tipo de grupo de acceso y del periodo tarifario
- Peajes de acceso (ATR_i): peajes de acceso del periodo i, es un pago regulado que se establece por la disponibilidad de acceso a las redes y el uso de las mismas. La definición, estructura y costes que implican se encuentran detallados en el Anexo F.
- Impuestos: las compras de electricidad están sujetas a las tasas siguientes:
 - o Cuota de moratoria nuclear: porcentaje establecido en el real decreto de tarifas, en la actualidad 3,04%, a pagar por los comercializadores y los consumidores cualificados
 - o Impuesto municipal (IM): corresponde a un 1,5% sobre el precio de la energía, contabilizadas las pérdidas y la cuota de moratoria nuclear.
 - o Impuesto especial sobre la electricidad: producto del coste de la energía adquirida por un coeficiente (bi=5,113%) y el tipo impositivo correspondiente (iee=4,864%), definidos en la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, y modificados en el Capítulo IX del Título I de la Ley de Impuestos Especiales.

$$IE = (1 + bi)iee \quad (\text{Ec. 4.2})$$

- o Impuesto sobre el valor añadido (IVA): producto del coste total de la energía por el IVA vigente (16% hasta junio de 2010, 18% a partir de entonces).

Por lo tanto, el precio final de la energía eléctrica consumida (€/MWh) se calcula como establece la ecuación (Ec. 4.3).

$$\text{Precio final} = \left[\left[PFM_h \cdot (1 + \text{Pérdidas}_i) \right] (1 + MN) (1 + IM) + ATR_i \right] (1 + IE) (1 + IVA) \quad (\text{Ec. 4.3})$$

4.3.1.2 Mercado a plazo

Un mercado a plazo es aquel en que se venden y compran bienes con entrega futura a un precio decidido en el momento del acuerdo.

En el mercado a plazo de electricidad se negocian contratos de futuro, es decir, se compran y venden productos energéticos con entrega posterior a la fecha de transacción. Existen varios mecanismos para la adquisición y venta de energía con estas características:

- A través del mercado a plazo de electricidad, OMIP: mercado parecido al diario OMEL, pero con entrega a futuro
- A través de subastas: con la participación en las subastas de Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso (CESUR) o en las interrumpidas subastas de Emisiones Primarias de Energía (EPEs).

4.3.1.2.1 Mercado a plazo de electricidad (OMIP)

En el mercado OMIP se negocian contratos de futuro. Hay que destacar que los contratos del mercado OMIP no son contratos forward porque las ganancias y pérdidas resultantes de las fluctuaciones de precios, durante la negociación, son liquidadas diariamente, mecanismo denominado *mark-to-market*.

A pesar que el Acuerdo MIBEL define una actividad transfronteriza, el mercado a plazo está sujeto a la ley y jurisdicción portuguesas.

Las negociaciones llevadas a cabo en el OMIP son de carácter anónimo, es decir, los participantes no tienen acceso a la identidad de los agentes compradores y vendedores; sin embargo, se trata de un mercado dotado de transparencia ya que todas las órdenes de compra y venta son públicas para los participantes, por lo tanto, éstos pueden aprovecharse de los desequilibrios entre la oferta y la demanda en cada producto. En la Figura 4.3 se muestran los flujos existentes en el mercado a plazo.

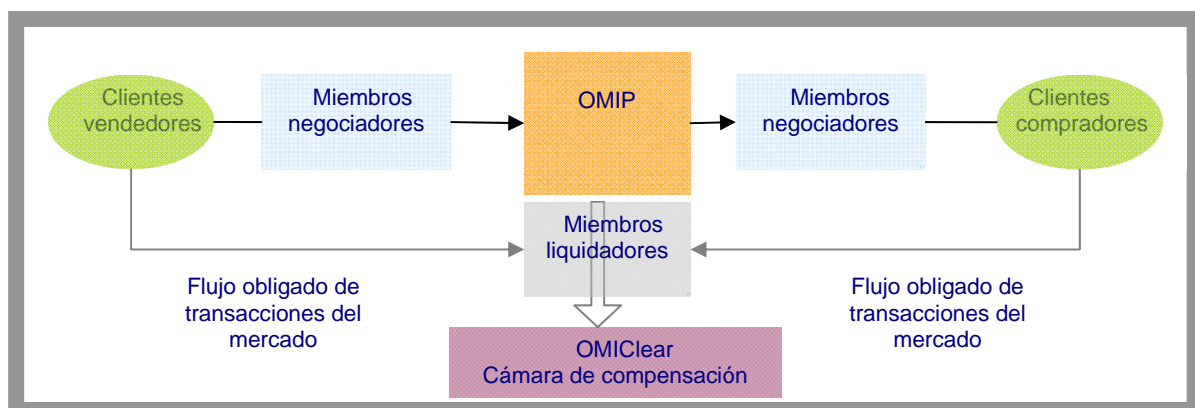


Figura 4.3 Flujos OMIP

El mercado a plazo se organiza en dos entidades, el OMIP y el OMIClear. El primero es el responsable de la gestión de las operaciones de negociación, y el OMIClear asume las funciones de Cámara de Compensación o Contraparte Central. Las actividades principales de cada una de estas entidades se encuentran detalladas en el Anexo D.4.

En el Anexo D.4 puede encontrarse información adicional sobre el funcionamiento del mercado OMIP, como por ejemplo, los mecanismos de contratación existentes (en subastas y en mercado continuo), los tipos de contratos de futuros (con entrega física y con entrega financiera), así como la estructura de las sesiones de negociación.

4.3.1.2.2 Subastas de energía eléctrica

Las subastas de energía eléctrica permiten la compra y venta de productos energéticos con periodo de entrega posterior al día siguiente de la contratación.

Las subastas son procesos organizados de venta o compra de un producto, basado en la competencia directa, entre diferentes participantes. En el mercado eléctrico solamente existen subastas del primer tipo, de venta, en las que el vendedor pone a la venta un producto entre unos potenciales compradores. Concretamente se trata de subastas dinámicas, que son aquellas en las que los compradores conocen las ofertas de su competencia y pueden modificar las suyas mientras la subasta está abierta.

En el mercado eléctrico existen dos tipos de subastas dinámicas, las ascendentes y las descendentes.

Las subastas ascendentes o inglesas son subastas típicas en las que se parte de un precio mínimo de salida para la venta de un producto, y los postores van presentando precios ascendentes. La subasta termina cuando la demanda es igual o inferior a la oferta, obteniendo el producto, el postor que ha ofrecido un mayor precio. Este tipo de subasta se realiza en las subastas de Emisiones Primarias de Energía (VPP).

Las subastas descendentes u holandesas corresponden a las subastas que se realizan en una lonja, por ejemplo. Existe un precio de salida, máximo, el subastador va bajando el precio por etapas, y el comprador que antes acepta el precio es el que se queda con el producto, terminando la subasta cuando la demanda es superior o igual que la oferta. Este tipo de subastas se realiza en las subastas de Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso (CESUR).

4.3.1.2.2.1 Emisiones primarias de energía

Las emisiones primarias de energía (EPEs), también denominadas Subastas Virtuales de Capacidad (*Virtual Power Plant*, VPP), fueron introducidas en el marco de la Disposición Adicional Decimosexta de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, para fomentar la contratación a plazo de energía eléctrica. Según esta disposición, se obliga a los productores de energía eléctrica dominantes a participar en las emisiones primarias de energía eléctrica, con una potencia determinada, en unas condiciones y durante un período de tiempo específico. Este tipo de obligación tiene como objetivo la reducción del poder de mercado de los operadores principales, para conseguir una competencia más efectiva en el mercado eléctrico.

La Figura 4.4 muestra un esquema de los flujos de energía eléctrica en las subastas EPE.

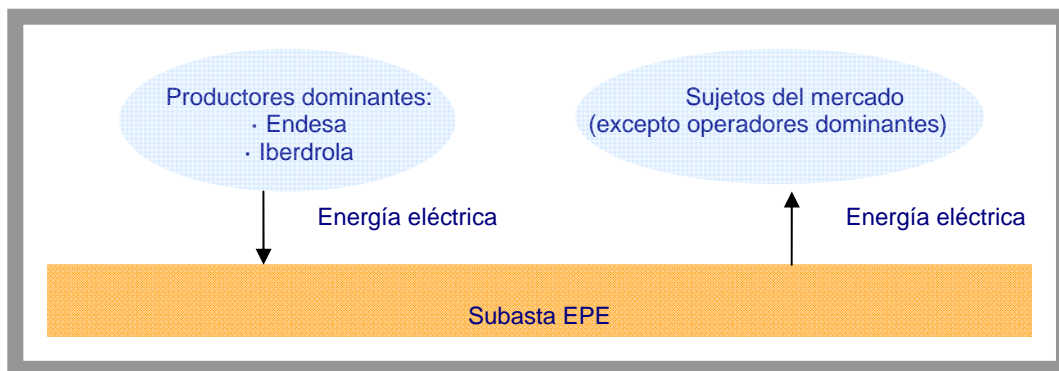


Figura 4.4 Flujos de energía eléctrica en las subastas EPE

La primera regulación específica sobre las EPEs corresponde al Real Decreto 1634/2006 y la Resolución de 19 de abril de 2007 de la SEE, en este contexto normativo se realizaron 5 subastas, a intervalos de 3 meses, en el periodo entre junio 2007 y junio 2008.

El segundo desarrollo reglamentario corresponde al Real Decreto 324/2008, en el que se modificó la regulación anterior para fomentar la competencia. En este contexto se realizaron 2 subastas más, entre septiembre de 2008 y marzo de 2009.

Finalizados ambos programas, la CNE realizó una consulta pública para evaluar el funcionamiento de las mismas; la decisión de diseñar nuevos programas de EPEs queda postergada a fin de realizar un estudio más profundo del contexto del mercado.

En el Anexo D.5 se incluye información adicional acerca de la regulación específica sobre las Emisiones Primarias de Energía, el mecanismo de funcionamiento de las subastas y la potencia subastada en cada sesión.

4.3.1.2.2 Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso (Subastas CESUR)

La subasta CESUR es una subasta multi-ronda de precio descendente de los contratos bilaterales de energía para el suministro de último recurso. Los agentes compradores en este tipo de subastas son las comercializadoras de último recurso (anteriormente, denominadas distribuidoras), y los agentes vendedores pueden ser productores de energía eléctrica (en RO o en RE), agentes externos, comercializadores o consumidores, que actúen directamente en el mercado, o bien a través de representantes

Algunas de las empresas distribuidoras están obligadas a presentar ofertas de venta a través de las subastas CESUR por resolución del MITYC. En el Anexo D.6 se detallan las obligaciones de la novena subasta, a modo de ejemplo.

Para poder participar en las subastas, los sujetos del mercado deben realizar los trámites para la precalificación y calificación para obtener la condición de agente comprador o vendedor. Una vez obtenida la calificación, los agentes pueden participar en las pujas a través de Internet. El esquema de trámites se muestra en la Figura 4.5.

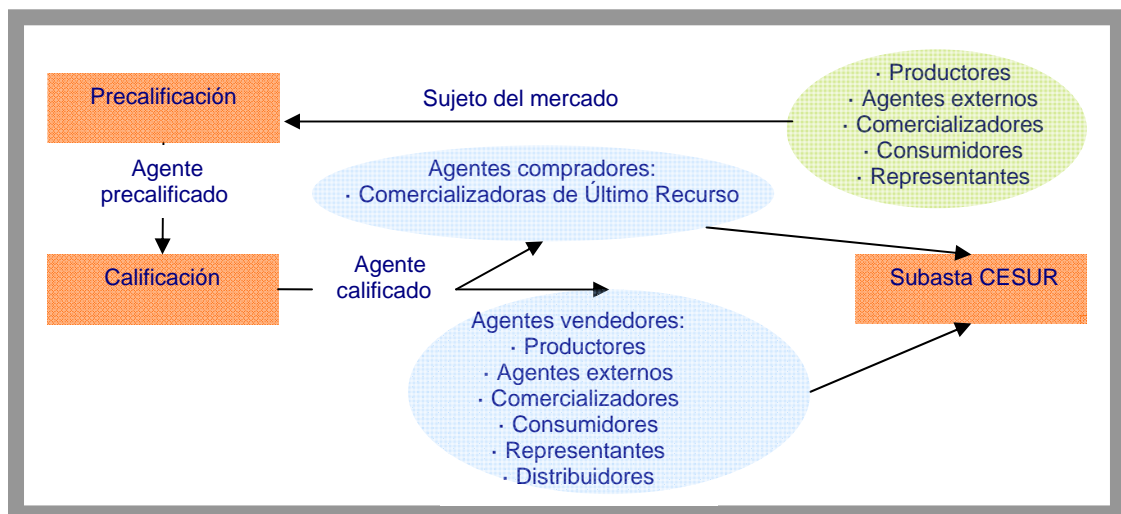


Figura 4.5 Agentes y trámites a realizar para participar en las subastas CESUR

En el Anexo D.6 se incluye información sobre las entidades encargadas de supervisar y gestionar las subastas, las características de los productos, el mecanismo de funcionamiento así como la potencia subastada en cada una de las sesiones.

4.3.2 Mercados no organizados

Los mercados no organizados se oponen a los mercados organizados ya que carecen de una reglamentación específica. En estos mercados se intercambian productos con liquidación financiera, sin que exista entrega física de electricidad. Cuando los contratos se realizan de forma bilateral entre los vendedores y los compradores, sin que intervenga una cámara de compensación, el mercado pasa a denominarse mercado OTC (*Over the Counter*). A continuación se muestra el esquema general del mercado OTC, Figura 4.6.

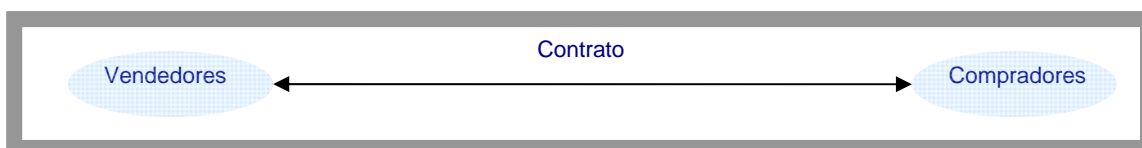


Figura 4.6 Esquema general del mercado OTC

En los mercados organizados, los sujetos que intervienen no requieren superar un proceso de calificación; según el papel que desarrollan pueden denominarse *traders*, *market makers*, *brokers*, *marketeers* o gestores de riesgo; la descripción detallada de cada uno de estos sujetos, así como el funcionamiento de este tipo de mercados se encuentra en el Anexo D.7.

Al no existir una regulación, los precios OTC son opacos y difíciles de controlar. Tras la realización de las últimas subastas CESUR, la CNE ha comprobado que las referencias de precios OTC influyen en los precios de puja de las mismas, y por lo tanto, considera necesario supervisar este tipo de mercados ya que a partir de la novena subasta CESUR, los resultados son usados como referencia para fijar las TUR (Tarifa de Último Recurso).

La influencia del mercado OTC en los mercados organizados, puede detectarse, por ejemplo, en la subasta celebrada en diciembre de 2009, que sirvió como referencia para fijar el precio de la TUR del primer semestre de 2010, el precio medio fue un 35% superior al del precio del mercado diario OMEL para el primer trimestre, tal y como muestra al Tabla 4.1.

	Periodo de entrega 2010			
	1º T	2º T	3º T	4º T
Precio CESUR	39,86	40,94	45,21	47,48
Precio OMEL	26,48	35,95	44,80	no disponible
Reducción precios en OMEL	34%	12%	1%	

Tabla 4.1 Precios para productos con entrega en el mismo trimestre, en OMEL (ponderados por energía) y en las subastas CESUR (ponderados por potencia subastada)

Para evitar que se produzcan pujas al alza en las subastas CESUR, que conducen a un mayor margen en la tarifa, la CNE considera fundamental obtener de información real sobre las transacciones y las partes que intervienen en el mercado no organizado y otorga estas funciones a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

4.4 Mecanismos para la contratación del suministro eléctrico

Las definiciones generales sobre las distintas opciones de contratación de energía eléctrica se introducen en la Ley 54/1997 del sector eléctrico, y en el Real Decreto 1955/2000 se recoge el desarrollo normativo del sector.

Los consumidores pueden optar entre 4 tipos de contrataciones para el suministro de energía eléctrica, 3 en el mercado liberalizado, y un cuarto, en el que las tarifas están reguladas por la administración.

4.4.1 Suministro en el mercado liberalizado

En el mercado liberalizado, los consumidores pueden optar entre:

- Establecer un contrato bilateral con una comercializadora, los precios del cual dependen de la capacidad negociadora del contratante. El contrato puede incluir los ATR, o bien, abonarlos por separado a la distribuidora con un contrato de acceso.
- Actuar como consumidor cualificado en el mercado diario adquiriendo por sí mismo la energía, y pagando el precio del mercado diario. A su vez, debe contraer un contrato con la distribuidora para abonar los costes de ATR.
- Establecer un contrato con un representante para que éste realice la compra de energía eléctrica. En este caso, se pagará, a parte del coste de adquisición de la energía, el de gestión de la compra, así como el de acceso a la red (al distribuidor).

4.4.2 Suministro de Último Recurso

Solamente pueden acogerse los consumidores conectados a baja tensión cuya potencia contratada no supere los 10 kW. En el suministro de último recurso sólo existe un tipo de tarifa, la tarifa de último recurso (TUR). Adicionalmente, los consumidores, con los equipos de medida necesarios, pueden escoger la modalidad de discriminación horaria en dos periodos. La facturación de la tarifa de último recurso comprende 3 términos:

- Término de potencia de la TUR (TPU):

$$FPU = TPU \cdot Pot \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$TPU = TPA + MCF \quad (\text{Ec. 4.5})$$

FPU: Facturación del término de potencia

TPA: término de potencia de la tarifa de acceso (ver Anexo F)

MCF: margen de comercialización fijo

Pot: potencia a facturar

- Término de energía activa de la TUR (TEU_p):

$$FEU = \sum_p (E_p \cdot TEU_p) \quad (\text{Ec. 4.6})$$

$$TEU_p = TEA_p + CE_p \quad (\text{Ec. 4.7})$$

FEU: Facturación del término de energía activa

E_p : energía consumida en el periodo tarifario p

TEA_p : término de energía del ATR en el periodo tarifario p (ver Anexo F)

CE_p : coste estimado de la energía suministrada en el periodo tarifario p, regulado por la Orden ITC 1659/2009, depende de los siguientes costes en el mismo trimestre del año anterior:

- Coste de la energía en el mercado diario
- Precio de subasta CESUR y/o subasta de apertura OMIP
- Factor de ponderación del precio de subasta (CESUR y OMIP)
- Sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema
- Prima de riesgo del comercializador (depende del número de meses de desfase entre la subasta y la entrega de energía)
- Pago por capacidad de generación
- Coeficiente de pérdidas estándares para elevar a barras de central el consumo leído en el contador del consumidor

- Término de energía reactiva: corresponde a las condiciones de la tarifa 2.0A del Real Decreto 1164/2001 por el que se establecen los peajes ATR.

5 HERRAMIENTA DE ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La implantación de los cálculos realizados en el capítulo 3 en una hoja de Excel constituye una herramienta útil para la estimación de los costes de generación de la energía eléctrica según distintas tecnologías. Esto permite calcular la evolución de los costes en función de las variaciones en las cotizaciones de los mercados energéticos internacionales y la paridad del euro y el dólar; además, la posibilidad de introducir como datos de entrada, los valores *forward* de estas cotizaciones, permite estimar los costes a medio plazo de la generación eléctrica.

5.1 Inputs de la herramienta

Esta herramienta permite introducir como valores de entrada los mostrados en la tabla siguiente, Tabla 5.1, agrupados según sea su categoría. En el libro de Excel, los inputs se identifican como celdas azules, tal y como muestran las Figuras 5.1 y 5.2.

Cotizaciones	Paridad	Dólar/Euro	[\$/€]
	Combustibles	Uranio	[\$/lb U ₃ O ₈]
		Hulla térmica de importación	[\$/t]
		Hulla térmica nacional	[€/t]
		Gas Natural	[\$/MMBTU]
Emisiones	CO ₂	[€/t CO ₂]	
Tecnológicos	Proyecto	Tipo interés	[%]
		Horizonte	[años]
		Construcción	[años]
	Operación	Factor de operación	[%]
		Rendimiento eléctrico	[%]
		Rendimiento captura carbono	[%]
	Costes	Inversión unitaria	[€/kWe]
		Desmantelamiento	[€/MWhe]
		O&M	[€/MWhe]
		Coste logístico hulla importación	[€/t]
Distribución costes en ciclo combustible nuclear		[%]	
Propiedades de	Hulla térmica	Poder calorífico	[MJ/kg]

los combustibles	de importación	Contenido carbono	[% C]
	Hulla térmica nacional	Poder calorífico	[MJ/kg]
		Contenido carbono	[% C]
	Gas natural	Poder calorífico	[kWh/m ³]
Composición (CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀ , N ₂ , CO ₂)		[% volumen]	
Generación	Energía eléctrica	Cobertura de la demanda por tecnologías	[MWhe]

Tabla 5.1 Inputs por categorías de la herramienta de estimación de costes de generación

Los inputs agrupados bajo el nombre de cotizaciones pueden introducirse bien como valores estáticos (ver Figura 5.3) para el estudio y comparación de los costes de generación, directamente en cada una de las hojas *Nuclear*, *CicloConv Carbón*, *CComb GN*, o bien como un rango de valores en función del tiempo, en la hoja *INPUTS I*, para obtener así la evolución de los costes de generación, tal y como muestra la Figura 5.1. A su vez, en esta misma hoja, se muestra la evolución de las cotizaciones introducidas.

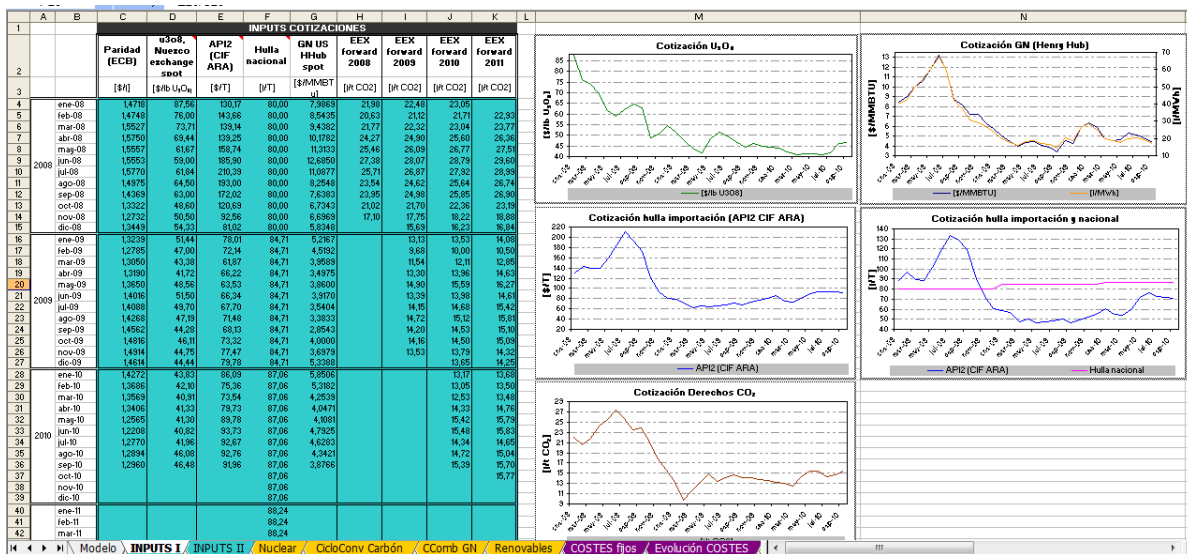


Figura 5.1 Muestra de la hoja INPUTS I, que permite introducir los inputs de cotizaciones como un rango de valores variables en el tiempo

El resto de inputs, excepto la cobertura de la demanda, que se indica en el último apartado, se introducen como valores constantes en otra de las hojas de la herramienta, llamada *INPUTS II*, según muestra la Figura 5.2.



INPUTS TECNOLOGICOS												
	i	Horizonte (operación+c)	Construcción	Factor operación	ηeléctrico	η captura CC	Inversión unitaria	Coste desmantel	Coste O&M	Coste logístico	Horas/año	
	[%]	[años]	[años]	[%]	[%]	[%]	[€/kWe]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/t]	[h/años]	
4	Nuclear	5%	67	7	85%	36%	3378	0,30	11,54		8760	
5	Hulla importación	5%	44	4	85%	45%	1327	0,05	3,47	4,50		
6	Hulla nacional	5%	44	4	85%	45%	1327	0,05	3,47			
7	Hulla nacional con CC	5%	44	4	85%	39%	2356	0,10	5,89			
8	CCGT GN	5%	32	2	85%	58%	817	0,06	2,67			
9	Éólica terrestre	5%	21	1	26%		1206	ND	17,36			
10	Hidráulica	5%	28	3	33%		1455	ND	12,29			
11	Solar Fotovoltaica	5%	26	1	16%		6853	ND	44,94			
INPUTS NUCLEAR			INPUTS CARBÓN			INPUTS GAS NATURAL						
14	Operación	Distribución costes combustible		PCS	%C		PCS	densidad				
15	Exploración- fabricación	20%		[MJ/kg]	[%]		[kWh/m3]	[kg/m3]				
16	Conversión	5%		Hulla térm. importación	25	92%	GN	11,73	0,6275			
17	Enriquecimiento	30%		[23 -- 33]	[86 -- 98]		[10,23 -- 13,2]	[0,555 -- 0,7]				
18	Fabricación elementos c	20%		PCS	%C		Composición	%vol				
19	2ª parte ciclo combustibl	25%		[MJ/kg]	[%]		CH ₄	91,2%				
20		100%		Hulla térm. nacional	20	90%	C ₂ H ₆	6,5%				
21				[14,5 -- 22,9]	[86 -- 98]		C ₃ H ₈	1,1%				
22							C ₄ H ₁₀	0,2%				
23							C ₂ H ₁₂	0,0%				
24							N ₂	1,0%				
25							CO ₂	0,0%				
26								100,0%				
27												

Figura 5.2 Muestra de la hoja INPUTS II, que permite introducir los inputs constantes. En la imagen los inputs constantes corresponden a los considerados como hipótesis en el capítulo 3.

5.2 Cálculo de los costes de generación

Las hojas *Nuclear*, *CicloConv Carbón*, *CComb GN* y *Renovables* calculan los costes de generación de energía eléctrica. En la parte izquierda de todas ellas se muestran las constantes usadas y los cálculos realizados, así como los inputs constantes de las cotizaciones mencionados anteriormente, tal y como muestra la Figura 5.3.

CONSTANTES				CALCULOS				RESULTADOS						
	nucleons	EL (MeV/nucleó)												
3	Rb	94	8,5				183,3 MeV/átom U235							
4	Cs	141	8,3				7,42E+16 J/t U235							
5	U	235	7,6											
7	1 mol U=	238,03 g												
8	1 mol O=	16 g												
9	1mol=	6,02E+23 átomos												
10	1eV=	1,60E-19 J												
11	100 kg U	0,72 kg U235												
12	1 lb =	0,4535924 kg												
				DISTRIBUCIÓN DE COSTES DEL COMBUSTIBLE				COSTES DE GENERACIÓN CENTRAL PWR						
16	Precio uranio	Paridad	Mina+fabric. Concentrad.	Conversión	Enriquecimiento	Reconv. Fabric.	2ºCiclo Comb.	Inversión	Desmantelamiento	Fuel	CO ₂	O&M	TOTAL	
17	\$/lb U3O8	\$/€	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
18	ESTUDIO	50	1,47	1,65	0,41	2,48	1,65	2,07	33,72	0,30	8,27	0,00	11,54	53,84
19								63%	1%	15%	0%	21%		
21	EVOLUCIÓN	Nuexco Excl ECB \$/€												
22	ene-08	87,56	1,47	2,895	0,7237903	4,342742	2,8951614	3,6189517	33,724357	0,30	14,475807	0	11,54	60,044064
23	feb-08	76,00	1,47	2,508	0,6269549	3,7617293	2,5078195	3,1347744	33,724357	0,30	12,539098	0	11,54	58,107355
24	mar-08	73,71	1,55	2,310	0,5775568	3,4653407	2,3102271	2,8877839	33,724357	0,30	11,551136	0	11,54	57,119393
25	abr-08	69,44	1,58	2,146	0,5363953	3,2183719	2,1455813	2,6819766	33,724357	0,30	10,727906	0	11,54	56,296163
26	may-08	61,67	1,56	1,929	0,4822852	2,8937111	1,9291408	2,4114259	33,724357	0,30	9,6457038	0	11,54	55,213961
27	jun-08	59,00	1,56	1,846	0,4615233	2,76914	1,8460934	2,3076167	33,724357	0,30	9,2304668	0	11,54	54,798724
28	jul-08	61,84	1,58	1,908	0,4770826	2,8624959	1,9083306	2,3854132	33,724357	0,30	9,5416528	0	11,54	55,109914
29	ago-08	64,50	1,50	2,096	0,524021	3,1441261	2,0960841	2,6201051	33,724357	0,30	10,48042	0	11,54	56,048677
30	sep-08	63,00	1,44	2,134	0,5334207	3,200524	2,1336826	2,6671033	33,724357	0,30	10,668413	0	11,54	56,23667
31	oct-08	48,60	1,33	1,775	0,4438361	2,6630169	1,7753446	2,2191807	33,724357	0,30	8,8767229	0	11,54	54,44498
32	nov-08	50,50	1,27	1,930	0,4825592	2,895355	1,9302367	2,4127959	33,724357	0,30	9,6511835	0	11,54	55,21944
33	dic-08	54,33	1,34	1,966	0,4914796	2,9488779	1,9659186	2,4573982	33,724357	0,30	9,829593	0	11,54	55,39785
34	ene-09	51,44	1,32	1,891	0,4727174	2,8363045	1,8908697	2,3635871	33,724357	0,30	9,4543484	0	11,54	55,022605

Figura 5.3 Ejemplo parte izquierda de la hoja "Nuclear"; muestra las constantes utilizadas y el cálculo de los costes



5.3 Resultados por tecnología

En las mismas hojas mencionadas, *Nuclear*, *CicloConv Carbón*, *CComb GN* y *Renovables*, se encuentra los resultados por la tecnología cuyo nombre se indica en la hoja. En la parte derecha superior de estas hojas se muestran los resultados tabulados, dados los inputs de cotizaciones constantes, así como los gráficos de los costes acumulados y la distribución de los costes de generación, tal y como muestra la Figura 5.4.

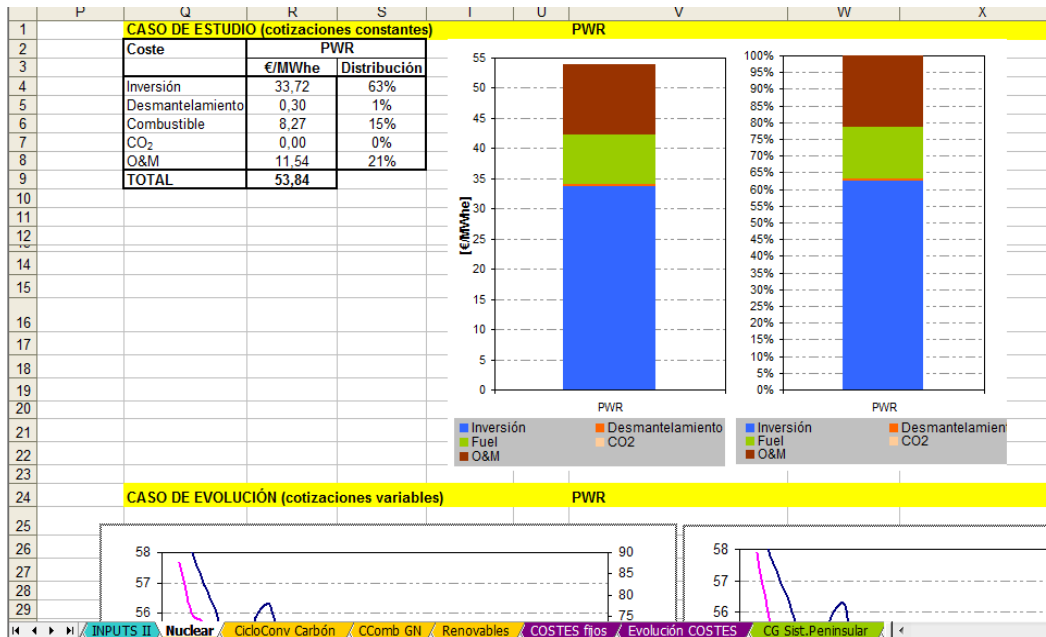


Figura 5.4 Ejemplo de la parte derecha superior de la hoja "Nuclear"; contiene los resultados tabulados y graficados para los inputs de cotizaciones constantes

En la parte derecha inferior de estas hojas se encuentran en forma de gráficos los costes de generación cuando los inputs de cotizaciones se introducen en función del tiempo. Asimismo, se muestran otras representaciones interesantes en cada una de las hojas, como la mostrada en la parte inferior de la Figura 5.5, que corresponde a la correlación entre el coste total de generación eléctrica de una central nuclear y la cotización del uranio, para un escenario de inputs determinado.

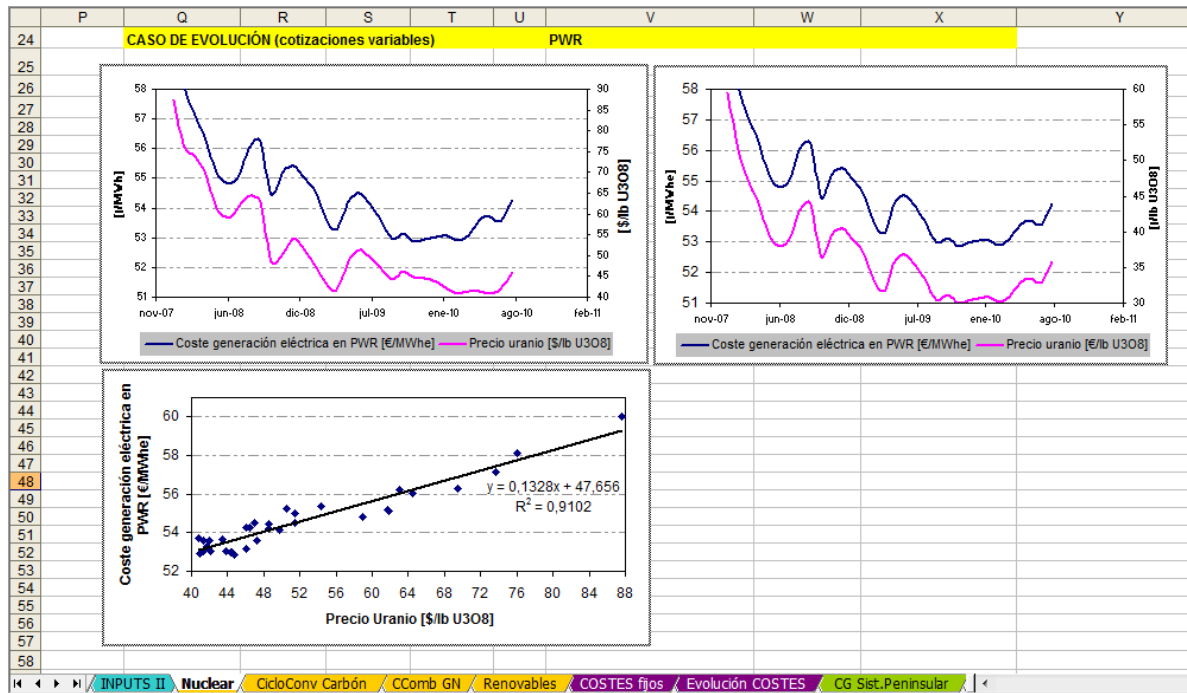


Figura 5.5 Ejemplo de la parte derecha inferior de la hoja “Nuclear”; contiene los resultados graficados para los inputs de cotizaciones en función del tiempo

5.4 Comparación de resultados

Dependiendo de los datos introducidos como cotizaciones, la comparativa debe visualizarse en una u otra hoja. Si las cotizaciones han sido introducidas como valores constantes, la comparación de los resultados es la que corresponde a la hoja *COSTES FIJOS*. En este caso, los costes estimados aparecen tanto tabulados como representados gráficamente en un diagrama de costes acumulados y en otro de costes distribuidos, tal y como permite observar la Figura 5.6.

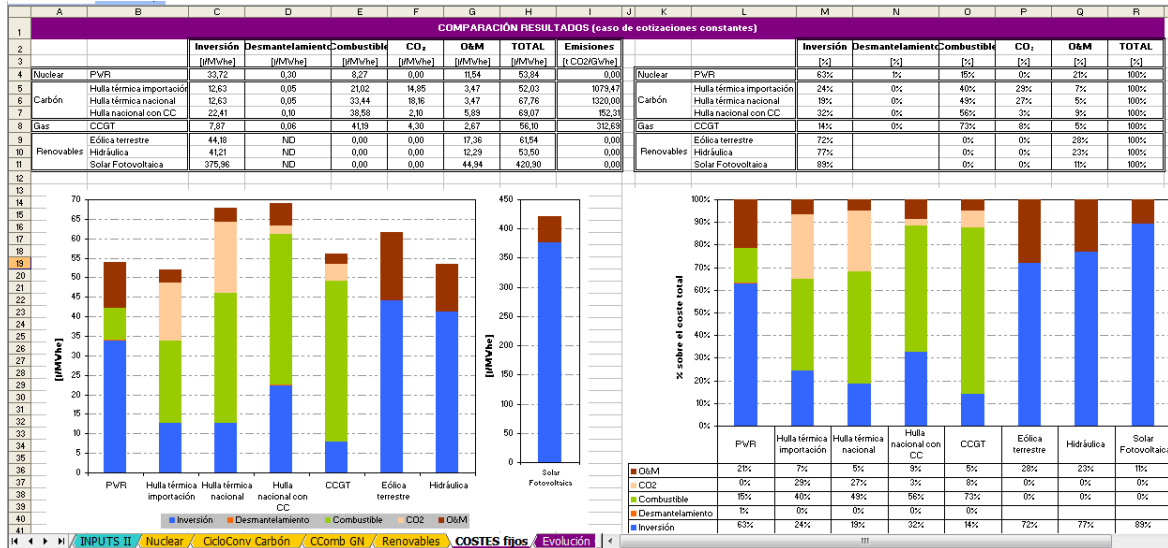


Figura 5.6 Ejemplo de la hoja “COSTES FIJOS”; contiene la comparación de los costes de generación acumulados y distribuidos para cada tecnología

Si por el contrario, las cotizaciones han sido introducidas como valores variables con el tiempo, la comparación de los costes estimados de generación debe visualizarse en la hoja *Evolución COSTES*. En ésta aparece un gráfico que permite comparar la evolución de los costes de generación de cada tecnología con el tiempo, tal y como muestra la Figura 5.7.

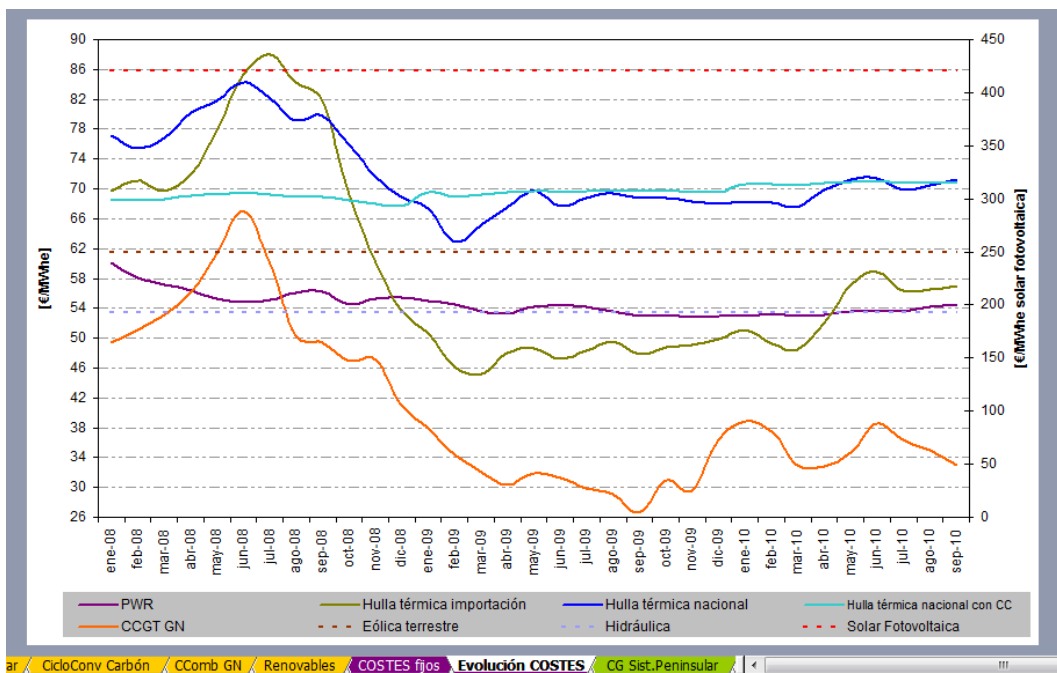


Figura 5.7 Muestra de la hoja “Evolución COSTES”; permite comparar la evolución de los costes de generación a partir de las cotizaciones variables introducidas.



5.5 Coste unitario de generación del sistema peninsular

A partir de los costes de generación eléctrica por tecnologías, si se introduce como input la generación peninsular por tecnologías, se puede estimar el coste unitario de generación eléctrica en el sistema peninsular.

La hoja *CG Sist.Peninsular* permite introducir estas variables de entrada (en las celdas de color azul que se muestran en la Figura 5.8) y calcula el coste unitario de generación eléctrica del sistema peninsular.

Si las cotizaciones introducidas son valores constantes, debe introducirse la generación anual por tecnologías (como input) para obtener el coste unitario de generación eléctrica anual; estos resultados se muestran en la parte superior de la hoja de cálculo (ver Figura 5.8). Mientras que si las cotizaciones son valores que varían con el tiempo, debe introducirse la generación mensual por tecnologías, lo que permite calcular la evolución del coste unitario de generación mensual, tal y como observarse en la parte inferior de la Figura 5.8.

CASO DE ESTUDIO (cotizaciones constantes)											GENERACIÓN PENINSULAR								Precio mercado diario €/MWh		Precio final mercado €/MWh		Otras aplicaciones	
COSTES GENERACIÓN											GENERACIÓN PENINSULAR								SUMA					
Nuclear	Hulla term. importación	Hulla term. nacional	Hulla térmica nacional con CC	CCGT GN	Eólica	Hidráulica	Solar Fotovoltaica	Nuclear	Carbón importado	Hulla y antracita	Hulla térmica nacional con CC	CCGT GN	Eólica	Hidráulica	Solar Fotovoltaica									
€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	€/MWh	€/MWh					
53,84	52,03	57,75	53,07	56,10	61,54	53,50	420,26	49.690.000	11.438.234	12.419.773	0	16.053.700	73.749.362	45.333.433	23.728.473			87,33						

CASO DE EVOLUCIÓN (cotizaciones variables)											GENERACIÓN PENINSULAR								Precio mercado diario €/MWh		Precio final mercado €/MWh		Otras aplicaciones	
COSTES GENERACIÓN											GENERACIÓN PENINSULAR								SUMA					
Nuclear	Hulla term. importación	Hulla term. nacional	Hulla térmica nacional con CC	CCGT GN	Eólica	Hidráulica	Solar Fotovoltaica	Nuclear	Carbón importado	Hulla y antracita	Hulla térmica nacional con CC	CCGT GN	Eólica	Hidráulica	Solar Fotovoltaica									
€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	€/MWh	€/MWh					
60,04	63,83	77,17	68,26	62,40	61,54	53,50	420,26	5.568.301	1082.474	2.820.049	0	8.884.918	2.636.721	1676.641	212.077	21.811.002	72,56	78,40	6188					

Figura 5.8 Muestra de la parte inferior de la hoja “CG Sist.Peninsular”

En la parte inferior de la hoja, se grafica la evolución del coste unitario de generación eléctrica peninsular por meses junto al resto de costes de generación por tecnologías, tal y como muestra la Figura 5.9.



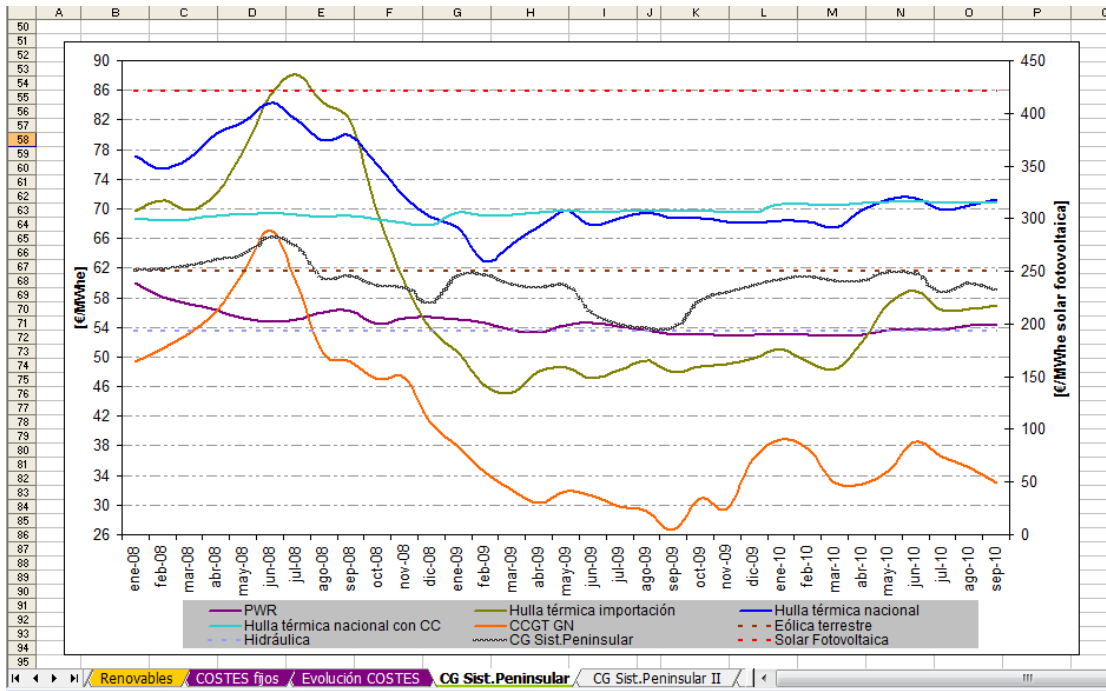


Figura 5.9 Muestra de la parte inferior de la hoja "CG Sist. Peninsular"

Para los inputs mencionados en el capítulo 3, con valores constantes de cotizaciones, se puede estimar el coste unitario de generación eléctrica en el sistema peninsular en 2010 y compararlo con el que se obtendría con la generación en el escenario de referencia para 2020 que establece el PANER 2011-2020 [17], disponible en el capítulo 7.

De esta manera, se obtiene que el coste unitario de generación eléctrica en el sistema español en el periodo entre enero y septiembre de 2010 es, aproximadamente, de **66 €/MWh** (precio ponderado por generación mensual), y el coste unitario de generación eléctrica para el escenario de referencia en 2020, se espera de ascienda hasta **87 €/MWh**. Esta diferencia de 21 €/MWh se corresponde al aumento de la producción de energía eólica y fotovoltaica y a la disminución de la energía de origen nuclear.

Adicionalmente, la herramienta permite comprobar si el coste de generación eléctrica se ve reflejado en el precio del mercado diario OMEL, a partir de la representación gráfica que se encuentra en la hoja *CG Sist. Peninsular II*, ver Figura 5.10.

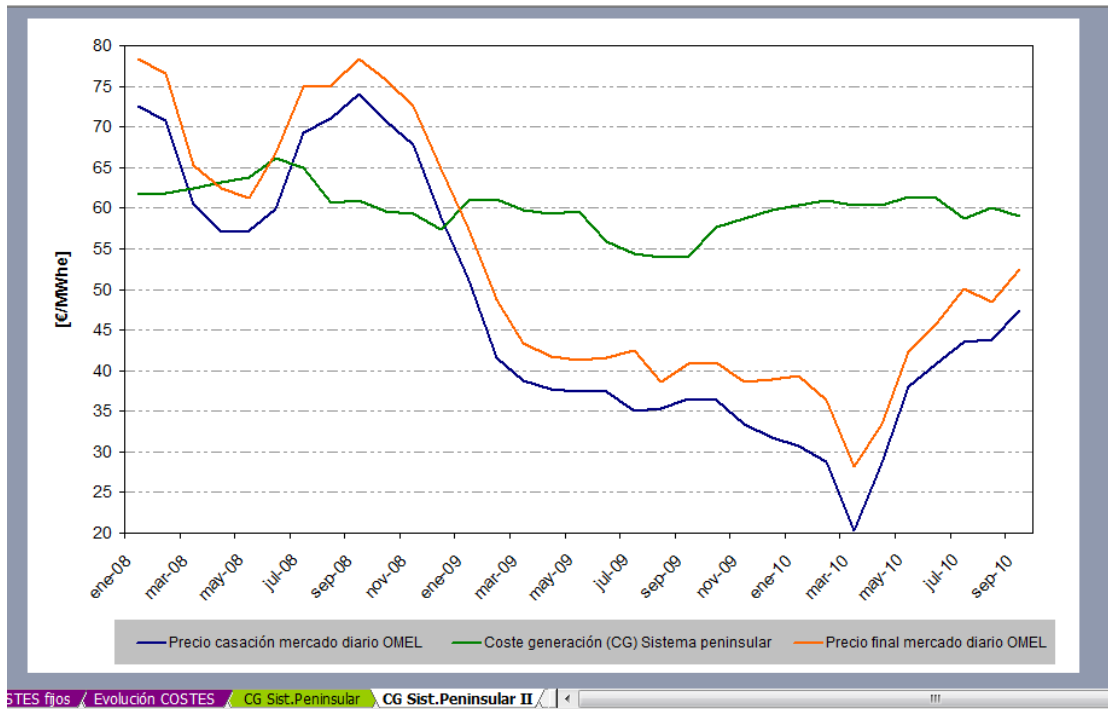


Figura 5.10 Muestra de la hoja “CG Sist.Peninsular II”

Según la Figura 5.10 las curvas del coste de generación y la del precio de casación del mercado diario no parecen estar correlacionadas; de hecho, si se representan los resultados de la casación respecto a los costes de generación, tal y como muestra la Figura 5.11, no lo están.

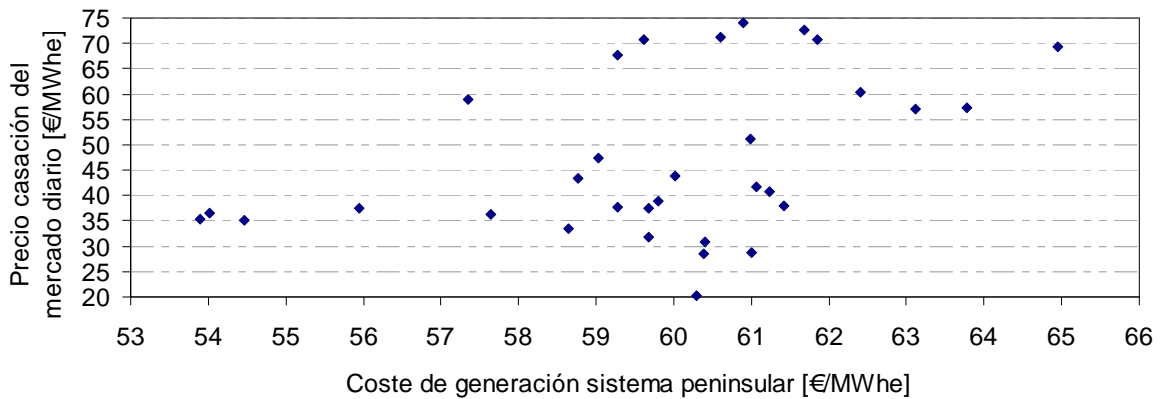


Figura 5.11 Correlación entre el precio de casación del mercado diario y los costes de generación del sistema peninsular entre enero de 2008 y septiembre de 2010

Existen una serie de factores que ponen en evidencia el porqué de la descorrelación de estas curvas, como por ejemplo:

- El coste de generación estimado considera que todas las tecnologías tienen un coste no nulo, mientras que el precio del mercado diario es el resultado de la casación en la que, por Real Decreto, las instalaciones en régimen especial que optan por la venta de energía en el mercado diario, deben hacerlo a precio cero. Esto supone que el precio del mercado diario pueda encontrarse por debajo de los costes unitarios de generación de energía eléctrica.
- El coste de generación de las energías no renovables se calcula mes a mes a partir de las cotizaciones del mes en curso, mientras que la energía que se vende en el mercado diario es producida con combustibles cuyos precios son anteriores al día de producción. Las fluctuaciones de los combustibles provocan variaciones en el coste de generación, que a su vez, se transmiten, más o menos significativamente, al precio pool. Dependiendo de cuál sea la tecnología predominante de generación, las modificaciones del pool se producirán en un periodo más o menos próximo.

Por ejemplo, el máximo en el coste de generación del sistema peninsular en junio de 2008, que puede verse en la Figura 5.10, corresponde a una situación de producción mayoritariamente con gas natural cuando éste cotizaba a 12,68 \$/MMBTU en el Henry Hub, el valor más elevado desde 2008. La repercusión en el precio pool parece producirse en septiembre de 2008 con un máximo de la curva pool, es decir, con un retraso aproximado de 2 meses.

Sin embargo, se intuye la existencia de otros factores que ejercen una influencia directa sobre el precio pool de la energía eléctrica, incluso superior a los producidos por los mercados de commodities, la fortaleza del euro frente al dólar y las variables tecnológicas mencionadas, ya que por ejemplo, desde marzo de 2010 hasta septiembre del mismo año, a pesar que los precios del mercado de commodities en moneda nacional y los costes generación eléctrica se mantienen aproximadamente constantes, el precio del mercado diario aumenta de forma significativa, superando en agosto el doble del valor que tenía en el mes de marzo, y continuando con una tendencia alcista.

En el capítulo 6 se pretende analizar cuáles podrían ser estos factores y con qué fines se producen.

6 VARIABLES DE REPERCUSIÓN EN EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

En el capítulo 3, se han mencionado las variables que intervienen en el coste de generación de la energía eléctrica, sin embargo, por un lado, en el capítulo 5, se ha podido comprobar que no existe una relación clara entre el coste de generación y el precio del mercado diario (y en consecuencia el precio final medio en el mercado), y por otro lado, en el capítulo 4, se ha visto que la influencia de precios entre unos mercados y otros, hace que los precios de la electricidad, según el mecanismo de adquisición, puedan verse modificados, independientemente de la generación.

A continuación se mostrarán algunos de los factores que pueden repercutir en el precio de la electricidad, y se clasificarán dependiendo de su naturaleza.

6.1 Condicionantes tecnológicos

Los condicionantes tecnológicos son aquellos que dependen de la madurez de la tecnología en un país, así como de las propiedades de los combustibles adquiridos. Algunos de estos factores condiciones del precio son la potencia instalada, el factor de operación y el rendimiento eléctrico de la planta de generación, el periodo de construcción, el tiempo de vida de la planta, el coste unitario de inversión, el coste de O&M, el coste de desmantelamiento y la naturaleza del combustible (composición y contenido energético). En el capítulo 3 y 5 se ha visto cómo intervienen estos condicionantes en los costes de generación de la energía eléctrica, por lo que no se tratarán en este capítulo.

6.2 Condicionantes legislativos

El marco legal en el que se genera y vende la electricidad se encuentra en constante evolución. Existen cambios periódicos normativos, ya programados, como la actualización de los peajes de acceso o de la tarifa de último recurso, y otros, no programados, pero igual o más influyentes en los precios de la energía eléctrica, como los cambios en la regulación, medio ambiental por ejemplo, la modificación de impuestos o la política de primas y ayudas al desarrollo de ciertas tecnologías de generación.

En el actual marco legislativo, existen dos factores determinantes del precio del mercado diario. Por un lado, la política de retribución de las unidades de producción de régimen especial que optan por la venta en el mercado diario obliga a éstas a realizar ofertas de venta de energía a precio cero. Esto supone que el aumento de producción eléctrica en régimen especial, por ejemplo, un mes de elevada producción eólica, supone una disminución de los precios del mercado diario ya que ésta se vende a precio nulo pero aporta gran cantidad de energía. Este mecanismo favorece que el precio del mercado diario se aleje del coste de generación tal y como se ha visto en el capítulo 5.

Mientras que por otro lado, en el mercado diario las tecnologías que marcan el precio marginal son las últimas casadas en el proceso de casación; esto equivale a decir que la tecnología que marca precio es la más cara de las casadas.

El máximo y el mínimo de los precios OMEL, desde enero de 2008, corresponden a los meses de septiembre de 2008 y marzo de 2010, respectivamente. Esta diferencia entre los precios, a parte de estar causada por la diferencia en los precios de los combustibles también puede explicarse por las tecnologías que marcan precios. En la Tabla 6.1 se comprueba que en septiembre de 2008, el régimen especial tan solo marcó precios el 1% de las horas mientras que en marzo de 2010, el porcentaje subió hasta el 17%, lo que permite comprobar que a mayor número de horas marcando precios el régimen especial, menor es el precio del mercado diario.

	sep-08	mar-10
Hidráulica de bombeo	10%	30%
Régimen especial	1%	17%
Generación térmica ciclo combinado	63%	42%
Generación térmica convencional	26%	6%

Tabla 6.1 Tecnologías con mayor porcentaje en número de horas marcando precios marginales del mercado diario [Fuente: OMEL [18] y elaboración propia]

6.3 Condicionantes político-sociales y económicos

El precio de la electricidad de origen no renovable depende del coste del combustible, y éstos no son, en general, propios de cada país, sino que dependen de los mercados internacionales. La globalización de precios actual provoca que cualquier conflicto político-social en países con reservas energéticas o capacidad extractiva pueda implicar fluctuaciones de forma significativa en los mercados internacionales. En la siguiente figura,

Figura 6.1, se muestra la evolución de la cotización del precio del barril de petróleo del mar del Norte, referencia en Europa para el precio del Brent desde enero de 2007.

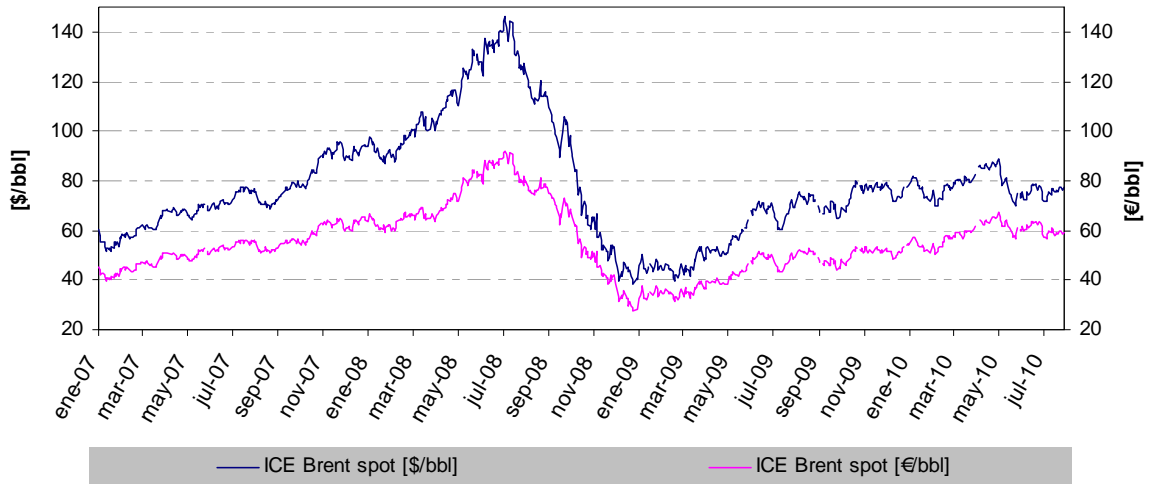


Figura 6.1 Evolución del precio del barril de petróleo del mar del Norte, de referencia en Europa desde principios del 2007 [Fuente: ICE [18] y elaboración propia]

Un zoom de las últimas cotizaciones de la Figura 6.1 permite mostrar cómo algunos sucesos políticos, sociales o económicos afectan a la evolución de los precios del Brent, que a su vez, como se ha indicado, acaba afectando al precio de la energía eléctrica.

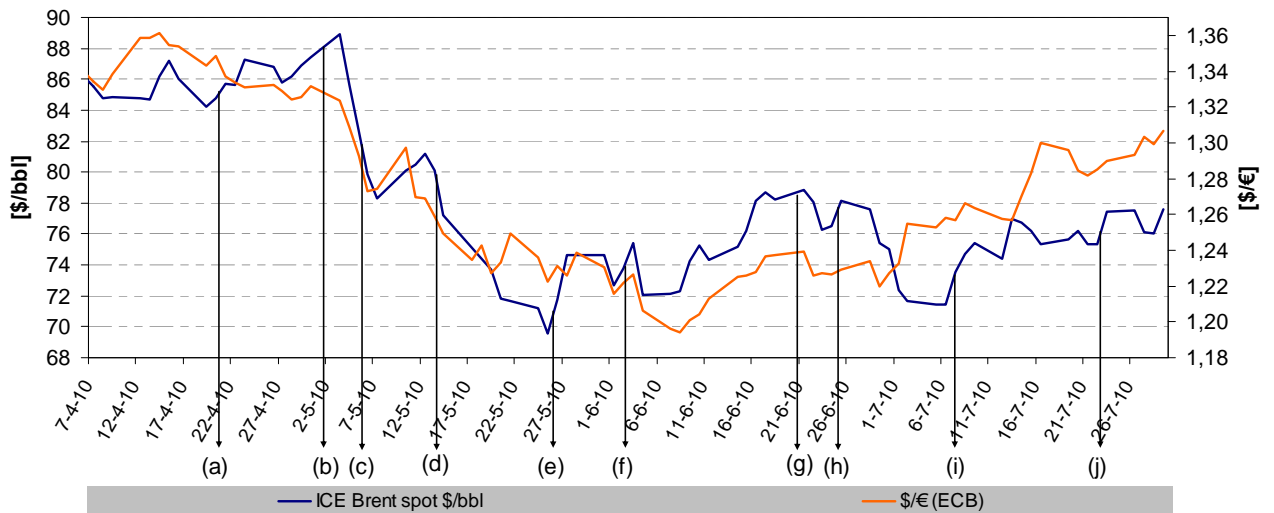


Figura 6.2 Evolución del precio del barril de petróleo del mar del Norte y de la paridad \$/€, desde principios de abril de 2010 [Fuente: ICE [18] y elaboración propia]

Así, en la Figura 6.2 se pueden destacar algunos de los sucesos que han intervenido en la evolución de la cotización del Brent:

- (a) 20 de abril: subida del Brent. Inicio del vertido de petróleo de British Petroleum (BP) en el Golfo de México. El miedo a la escasez de crudo hace subir los mercados.
- (b) 3 de mayo: subida del 1,7% tras el comunicado de BP para contener la expansión del vertido y las declaraciones de Barack Obama considerándolo uno de los peores desastres ecológicos de la historia de EEUU. El miedo a la escasez, continúa, y el precio sigue subiendo.
- (c) 6 de mayo: bajada del 3,36% tras la publicación de la agencia de medición de riesgo Moody's de rebajar la calificación de riesgo de los bancos griegos; el miedo a que la crisis por la deuda soberana se contagie a otros países de la zona euro, fortalece la divisa americana frente al euro, lo que afecta negativamente a la cotización del Brent, ya que se negocia en dólares.
- (d) 13 de mayo: bajada del 1,34% tras la revisión a la baja, de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), de las previsiones de demanda mundial de petróleo para el 2010. La disminución prevista de demanda, supone una bajada en el precio del Brent.
- (e) 26 de mayo: subida del 3,15% tras las declaraciones del director gerente del FMI, Strauss-Khan, en las que considera la moneda estadounidense, en el presente y para el futuro, la preponderante en la economía mundial. Esto hace del dólar un valor seguro, y los inversores optan por los valores que se cotizan con él.
- (f) 3 de junio: subida del 2,25% tras informar el Departamento de Energía estadounidense que las reservas de petróleo son inferiores a las previstas. La disminución de reservas pudo hacer pensar que se estaba consolidando la recuperación económica de EEUU, con lo cual, aumentaría la demanda, y con ella, los precios del crudo.
- (g) 21 de junio: subida del 0,76%, alcanzando el precio más alto desde mayo. Esta subida se sucede a la decisión de Pekín de levantar las restricciones de cambio sobre el yuan. El posible fortalecimiento del yuan frente al dólar, supondría un incremento de la demanda, que llevaría asociada una subida de precios.
- (h) 25 de junio: subida del 2,15%, al vertido en el Golfo de México se le añade el anuncio del inicio de la temporada de huracanes en esta misma zona. Las dificultades en detener el vertido y la disminución de la oferta de petróleo, llevaron al alza los precios del Brent.

- (i) 7 de julio: subida del 2,88%, tras el informe del Departamento de Energía de EEUU, en el que se considera un inicio de recuperación económica; este hecho es acogido como un incremento de la demanda, y hace subir los precios del Brent.
- (j) 22 de julio: subida del 3,25%, tras la divulgación de los datos sobre pedidos industriales en la eurozona, por parte de Eurostat. La oficina comunitaria de estadística remarca el aumento de este tipo de pedidos en el mes de mayo, con lo que se prevé un crecimiento de la demanda, que conduce a la subida de precios.

Por otro lado, los factores económicos que intervienen en los precios de la electricidad van desde los indicadores económicos nacionales hasta la evolución de los mercados internacionales; cabe mencionar:

- Coyuntura económica mundial: los ciclos económicos pueden provocar fluctuaciones en los precios de la electricidad según el periodo de crecimiento o recesión que atraviese la economía, creando mayor o menor demanda. El crecimiento de la demanda supondrá un aumento de precios, mientras que la disminución del consumo provocará una recesión de precios.
- Tipo de préstamo y condiciones (tipo de interés, periodo de carencia, tiempo de amortización): se ha visto en el capítulo 3 cómo influyen en el coste de generación
- Mercados internacionales de commodities (Brent, carbón, uranio, gas natural): los ciclos económicos pueden provocar fluctuaciones en los precios de la electricidad según el periodo de crecimiento o recesión que atraviese la economía, creando mayor o menor demanda. En una situación de crecimiento económico, existirá una mayor demanda de commodities que supondrá un aumento de precios que, a su vez, afectará a los costes de generación y éstos, al precio de la electricidad. Mientras que si la coyuntura económica es de recesión, la disminución en la demanda de commodities llevará asociado el caso contrario, una disminución de los precios de la energía eléctrica.

Como ya se ha visto en los capítulos 3 y 5, las variaciones en el precio del Brent pueden verse repercutidas en el precio de la electricidad en el mercado diario OMEL. En la Figura 6.3 puede comprobarse como, por ejemplo, la bajada en el precio del petróleo a partir de julio de 2008 repercute más tarde en el precio de la electricidad en el mercado diario.

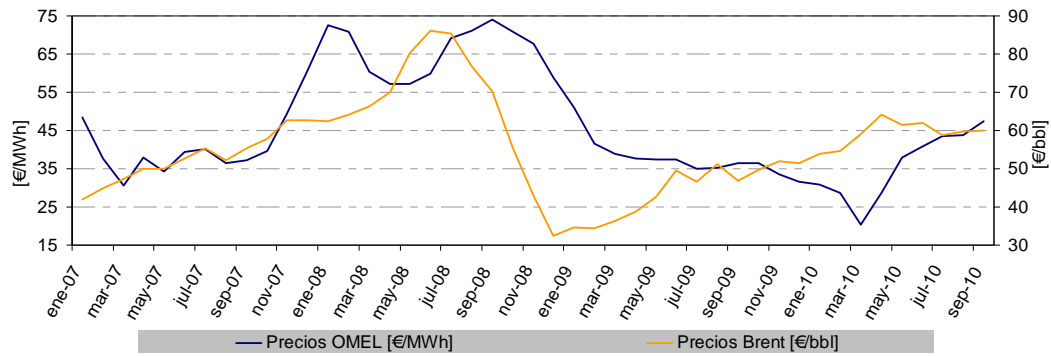


Figura 6.3 Comparación de la evolución de los precios del crudo en ICE y los de la electricidad en el mercado diario OMEL (ponderados por energía) [Fuente: ICE [18], OMEL [19] y elaboración propia]

A su vez, los mercados de commodities dependen unos de otros, de manera que las subidas de precios se pueden transmitir entre combustibles. En la Figura 6.4 se muestran los datos de las cotizaciones del mercado del gas natural y del mercado spot de Brent en el periodo que va entre enero de 2006 y septiembre de 2010, según los cuáles existe una dependencia entre los precios de ambas commodities.

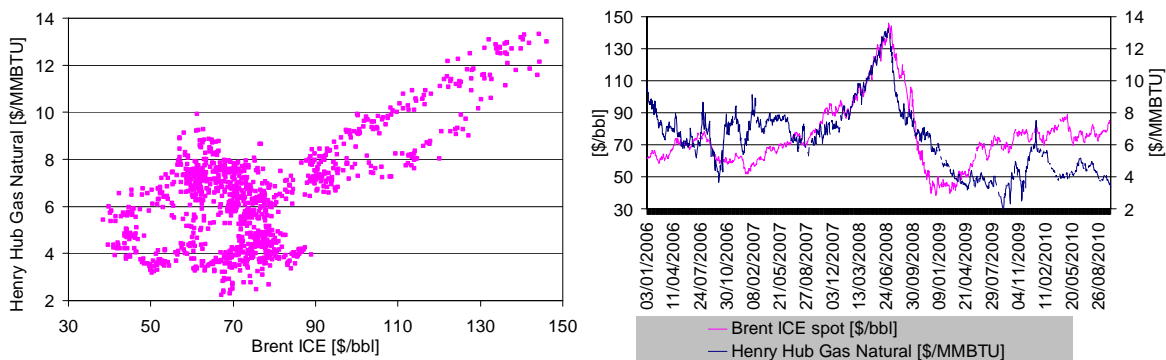


Figura 6.4 Correlación entre los precios spot del gas natural y del Brent desde enero 2006 hasta septiembre de 2010, y evolución de los mismos

- Tipo de cambio: el cambio de moneda en los mercados internacionales hace que los precios de los combustibles puedan verse modificados por los giros económicos; esto hace que la factura energética no se encarezca del mismo modo para todos los países, ya que a las variaciones en el precio de los combustibles, hay que añadir la variación del cambio de moneda necesario para la compra de materias primas. En la tabla siguiente, Tabla 6.2, se comparan los precios del Brent para el mismo día en dos años consecutivos; mientras que el precio del petróleo en dólares aumentó un 12% de un año para el otro, en la eurozona esta subida se incrementó un 9% más, suponiendo una subida global del 21%.

	BRENT [\$/bbl]	Cambio [\$/€]	BRENT [€/bbl]
29/07/2009	69,25	1,41	49,10
29/07/2010	77,59	1,31	59,37
Δ	12%	-7%	21%

Tabla 6.2 Comparación del precio del Brent en dólares y euros para un mismo día de dos años consecutivos [Fuente: ICE [18], ECB [20] y elaboración propia]

- Precio de los derechos de emisiones de CO₂: en los capítulos 3 y 5 se ha visto cómo el precio del dióxido de carbono afecta al coste de generación. Cabe destacar además, que los precios de los derechos de emisiones están vinculados a la legislación. En la Figura 6.5 se muestra la evolución de los precios de los derechos de emisiones de CO₂ en el European Energy Exchange (EEX) así como los periodos que corresponden al Plan Nacional de Asignación (PNA) de derechos de emisión 2005-2007, conocido como 1º periodo de asignación, aprobado por RD 1866/2004 y modificado por RD 60/2005, y el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión 2008-2012, conocido como 2º periodo.

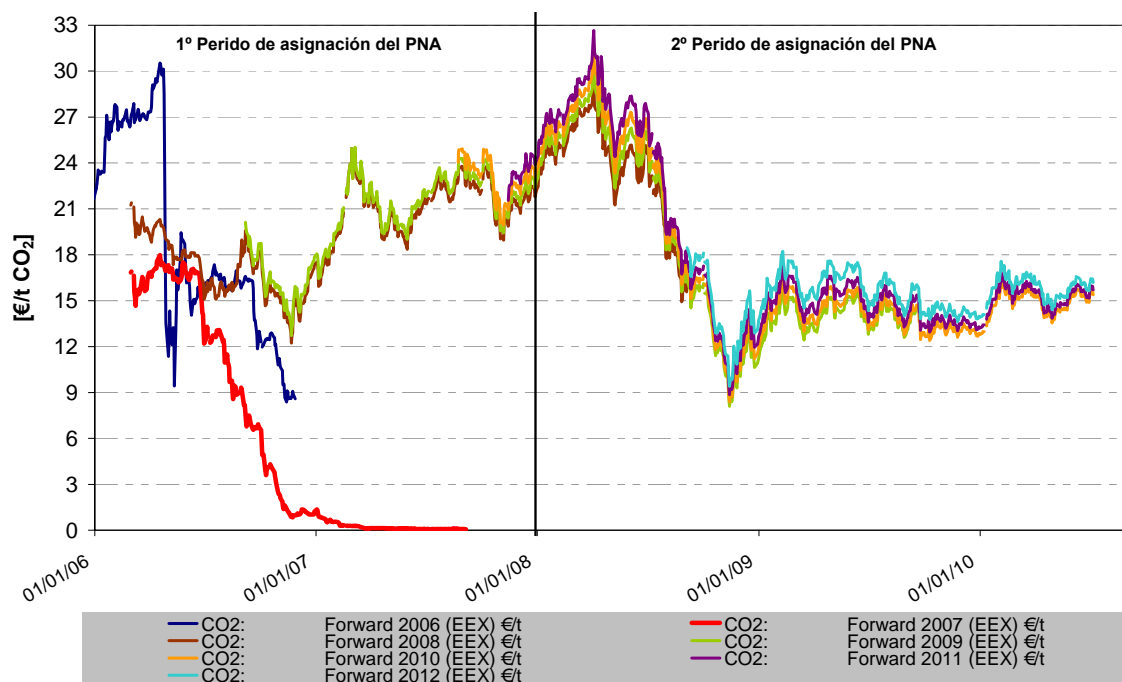


Figura 6.5 Evolución de las cotizaciones forward del CO₂ [Fuente: EEX [20] y elaboración propia]

Como en la normativa no se permite el arrastre de los derechos de emisión de un periodo a otro, a medida que se extinguía el tiempo del 1º periodo de asignación, el

exceso de ofertas de venta de derechos de emisión, llevó los precios a niveles muy bajos, tal y como muestra la curva de color rojo en la Figura 6.5.

- Índice de Precios al Consumo (IPC): la variación del IPC se usa para realizar la actualización de los precios de los peajes de acceso, que afectan a todos los consumidores de electricidad.

6.4 Condicionantes encubiertos

La categoría de condicionantes encubiertos hace referencia a aquellos factores que no tendrían porqué influir en los precios de la electricidad pero, sin embargo, lo hacen.

Al final del capítulo 5, se intuía la existencia de otras variables, ahora llamadas factores encubiertos, que condicionaban el precio de la electricidad en el mercado diario, ya que no podía explicarse que, a pesar de la estabilidad relativa de los combustibles desde marzo de 2010, el precio del mercado diario hubiese doblado su valor.

Esta subida del pool no es espontánea sino que, probablemente, responda a unos intereses concretos muy claros.

Por un lado, en la sección 4.3.2, se ha indicado la influencia que tienen los mercados no organizados (OTC) en las pujas de las subastas CESUR, y por otro lado, en la sección 4.4.2, se ha podido ver que, los resultados de las subastas CESUR son una de las variables que intervienen en la actualización semestral de la TUR.

Alternativamente, la actualización de la Tarifa de Último Recurso (TUR) también depende de los precios del mercado diario (ver sección 4.4.2).

Por lo tanto, los precios elevados en las subastas CESUR y en el mercado diario OMEL llevan asociada una subida de la TUR. El objetivo que se halla tras el interés de subir la TUR, es aumentar los ingresos del sistema eléctrico español; esto permitiría paliar el déficit tarifario. Anteriormente, en el apartado 2.1 se ha mencionado que el sistema eléctrico español debe recaudar en el periodo que va desde enero de 2007 y durante un periodo de 15 años, el déficit de ingresos derivado de las liquidaciones de las actividades eléctricas reguladas durante el periodo que va de 2004 a 2006.

Adicionalmente, existe otro motivo que fundamenta el interés por los precios elevados del mercado diario de la electricidad.

El Real Decreto 661/2007, que regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece que las instalaciones de régimen especial que opten por la opción de vender su energía al mercado diario perciban como retribución la suma del precio del mercado diario y una prima. En el Anexo G se indica cómo en función de unos límites superiores, inferiores, una prima de referencia y el precio del mercado diario se establece la prima a percibir. A modo de ejemplo, se pueden transformar las condiciones del Anexo G en una representación gráfica (Figura 6.6) que muestra la prima que recibe la eólica terrestre como una función a tramos que depende de los resultados del mercado diario.

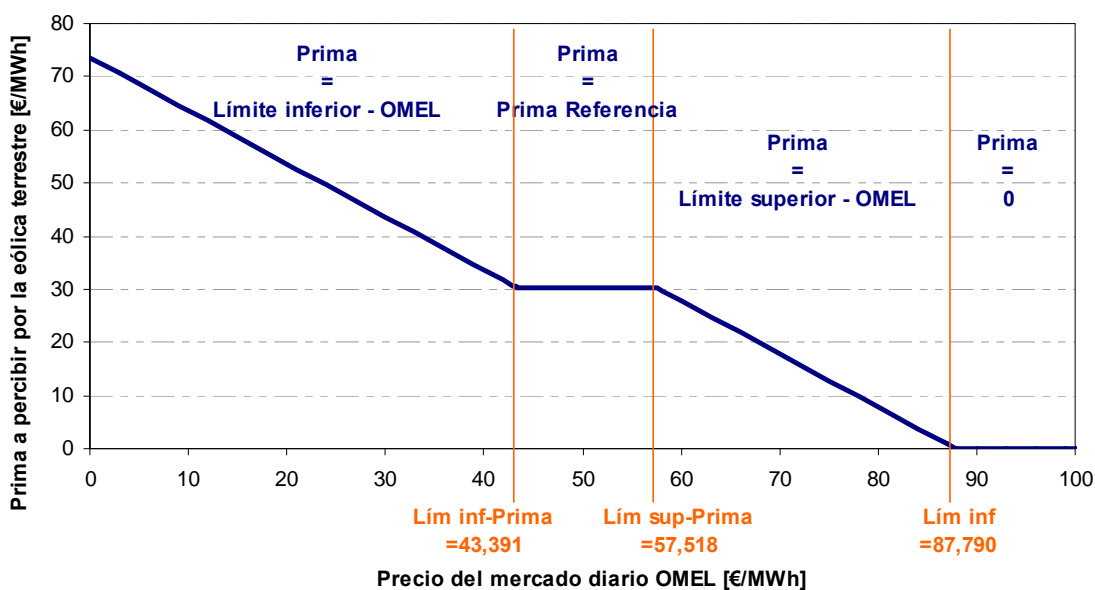


Figura 6.6 Prima a percibir por la eólica terrestre que opta por la opción de venta a mercado en función del precio del mercado diario

De la Figura 6.6 se deriva que, a medida que el precio del mercado diario aumenta, las primas que perciben las instalaciones de régimen especial disminuyen, y como consecuencia, también lo hacen los costes del sistema eléctrico español.

Por lo tanto, se observa que puede existir un doble interés por mantener los precios del mercado diario elevados, ya que por un lado, aumenta así la TUR y, con ella, los ingresos del sistema eléctrico, y por otro lado, disminuyen las primas al régimen especial, lo que supone un aumento de los ingresos del sistema eléctrico, y de esta manera, se consigue atacar por dos flancos el problema del déficit tarifario.

7 IMPACTO AMBIENTAL

En esta sección se consideran dos apartados. El primero hace referencia al impacto ambiental asociado a la generación de electricidad, mostrando la diferencia de emisiones de dióxido de carbono en distintos escenarios. Mientras que el segundo, se centra en la evaluación del impacto ambiental que supone la realización de este proyecto.

7.1 Emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica

Como se ha visto en el capítulo de la situación eléctrica española, la evolución del balance eléctrico en los últimos años apunta hacia dos fuentes energéticas, el gas natural y las energías renovables.

La planificación del sector eléctrico para el horizonte que alcanza hasta 2020 pretende cumplir con los compromisos de la Unión Europea sobre medidas de ahorro y eficiencia, conocidos como 20-20-20:

- Ahorro del 20% de la demanda proyectada para 2020
- Cobertura del 20% de la energía final con fuentes renovables
- Disminución en un 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.

Algunas de las estrategias planteadas para lograr estos objetivos son:

- 1º Programa Nacional de Reducción Progresiva de Emisiones, resolución de 2003
- 2º Programa Nacional de Reducción de Emisiones, resolución de 2008
- Plan de Energías Renovables para el horizonte 2005-2010
- Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia para el horizonte 2007-2012-2020: 198 medidas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero
- Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012: proyecta el Plan de Acción 2005-2007 y Plan de Acción 2008-2012
- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) para el horizonte 2011-2020 [17]

Es en este último informe donde se definen dos escenarios con su balance eléctrico en el horizonte del 2020, uno como escenario de referencia y el otro, como alternativa de

eficiencia energética. Ambos escenarios comparten la evolución prevista para los precios de los combustibles, y la evolución de las principales variables socio-económicas (PIB y población); únicamente se diferencian en las medidas de ahorro y eficiencia.

En ambos casos, el gas natural y las energías renovables se posicionan de forma destacada en la estructura de generación eléctrica, tal y como puede comprobarse en la Figura 7.1.

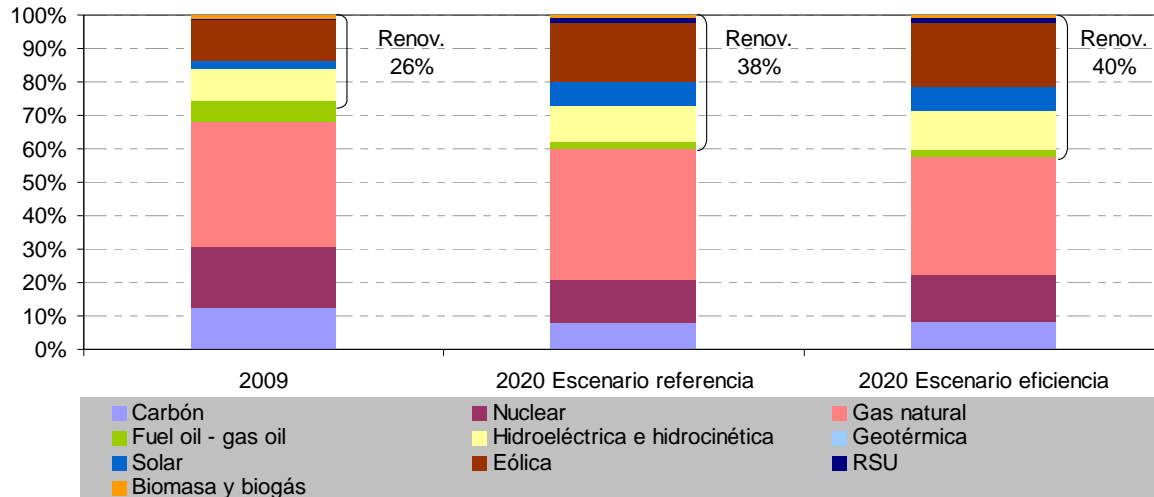


Figura 7.1 Cobertura de la producción bruta en 2009, y en los escenarios de referencia y eficiencia energética para el año 2020 [Fuente: MITYC [17] y [21] y elaboración propia]

Para cada uno de estos escenarios, se calculan a continuación las emisiones totales de dióxido de carbono generadas, así como el factor eléctrico de emisión nacional (FE_e), considerando los parámetros indicados en el Anexo H.

7.1.1 Escenario 2009

Considerando la cobertura de la producción bruta de energía en 2009, mostrada en la Figura 7.1, y los factores de emisión por unidad de energía eléctrica del Anexo H, puede estimarse que la cantidad de dióxido de carbono que se emitió a la atmósfera durante el año 2009 debido a la generación de energía eléctrica en el sistema peninsular fue, aproximadamente, de 103 Mt de CO_2 , tal y como muestra la Tabla 7.1.

	FE _{GWhe} [t CO ₂ /GWhe]	Energía eléctrica [GWhe]	Emisiones CO ₂ [kt CO ₂]
Energías no renovables		220.550	102.544
Hulla y antracita nacionales	1098	14.113	15.496
Lignito negro	1067	3.527	3.763
Lignito pardo	991	7.433	7.366
Carbón importado	1001	12.996	13.009
Nuclear	0	52.761	0
Gas natural	557	32.986	18.373
Ciclo combinado (GN)	390	78.279	30.529
Fuel oil - gas oil	759	18.455	14.007
Energías renovables		76.296	213
Hidroeléctrica e hidrocínética	0	29.083	0
Geotérmica	0	0	0
Solar	0	6.171	0
Eólica	0	37.164	0
RSU	269	890	213
Biomasa y biogás	neutro	2.988	neutro
Producción bruta TOTAL		296.846	102.757

Tabla 7.1 Emisiones de CO₂ por generación eléctrica nacional en 2009 [Fuente: IDAE [22], MITYC [17] y elaboración propia]

Por lo tanto, en el escenario de 2009, el factor de emisión nacional asociado a la generación eléctrica y las emisiones de CO₂ debidas a la generación eléctrica por persona y año fueron:

	2009
FE _e [t CO ₂ /GWhe = g CO ₂ /kWhe]	346
Emisiones eléctricas [t CO ₂ /(hab·año)]	1,91

Tabla 7.2 Factor eléctrico de emisión nacional en 2009

7.1.2 Escenario de referencia para 2020

El estado de referencia que establece el PANER para 2020 [17] considera que se mantiene el Plan de Acción para el periodo de 2008 a 2012, introducido por la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012, pero que, posteriormente, no se incorpora ninguna otra medida adicional de eficiencia.

De esta manera, las únicas ganancias en eficiencia que se obtendrían a partir de 2012 hasta el horizonte de 2020 serían las que se produjeran a lo largo de la vida útil de los equipos incorporados. Se considera así que en 2020, el consumo de energía primaria sería de 157 Mtep [17] y la producción eléctrica ascendería a 424 TWhe [17], aproximadamente.

Procediendo del mismo modo que en el caso anterior, considerando la cobertura de la producción bruta para el escenario de referencia para el 2020, mostrada en la Figura 7.1, y los factores de emisión por unidad de energía eléctrica indicados en el Anexo H, puede estimarse que la cantidad de dióxido de carbono que se emitiría en el escenario de referencia durante el año 2020 debido a la generación de energía eléctrica en el sistema nacional sería, aproximadamente, de 117 Mt de CO₂, tal y como muestra la Tabla 7.3.

	FE _{GWhe} [t CO ₂ /GWhe]	Energía eléctrica [GWhe]	Emisiones CO ₂ [kt CO ₂]
Energías no renovables		263.612	114.900
Carbón genérico	1054	33.500	35.316
Nuclear	0	55.600	0
Gas natural	557	49.737	27.704
Ciclo combinado (GN)	390	116.054	45.261
Fuel oil - gas oil	759	8.721	6.619
Energías renovables		160.858	1.928
Hidroeléctrica e hidrocinética	0	46.333	0
Geotérmica	0	291	0
Solar	0	28.736	0
Eólica	0	75.795	0
RSU	269	7.167	1.928
Biomasa y biogás	neutro	2.535	neutro
Producción bruta TOTAL		424.470	116.828

Tabla 7.3 Emisiones de CO₂ por generación eléctrica nacional en 2020 en un escenario de referencia [Fuente: PANER 2011-2020 [17] y elaboración propia]

Por lo tanto, puede estimarse que el factor de emisión nacional asociado a la generación eléctrica sería el que muestra la tabla siguiente:

	2020 referencia
FE _e [t CO ₂ /GWhe = g CO ₂ /kWhe]	275

Tabla 7.4 Factor eléctrico de emisión nacional en 2020 en el escenario de referencia

7.1.3 Escenario de eficiencia energética para 2020

El escenario de eficiencia energética para 2020, definido en el PANER [17], supone la incorporación de un paquete de medidas de eficiencia para disminuir el consumo de energía primaria un 11% respecto al escenario de referencia, es decir, pasar de 157 Mtep a 140 Mtep de energía primaria consumida.

Se prevé que esta reducción de consumo, se logre con la Ley de Economía Sostenible y la Ley de Eficiencia Energética y Energías Renovables, que fomentarán la eficiencia energética.

En este escenario de eficiencia, la demanda de energía eléctrica alcanzaría los 400 TWhe anuales [17], aproximadamente, y se cubriría tal y como indica la Figura 7.1. Considerando esta cobertura, y los factores de emisión por unidad de energía eléctrica calculados en el Anexo H, puede estimarse que la cantidad de dióxido de carbono que se emitiría por generación de energía eléctrica en el sistema nacional durante el año 2020 en el escenario de eficiencia sería, aproximadamente, de 106 Mt de CO₂, tal y como muestra la Tabla 7.5.

	FE _{GWhe} [t CO ₂ /GWhe]	Energía eléctrica [GWhe]	Emisiones CO ₂ [kt CO ₂]
Energías no renovables		239.562	104.316
Carbón genérico	1054	33.500	35.316
Nuclear	0	55.600	0
Gas natural	557	42.522	23.685
Ciclo combinado (GN)	390	99.219	38.695
Fuel oil - gas oil	759	8.721	6.619
Energías renovables		160.858	1.928
Hidroeléctrica e hidrocinética	0	46.333	0
Geotérmica	0	291	0
Solar	0	28.736	0
Eólica	0	75.795	0
RSU	269	7.167	1.928
Biomasa y biogás	neutro	2.535	neutro
Producción bruta TOTAL		400.420	106.244

Tabla 7.5 Emisiones de CO₂ debidas a la generación nacional de energía eléctrica durante el año 2020 en un escenario de eficiencia energética [Fuente: PANER 2011-2020 [17] y elaboración propia]

A partir de los valores de la demanda y las emisiones anuales, puede determinarse el factor eléctrico de emisión nacional, que asciende a 265 t CO₂/GWhe como indica la Tabla 7.6.

	2020 eficiencia
FE _e [t CO ₂ /GWhe = g CO ₂ /kWhe]	265

Tabla 7.6 Factor eléctrico de emisión nacional en 2020 en el escenario de referencia

Los últimos datos de la Administración central respecto al factor de emisión nacional fueron publicados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [22] en mayo de 2010, sin embargo, hacen referencia al año 2008. Por este motivo, para validar las estimaciones hechas, en el Anexo I se calcula el factor de emisión nacional de 2008.

7.1.4 Comparación de escenarios

Si se comparan los valores relativos de emisiones, es decir, los factores eléctricos de emisión nacional en cada escenario, se comprueba que el mix energético habrá

evolucionado de forma considerable en el escenario de referencia en 2020 ya que, a pesar de aumentar la producción bruta de energía eléctrica un 43% respecto al año 2009, el factor eléctrico de emisión nacional se ve reducido un 20%, tal y como muestra la Tabla 7.7.

Escenario	Producción bruta [GWhe]	FE _e [t CO ₂ /GWhe]
2009	296.846	346
2020 Referencia	424.470	275
2020 Eficiencia	400.420	265

Tabla 7.7 Comparación de la energía eléctrica producida y el factor eléctrico de emisión nacional en cada escenario

Por otro lado, si se comparan los resultados en el escenario de eficiencia para el 2020 con los del año 2009, al cambio en el mix energético se le suman las medidas de eficiencias. Esto hace que, la producción bruta de energía eléctrica no sea tan elevada como en el otro escenario, un 35% superior al nivel de 2009, y se consiga una mayor reducción en el factor de emisión nacional, un 23% inferior al valor del año 2009.

7.1.5 Comparación internacional

En el Anexo A, como información complementaria al capítulo 2, se compara la distribución de la potencia instalada que disponen los países continentales miembros de la Unión Europea. Las figuras que se muestran en este anexo, permiten determinar algunos de los países más interesantes, en cuanto a la comparación del factor de emisión nacional. Algunos de éstos podrían ser Francia, Grecia y Alemania; el primero porque disponen de una alta proporción de centrales nucleares, Grecia por la gran cantidad de térmicas instaladas y Alemania porque dispone de un mix energético relativamente variado.

Los últimos datos de factores de emisión para estos países, se encuentran disponibles en la publicación de la IEA *CO2 Emissions from Fuel Combustion – 2009 Edition* [23], y hacen referencia al año 2007.

La Figura 7.2 muestra la cobertura de la demanda eléctrica de estos países en el 2007. Éstos se encuentran en orden creciente de producción térmica, por lo tanto, es de esperar que el factor de emisión asociado a la generación eléctrica sea mayor cuanto más a la derecha del gráfico se encuentre el país.

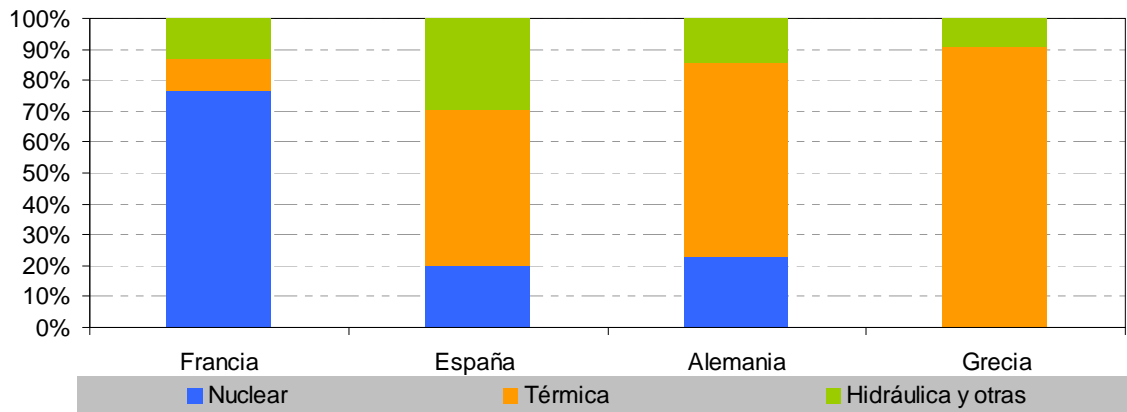


Figura 7.2 Origen de la producción total neta en 2007 [Fuente: REE [24] y elaboración propia]

Efectivamente así sucede, los valores correspondientes a estos países son los mostrados en la Tabla 7.8.

	Francia	España	Alemania	Grecia
FE_e 2007 [g CO ₂ /kWh _e]	90	390	427	749

Tabla 7.8 Factores de emisión nacional en 2007 asociados a la generación eléctrica [Fuente: IEA [23] y elaboración propia]

De esta manera, se puede comprobar que, en el caso de Francia, que en 2007 cubrió el 77% de su demanda con energía de origen nuclear, el factor de emisión fue de los más bajos; mientras que, en contraposición, Grecia, que cubrió el 91% de su demanda con térmicas convencionales, alcanzó un factor eléctrico de emisión 8 veces superior al francés.

Alemania y España se encuentran en una posición intermedia. En cuanto a la cobertura con energía de origen nuclear, en el año 2007, la situación fue parecida en ambos países, Alemania cubrió el 23% de su demanda con energía nuclear y España, el 20%. Las diferencias fundamentales recaen en la generación eléctrica de origen térmico, algo mayor en Alemania, y en la categoría de hidráulica y otros orígenes, de la cuál, España obtuvo el 30% de su demanda, mientras que Alemania solamente pudo cubrir un 15% del total. Esto hace que el factor de emisión español se encuentre ventajosamente por debajo del alemán.

Estas diferencias en el factor de emisión asociado a la generación eléctrica suponen que la energía generada en algunos países (en Francia, principalmente) pueda ser mucho más competitiva a nivel económico que la producida en otros (como Grecia o Alemania), ya que los costes asociados a las emisiones se ven mucho más reducidos.

Alternativamente resulta interesante remarcar la proporción de emisiones de CO₂ que representa la generación eléctrica respecto a las emisiones totales en cada uno de estos países. A partir del consumo per capita publicado por REE [24] y los factores eléctricos de emisión nacional publicados en el informe *CO2 Emissions from Fuel Combustion 2009* de IEA [23], se calculan las emisiones de CO₂ per capita debidas a la generación eléctrica, y se comparan con los datos de emisiones totales nacionales per capita, publicadas en el mismo informe de la IEA [23]; tal y como se muestra en la Tabla 7.9.

		Francia	España	Alemania	Grecia
FE_e	[g CO ₂ /kWh _e]	90	390	427	749
Consumo per capita	[kWh/(hab.año)]	7.577	5.881	6.753	4.985
Emisiones eléctricas	[t CO ₂ /(hab.año)]	0,68	2,29	2,88	3,73
Emisiones TOTALES	[t CO ₂ /(hab.año)]	5,81	7,68	9,71	8,74

Tabla 7.9 Comparación de las emisiones de CO₂ per capita debidas a la generación eléctrica y las emisiones totales de CO₂ per capita en 2007. [Fuente: REE [24], IEA [23] y elaboración propia]

De este modo, la proporción de emisiones de dióxido de carbono debidas a la generación eléctrica en 2007 fue la que se muestra en la Figura 7.3. En 2007, en España la partida de generación eléctrica supuso casi el 30% de las emisiones totales per capita; pero, dada la evolución de la potencia instalada, vista en el capítulo 2, es de esperar que este porcentaje haya ido disminuyendo en los últimos años.

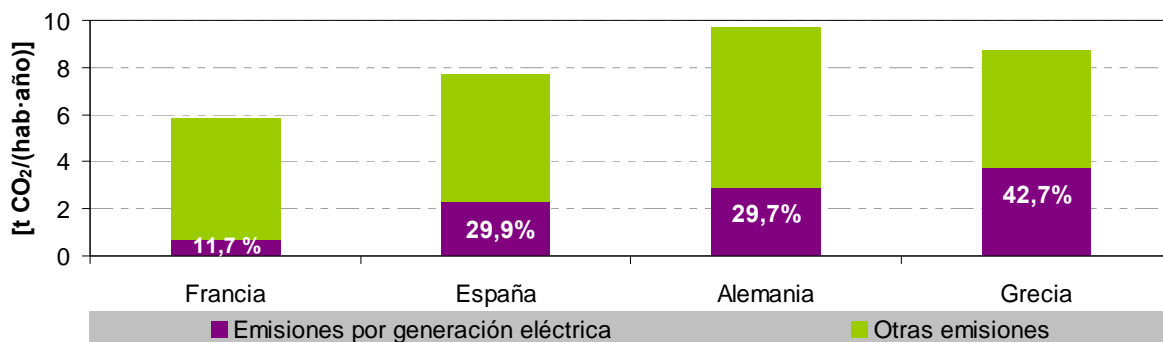


Figura 7.3 Proporción de las emisiones de dióxido de carbono debidas a generación eléctrica respecto a las emisiones totales en 2007 [Fuente: IEA [23] y elaboración propia]

El Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino publica de forma periódica el *Inventario de Emisiones a la Atmósfera* [25], sin embargo, como la última edición de 2009, hace referencia a la serie 1990-2007, no permite comprobar la hipótesis de decrecimiento del porcentaje de emisiones de CO₂ debidas a la generación eléctrica.

7.2 Evaluación del impacto ambiental del proyecto

Desde la publicación del Real Decreto Legislativo 1302/1986, sobre evaluación de impacto ambiental, la legislación ha experimentado numerosas modificaciones. Con el fin de armonizar las disposiciones vigentes, se aprobó el RD Legislativo 1/2008 por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de Proyectos.

El ámbito de aplicación de este Decreto recae sobre proyectos consistentes en la realización de obras, instalaciones o cualquier actividad que se desarrolle, entre otros, en la industria extractiva, energética, siderúrgica, química o en proyectos de infraestructuras. Como este proyecto no corresponde a ninguno de los grupos de aplicación, no tiene obligación de someterse a evaluación de impacto ambiental. Aún así, en el Anexo J se aportarán datos, cuando sea posible, de los apartados del artículo 7 del capítulo 2 del RD Legislativo 1/2008.

CONCLUSIONES

La primera parte del proyecto constituye un reflejo claro de la situación eléctrica española. Por una parte, muestra cómo y en qué fases se ha realizado la transición al mercado liberalizado de la electricidad a partir de las transposiciones de la normativa europea. Y por otra, pone de manifiesto cómo el sistema de generación cubre la demanda eléctrica a partir de la capacidad instalada. El análisis de la evolución de la demanda permite detectar el declive en el consumo de energía eléctrica, en octubre de 2008, como reflejo de la crisis económica, así como el momento a partir del cual se inicia una paulatina recuperación, en febrero de 2010. A su vez, la evolución de la producción bruta refleja las tendencias en las políticas energéticas, mientras que la producción de origen nuclear se mantiene estable en los últimos cinco años, existe una reducción en la generación térmica con ciclos convencionales que utilizan carbón, fuel y gas (esta tendencia podría verse modificada con la aprobación reciente del Real Decreto del carbón) y una tendencia al alza de la generación con ciclos combinados de gas natural así como de energías de origen renovable.

En esta misma parte se analiza también el peso que representa la generación eléctrica de cada país respecto al cómputo general de la Unión Europea, así, en concreto, se muestra que el sistema peninsular representó el 11% de la producción total neta de la Unión Europea continental en 2009, con un flujo neto exportador de, aproximadamente 8.000 GWh anuales, hacia Portugal, Andorra y Marruecos. La comparación internacional permite mostrar también el consumo medio per capita de los países miembros de la Unión Europea, cifrado en 5.709 kWh anuales por habitante, y cómo se alejan los consumos nacionales de este valor medio; en concreto, en España, el consumo se halla ligeramente por debajo del valor medio, con 5.516 kWh anuales per capita.

El capítulo 4, el más descriptivo del proyecto, pone de manifiesto la complejidad del mercado ibérico de la energía eléctrica. En éste se identifican y describen las entidades gestoras del sector eléctrico, los agentes participan activamente en el mercado y la articulación del mismo. Se muestran además, los tipos de mercados y los distintos mecanismos que puede escoger el consumidor para la contratación de la energía eléctrica.

Con el objetivo de determinar si los costes de generación de la energía eléctrica en el sistema peninsular son determinantes en el precio final de la electricidad, se ha creado una herramienta de estimación del coste unitario de generación eléctrica del mix español, que

permite comparar éste con el precio del mercado diario OMEL, y concluir que los costes de generación, aunque afectan al precio del mercado diario, no representan una de las variables más relevantes en el precio de la electricidad.

El capítulo 6 pretende ser una reflexión sobre las variables que repercuten en el precio de la electricidad. De éste se puede concluir que el precio de la energía eléctrica depende de una función muy compleja en la que sus variables no solamente se expresan en términos cuantitativos sino que intervienen otras variables cualitativas, a menudo, más influyentes que las anteriores. Se destaca la influencia entre los distintos mercados energéticos, así como la repercusión de los cambios en éstos sobre el precio de la electricidad. Además, se señala que la fortaleza del euro frente al dólar beneficia a la generación eléctrica. También se justifica cómo aspectos legislativos, como la regulación del régimen especial afectan al precio de la electricidad, concretamente, por ejemplo, se muestra que a mayor generación en régimen especial, menores son los precios del mercado diario a pesar de aumentar los costes en la generación.

Por otro lado, se introduce una categoría de variables encubiertas que justificaría las subidas del precio del mercado diario sin aparente causa, bajo el objetivo de reducir el déficit tarifario, consiguiendo unos mayores ingresos en el sistema eléctrico debidos a la Tarifa de Último Recurso, a la vez, que una disminución de los costes del mismo asociados a las primas al régimen especial.

En el último capítulo se calcula y analiza el impacto ambiental de la generación eléctrica en 2009 y en dos escenarios para el 2020, uno de referencia y otro de eficiencia. Estos cambios supondrían la reducción del factor de emisión de CO₂ en el escenario de referencia un 20% respecto a la situación de 2009; porcentaje que aumentaría con el escenario de eficiencia. Además, se muestra cómo las características del mix eléctrico de un país, repercuten en el porcentaje de emisiones de CO₂ debidas a la generación eléctrica respecto a las emisiones totales per capita; en 2007, en España fue del 30%, en Francia del 12% y en Grecia del 43% (país con elevada potencia térmica convencional).

Este proyecto, por lo tanto, permite mostrar las principales características del mercado eléctrico y analizar cómo el precio de la electricidad se ve modificado por variables tecnológicas, sociales, económicas y legislativas, a la vez que demuestra que las ligeras variaciones en los costes de generación eléctrica no tienen una repercusión significativa en el precio de la electricidad en el mercado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIBLIOGRAFÍA

- [1] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. *Informe del sistema eléctrico en 2009*. [http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp, 26 de julio de 2010]
- [2] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. En línea. [http://www.ree.es, 20 de octubre de 2010]
- [3] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *Estadística de la Industria de Energía Eléctrica 2007*. [http://www.mityc.es/energia/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/Paginas/ElectricasAnuales.aspx]
- [4] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; NUCLEAR ENERGY AGENCY. *Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Edition*. Francia, 2010
- [5] OECD NUCLEAR ENERGY AGENCY. *Nuclear Energy Outlook 2008*. Francia, 2008
- [6] ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. *The Cost of Generating Electricity*. Londres, 2004
- [7] MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DE L'ÉNERGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'AMÉNAGEMENT DE TERRITOIRE. *Public Summary of the Study of Reference Costs for Electricity Generation*. París, 2007
- [8] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *Registro de instalaciones productoras* [http://www.mityc.es/energia/es-ES/Servicios/Paginas/Registros.aspx, 27 de mayo de 2010]
- [9] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Technology Essentials – Nuclear Power*. [http://www.iea.org/techno/essentials.htm, 22 de abril de 2010]
- [10] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. *Nuclear Basics*. [http://www.world-nuclear.org/education/chem.htm, 23 de abril de 2010]
- [11] CARBUNION, Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón. *Memoria 2008*. [http://www.carbunion.com/memoria.php?cat=MEMORIA%202008, 7 de julio de 2010]
- [12] ENDESA. *Construcción de una planta que captura CO2*. [http://www.endesa.es/Portal/es/prensa/noticias.htm, 17 de mayo de 2010]
- [13] CORPORACIÓN DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS. Boletín mensual de *Comercio Exterior de Hidrocarburos*. Enero 2010. [http://www.cores.es/esp/boletines/actual.html, 21 de julio de 2010]
- [14] CALVENTUS, Y. [et al.] *Tecnología Energética y Medio Ambiente*, volumen 1. Barcelona, Ediciones UPC, 2006.

- [15] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. *Informe a la propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al Régimen Especial, 14 de septiembre de 2010.* [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne83_10.pdf]
- [16] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. *Informe 3/2007 de la CNE relativo a la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de determinadas instalaciones de tecnologías asimilables del régimen ordinario.* [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne15_07.pdf]
- [17] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020.* Junio 2010. [<http://www.mityc.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Paginas/paner.aspx>, 19 de julio 2010]
- [18] ICE, Intercontinental Exchange. En línea [www.theice.com, 15 de octubre de 2010]
- [19] OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA – POLO ESPAÑOL, S.A. En línea. [<http://www.omel.es/frames/es/index.jsp>, 13 de septiembre de 2010]
- [20] EEX, European Energy Exchange. En línea [www.eex.com, 17 de octubre de 2010]
- [21] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *La energía en España, 2009.* [http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2009.pdf, 8 de septiembre de 2010]
- [22] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE ENERGÍA. *Factores de conversión de energía primaria y emisiones de CO₂ 2008.* [[http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_Factores_EP_CO2_2008_Publico\(1\)_21d53552.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_Factores_EP_CO2_2008_Publico(1)_21d53552.pdf), 2 de agosto de 2010]
- [23] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *CO₂ Emissions from Fuel Combustion - 2009 Edition.* Francia, 2009
- [24] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. *Informe del sistema eléctrico en 2007.* [http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp, 6 de mayo de 2010]
- [25] MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y MEDIO RURAL Y MARINO. *Inventario de Emisiones a la Atmósfera – Serie 1990-2007.* [http://www.mma.es/secciones/calidad_contaminacion/pdf/Sumario_Inventario_de_Emisiones_GEI-serie1990-2007.pdf, 18 de agosto de 2010]
- [26] IBERDROLA, *El futuro de la energía en España: globalización, tecnología y energía.* [http://www.funciva.org/uploads/ficheros_documentos/1273231319_jose_luis_san_pedro.pdf]
- [27] RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. En línea. [https://demanda.ree.es/generacion_acumulada.html, 6 de mayo de 2010]
- [28] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. En línea [<http://www.cne.es>, 15 mayo de 2010]

OTRAS REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [29] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2008 Edition*. [http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2144, 30 de abril de 2010]
- [30] CINCO DÍAS, 14 de diciembre de 2009. Noticias de Empresas: *La CNE pide más control sobre los mercados financieros eléctricos*.
- [31] CINCO DÍAS, 4 de junio de 2010. Noticia de Empresas: *La CNMV reforzará el control de los mercados financieros de la electricidad*
- [32] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Curso de formación para técnicos de las asociaciones de consumidores, CNE octubre 2009. *El sector, la regulación y el suministro de electricidad (infraestructuras, regulación y precios)* [www.cne.es, 15 de mayo de 2010]
- [33] EUROSTAT. *Panorama of Energy 2010, Energy Statistics to support EU policies and solutions*. [http://epp.eurostat.ec.europa.eu, 30 de junio de 2010]
- [34] GENERALITAT DE CATALUNYA. COMISSIÓ INTERDEPARTAMENTAL DEL CANVI CLIMÀTIC. *Guia pràctica per al càlcul d'emissions de gasos amb efecte d'hivernacle (GEH)*, abril 2010. [http://www15.gencat.cat/cads/AppPHP/images/stories/guia_calcul_emissions_maig09.pdf, 2 de agosto de 2010]
- [35] INTERNATIONAL MONETARY FUND. *Indices of market prices for non-fuel and fuel-commodities* [www.imf.org, 15 de julio de 2010]
- [36] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016*. [http://www.mityc.es/energia/es-ES/Novidades/Paginas/Planificacion.aspx, 1 de agosto de 2010]
- [37] MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE. *Informe de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero de España 1990-2008 (2010)* [http://www.mma.es/portal/secciones/calidad_contaminacion/atmosfera/, 1 de agosto de 2010]
- [38] OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA – POLO PORTUGUÉS, S.A. En línea. [http://www.omip.pt/MarketInfo/Produtos/tabid/76/language/es-ES/Default.aspx, 8 de septiembre de 2010]
- [39] PRTR-España, Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. En línea. [www.prtr-es.es, 17 de julio de 2010]
- [40] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. *Uranium guide*. [http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/Pocket%20Guide%202009%20Uranium.pdf, 2 de agosto de 2010]