

Sumario

| | |
|---|-----------|
| A. COMPARACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EUROPEOS | 3 |
| B. REGISTRO DE PRODUCTORES EN RÉGIMEN ORDINARIO | 7 |
| B.1 Centrales de carbón | 7 |
| B.2 Centrales de gas natural..... | 8 |
| B.3 Centrales nucleares..... | 9 |
| C. COSTES DE GENERACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES | 11 |
| C.1 Eólica Terrestre | 12 |
| C.2 Hidráulica | 13 |
| C.3 Solar Fotovoltaica | 14 |
| D. INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE EL MIBEL | 17 |
| D.1 Entidades gestoras del sector eléctrico | 17 |
| D.2 Agentes del mercado eléctrico | 18 |
| D.3 Mercado diario | 21 |
| D.4 Mercado a plazo de electricidad | 29 |
| D.5 Subastas Emisiones Primarias de Energía (EPE)..... | 31 |
| D.6 Subastas CESUR | 33 |
| D.7 Mercados no organizados | 36 |
| E. REAL DECRETO DEL CARBÓN | 39 |
| E.1 Real Decreto 134/2010..... | 39 |
| E.2 Real Decreto 1221/2010..... | 40 |
| F. PEAJES DE ACCESO (ATR) | 45 |
| F.1 Facturación mensual de potencia..... | 48 |
| F.2 Facturación mensual de energía activa..... | 48 |
| F.3 Facturación mensual de energía reactiva..... | 49 |

| | |
|---|-----------|
| G. REGULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL | 51 |
| G.1 Ámbito de aplicación | 51 |
| G.2 Régimen económico | 52 |
| H. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES | 55 |
| I. VALIDACIÓN DEL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN NACIONAL | 57 |
| J. EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO | 59 |
| J.1 Descripción general del proyecto | 59 |
| J.2 Estudio de alternativas | 59 |
| J.3 Evaluación de los efectos previsibles | 59 |
| J.4 Medidas correctoras | 60 |
| K. PRESUPUESTO | 61 |
| K.1 Recursos humanos | 61 |
| K.2 Recursos materiales | 61 |
| K.3 Coste total | 63 |

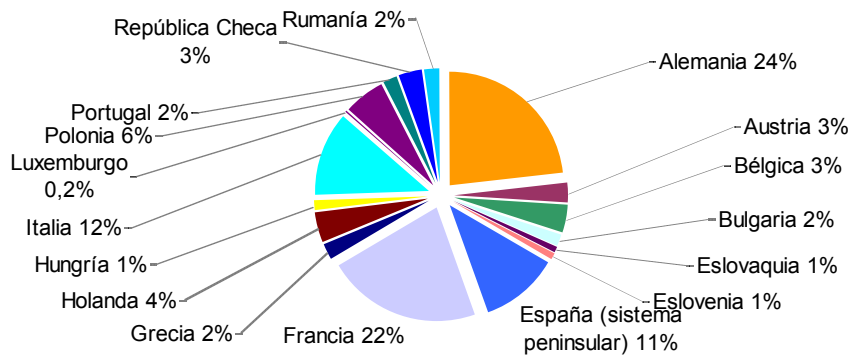


Figura A.2 Distribución de la producción total neta de los países continentales miembros de la UE, en 2009, sobre una producción anual total de 2355 TWh [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

Sin embargo, el dato de demanda no permite comparar el consumo entre distintos países; hay que contrastar los consumos per capita (Figura A.3). El mayor consumo lo encabeza Luxemburgo, con 12553 kWh/(hab·año) [1], más del doble del consumo español, 5516 kWh/(hab·año) [1]. El segundo y tercer puesto corresponden a Bélgica (7866 kWh/(hab·año) [1]) y Austria (7856 kWh/(hab·año) [1]), seguidos de cerca por Francia (7558 kWh/(hab·año) [1]), todos ellos por encima del consumo medio, 5709 kWh por habitante y año [1].

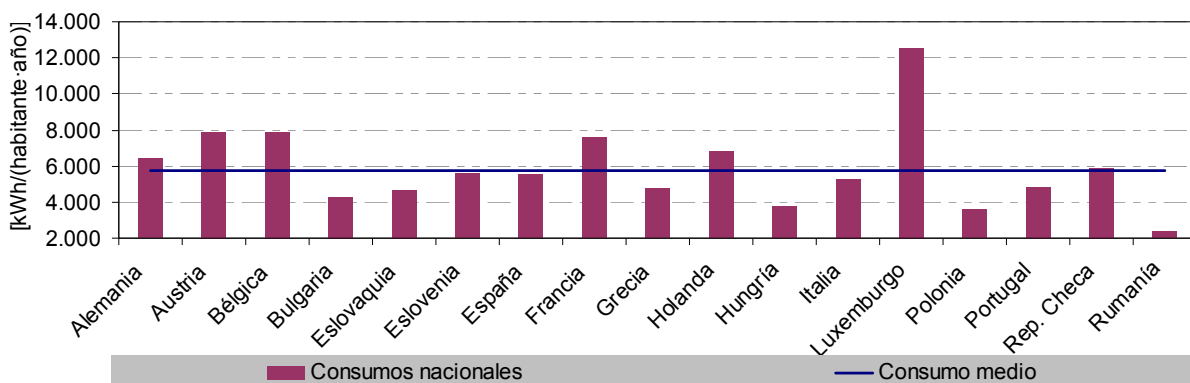


Figura A.3 Consumo per capita en 2009 (consumo total/número de habitantes) de los países de Europa continental, miembros de la Unión Europea [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

En cuanto a la potencia neta instalada, estos países alcanzan los 645,5 GW (en 2009) [1], de los cuáles, el 52% corresponde a las térmicas convencionales y los ciclos combinados, el 18% a la energía hidráulica, el 17% a la energía nuclear, y el 13% restante a otros tipos de instalaciones. La Figura A.4 muestra la distribución de potencia por tecnologías.

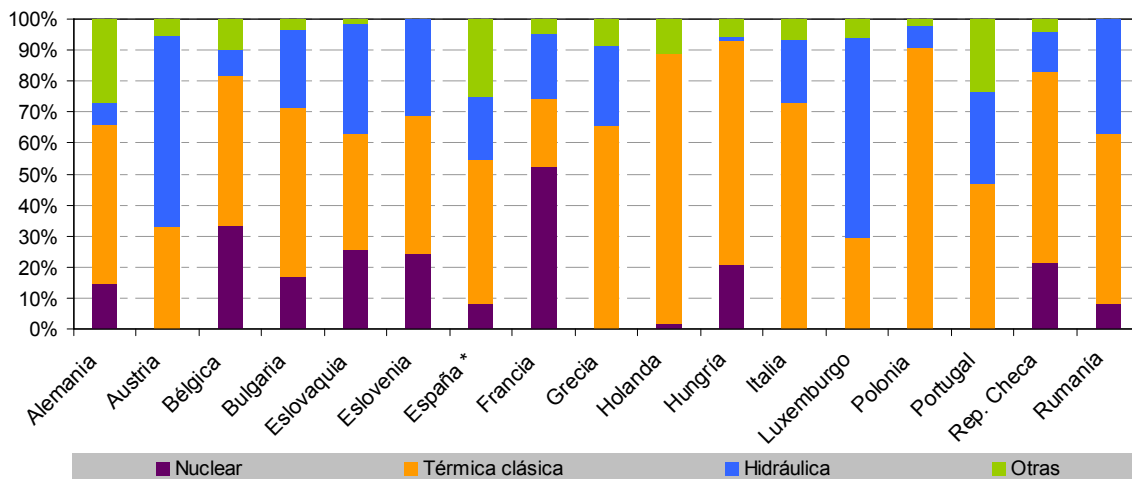


Figura A.4 Distribución por tecnologías de la potencia neta instalada, en 2009, en los países continentales miembros de la UE. (*) Sistema peninsular [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

Es interesante comparar este último gráfico con el correspondiente a la producción total neta en 2009, tal y como se ha hecho con el sistema eléctrico español. Se puede apreciar claramente, que la potencia instalada no garantiza que la generación eléctrica pueda realizarse con esa misma tecnología; en el caso de Luxemburgo, con un 65% de su potencia instalada en forma de centrales hidráulicas; en 2009, tan sólo consiguió satisfacer, mediante esta tecnología, el 26% de su demanda.

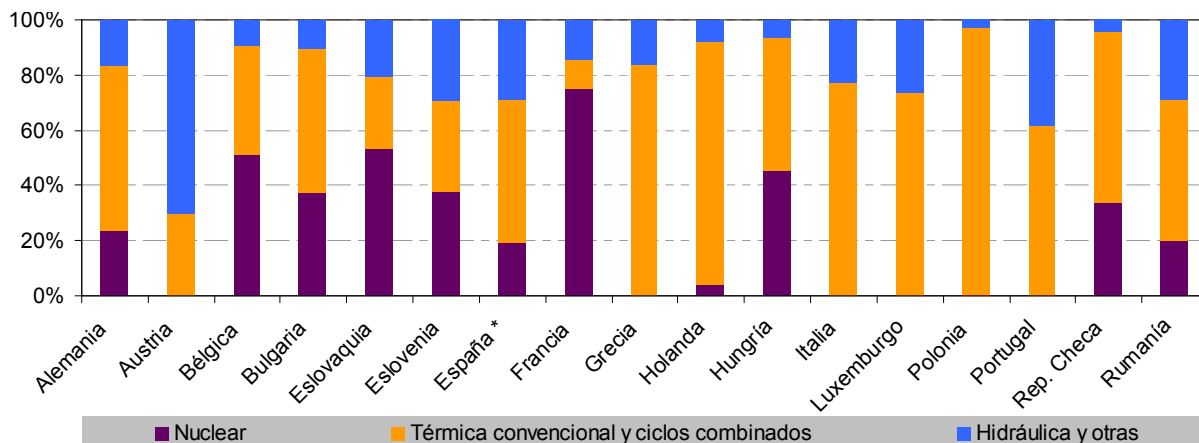


Figura A.5 Distribución por tecnologías de la producción total neta en 2009 de los países de Europa continental miembros de la UE. (*) Sistema peninsular [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

Concretamente, la potencia instalada en centrales térmicas clásicas asciende a 336 GW; los países con más peso en esta tecnología son Italia y Alemania, con un 22% y 21% del total, respectivamente, tal y como puede observarse en la Figura A.6.

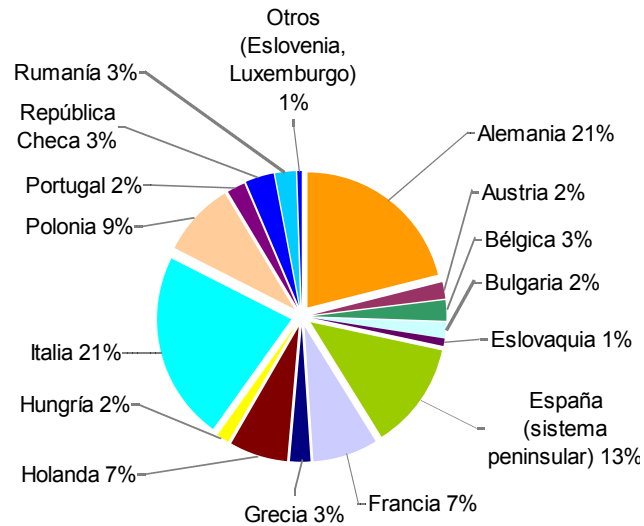


Figura A.6 Distribución de la potencia térmica clásica instalada en los países de Europa continental, miembros de la UE, en 2009 [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

Por otro lado, la potencia nuclear instalada asciende casi a 109 GW [1], con más de la mitad de ella perteneciente a Francia, un 58% en 2009, como se observa en la siguiente Figura, A.7.

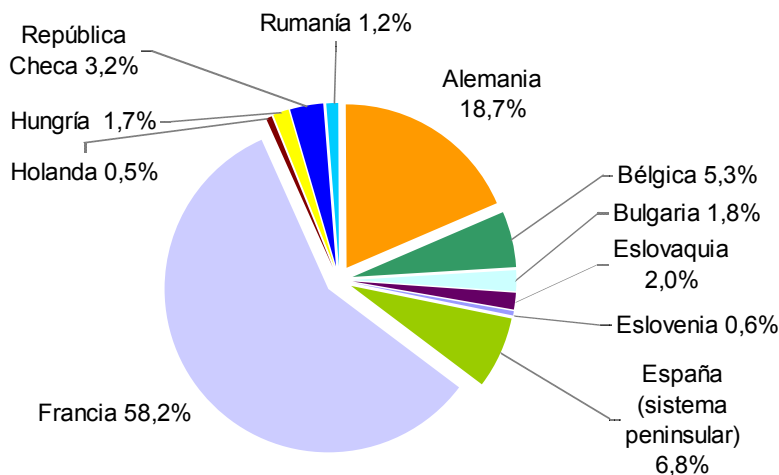


Figura A.7 Distribución de la potencia nuclear instalada en los países de Europa continental miembros de la UE, en 2009 [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

La potencia hidráulica, relacionada con el potencial hidráulico de cada país, alcanza los 115 GW (datos de 2009) [1], y se encabeza por Francia (22% sobre el total europeo), Italia (19% sobre el total europeo) y España (16% sobre el total europeo). Sin embargo, como la generación de origen hidráulico depende de la meteorología de cada país, en 2009, la generación correspondió, en orden decreciente a Alemania (21% de la producción total a pesar de representar el 9% de la potencia hidráulica instalada del total europeo), España (18% del total europeo) y Francia (17% del total europeo).

B. REGISTRO DE PRODUCTORES EN RÉGIMEN ORDINARIO

En el siguiente apartado se listan las centrales eléctricas de régimen ordinario que utilizan como combustible principal el carbón, el gas natural y el uranio, y sus principales características. Los datos son publicados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de forma periódica; los siguientes corresponden a la publicación de mayo de 2010.

B.1 Centrales de carbón

En la siguiente tabla se listan las centrales térmicas acogidas al régimen ordinario, que utilizan como combustible principal el carbón. Se muestra dónde se localizan así como la tecnología usada, la potencia instalada y los combustibles alternativos al carbón.

| Titular | Provincia | Nombre unidad de producción | Tecnología | Potencia instalada [MW] | Nombre del combustible más usado | Nombre del combustible 2º más usado | Nombre del combustible 3º más usado | Estado | Clave Registro | | | |
|---------------------------------------|------------------|-----------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|------------------|----------------|------------------|------------|----------|
| ELCOGAS S.A. | Ciudad | GICC ELCOGAS | GICC | 320 | | Coque de petróleo | | definitivo | RO1-0460 | | | |
| ENDESA GENERACIÓN S.A. | León | COMPOSTILLA II GR 1 | | 141 | | | | baja | RO1-0462 | | | |
| | | COMPOSTILLA II GR 2 | | 141 | | | | definitivo | RO1-0463 | | | |
| | | COMPOSTILLA II GR 3 | | 330 | | | | definitivo | RO1-0464 | | | |
| | | COMPOSTILLA II GR 4 | | 350 | | | | definitivo | RO1-0465 | | | |
| | | COMPOSTILLA II GR 5 | | 350 | | | | definitivo | RO1-0466 | | | |
| ENEL VIESGO GENERACIÓN, S.L. SOCIEDAD | Córdoba | PUENTE NUEVO GR 3 | | 312 | | | | definitivo | RO1-0471 | | | |
| HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. | Ciudad Real | PUERTOLLANO GR 1 | Térmica Clásica Carbón | 220 | Hulla + Antracita | Fueloleo | Gasóleo | definitivo | RO1-0468 | | | |
| | Asturias | ABONO 1 | | 360 | | | | definitivo | RO1-0001 | | | |
| IBERDROLA GENERACIÓN, S.A. | Palencia | ABONO 2 | | 556 | | | | definitivo | RO1-0002 | | | |
| | | SOTO RIBERA 1 | | 66 | | | | baja | RO1-0003 | | | |
| | SOTO RIBERA 2 | 254 | | definitivo | | | | RO1-0004 | | | | |
| | CT GUARDO 1 | 155 | | definitivo | | | | RO1-0053 | | | | |
| UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A. | Asturias | CT GUARDO 2 | | 361 | | | | definitivo | RO1-0054 | | | |
| | | CT LADA 3 | | 155 | | | | definitivo | RO1-0055 | | | |
| | CT LADA 4 | 0 | | definitivo | | | | RO1-0056 | | | | |
| UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A. | Guipúzcoa | CT PASAJES | | 217 | | | | definitivo | RO1-0057 | | | |
| | | ANLLARES GR 1 | | 350 | | | | definitivo | RO1-0458 | | | |
| | León | LA ROBLA GRUPO 1 | | 284 | | | | definitivo | RO1-0808 | | | |
| | LA ROBLA GRUPO 2 | 371 | | definitivo | | | | RO1-0809 | | | | |
| | Asturias | NARCEA GRUPO 1 | | 65 | | | | definitivo | RO1-0811 | | | |
| NARCEA GRUPO 2 | 166 | definitivo | RO1-0812 | | | | | | | | | |
| NARCEA GRUPO 3 | 364 | definitivo | RO1-0813 | | | | | | | | | |
| ENDESA GENERACIÓN S.A. | Teruel | TERUEL GR 1 | Térmica Clásica Carbón | 350 | Lignito negro | Carbón importado | Gas natural | definitivo | RO1-0476 | | | |
| | | TERUEL GR 2 | | 350 | | | | definitivo | RO1-0477 | | | |
| | | TERUEL GR 3 | | 350 | | | | definitivo | RO1-0478 | | | |
| ENEL VIESGO GENERACIÓN, S.L. SOCIEDAD | Barcelona | CERCS | Ciclo Combinado | 160 | | | | definitivo | RO1-0541 | | | |
| | Teruel | ESCUCHA | | 160 | | | | definitivo | RO1-0537 | | | |
| ENDESA GENERACIÓN S.A. | Zaragoza | ESCATRÓN GR 5 | | 80 | | | | definitivo | RO1-0467 | | | |
| | | A Coruña | | PUENTES GR 1 | | | | 350 | Lignito pardo | Carbón importado | definitivo | RO1-0472 |
| | | PUENTES GR 2 | | 350 | | | | Carbón importado | | definitivo | RO1-0473 | |
| | | PUENTES GR 3 | | 350 | | | | Carbón importado | | definitivo | RO1-0474 | |
| PUENTES GR 4 | 350 | Carbón importado | definitivo | RO1-0475 | | | | | | | | |
| UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A. | A Coruña | MEIRAMA GRUPO 1 | | 563 | | | | definitivo | RO1-0810 | | | |
| ENDESA GENERACIÓN S.A. | Almería | LITORAL DE ALMERIA GR 1 | Térmica Clásica Carbón | 550 | | | | definitivo | RO1-0469 | | | |
| | | LITORAL DE ALMERIA GR 2 | | 550 | | | | definitivo | RO1-0470 | | | |
| | | LOS BARRIOS | | 550 | | | | definitivo | RO1-0461 | | | |
| GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A.U | Cádiz | ALCUDIA 1, GRUPO Nº 1 | Térmica Clásica Fuel-Oil | 125 | Carbón importado | Fueloleo | Gasóleo | provisional | RO1-1064 | | | |
| | | ALCUDIA 2, GRUPO Nº 2 | | 125 | | | | provisional | RO1-1065 | | | |
| | | ALCUDIA 5, GRUPO Nº 3 | | 130 | | | | provisional | RO1-1066 | | | |
| | | ALCUDIA 6, GRUPO Nº 4 | | 130 | | | | provisional | RO1-1067 | | | |
| HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. | Asturias | SOTO RIBERA 3 | Térmica Clásica Carbón | 350 | | Fueloleo | Gasóleo | definitivo | RO1-0005 | | | |

CT: Central térmica

GICC: Gasificación Integrada de Ciclo Combinado

Tabla B.1 Registro de productores en régimen ordinario de unidades de producción térmicas que utilizan el carbón como combustible principal [Fuente: MITYC [8] y elaboración propia]

B.2 Centrales de gas natural

En la siguiente tabla se listan las centrales térmicas acogidas al régimen ordinario, que utilizan como combustible principal el gas natural. Se muestra dónde se localizan así como la tecnología usada, la potencia instalada y los combustibles alternativos al gas natural.

| Titular | Municipio | Nombre unidad de producción | Tecnología | Potencia instalada [MW] | Nombre del combustible más usado | Nombre del combustible 2º más usado | Estado | Clave Registro |
|---|--------------------|--------------------------------------|-----------------|-------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|-------------|----------------|
| AES ENERGIA CARTAGENA, S.R.L. | Murcia | ESCOMBRERAS GRUPO 1 | | 400 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1076 |
| | | ESCOMBRERAS GRUPO 2 | | 400 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1077 |
| | | ESCOMBRERAS GRUPO 3 | | 400 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1078 |
| BAHÍA DE BIZKAIA ELECTRICIDAD, S.L. | Bizcaya | ZIERBENA | | 789 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1028 |
| BIZKAIA ENERGIA, S.L. | Bizcaya | AMOREBIETA | | 800 | | | definitivo | RO1-1060 |
| COGENERACIÓN PRAT, S.A. | Barcelona | COGENERACIÓN PRAT | Ciclo combinado | 0 | | | definitivo | RO2-0162 |
| ELECTRICA DE LA RIBERA DEL EBRO, | Navarra | CASTEJÓN, GRUPO 1 | | 419 | | | definitivo | RO1-1025 |
| | | CASTEJÓN, GRUPO 2 | | 400 | | | definitivo | RO1-1096 |
| ENDESA GENERACIÓN S.A. | Barcelona | BESÓS, GRUPO 3 | | 400 | | | definitivo | RO1-1024 |
| | Huelva | CRISTOBAL COLÓN | | 400 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1083 |
| | A Coruña | CTCC AS PONTES, GRUPO 5 | | 800 | | GASÓLEO | provisional | RO1-1094 |
| | Cádiz | SAN ROQUE, GRUPO 2 | | 400 | | | definitivo | RO1-1022 |
| | Tarragona | TARRAGONA, GRUPO 1 | | 468 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1027 |
| | Cádiz | BAHÍA DE ALGECIRAS (SAN ROQUE-CADIZ) | | 825 | | GASÓLEO | provisional | RO1-2003 |
| ENEL VIESGO GENERACIÓN, S.L. SOCIEDAD UNIPERSONAL | Zaragoza | BAHÍA DE ALGECIRAS I | TC Fuel-gas | 220 | | | definitivo | RO1-0522 |
| | | BAHÍA DE ALGECIRAS II | TC Fuel-gas | 533 | | | definitivo | RO1-0523 |
| ENERGYWORKS CARTAGENA, S.L. | Murcia | GE PLASTICS ESPAÑA | Cogeneración | 95 | | | definitivo | RO1-1041 |
| FUERZAS ELÉCTRICAS DE NAVARRA, S.A. | Navarra | CASTEJÓN, GRUPO A | | 400 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1036 |
| GAS NATURAL SDG, S.A | La Rioja | ARRÚBAL, GRUPO 1 | | 400 | | | definitivo | RO1-1045 |
| | | ARRÚBAL, GRUPO 2 | | 400 | | | definitivo | RO1-1046 |
| | Barcelona | BESÓS, GRUPO 4 | | 400 | | | definitivo | RO1-1026 |
| | Murcia | CARTAGENA, GRUPO 1 | | 400 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1080 |
| | | CARTAGENA, GRUPO 2 | | 400 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1081 |
| | | CARTAGENA, GRUPO 3 | | 400 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1082 |
| | Tarragona | CTCC PLANA DEL VENT 1 | | 500 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1088 |
| | | CTCC PLANA DEL VENT 2 | | 500 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1090 |
| | Málaga | MALAT (CCC MALAGA) | | 500 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1090 |
| Cádiz | SAN ROQUE, GRUPO 1 | | 400 | | GASÓLEO | provisional | RO1-2001 | |
| GLOBAL 3 COMBI, S.L.U. | Zaragoza | CTCC ESCATRÓN | Ciclo combinado | 285 | | | definitivo | RO1-1092 |
| HIDROELECTRICA IBERICA, S.L. | Vizcaya | SANTURCE, GRUPO 4 | | 465 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1042 |
| IBERDROLA GENERACIÓN, S.A. | Vizcaya | ACECA, GRUPO 3 | | 400 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1062 |
| | Cádiz | ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 1 | | 397 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1058 |
| | | ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 2 | | 397 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1044 |
| | | ARCOS DE LA FRONTERA GRUPO 3 | | 832 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1079 |
| | Castellón | CASTELLÓN | | 800 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1023 |
| | Murcia | CTCC CASTELLÓN, GRUPO 4 | | 854 | | | definitivo | RO1-1098 |
| NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A. | Cádiz | CAMPO DE GIBRALTAR GRUPO 10 | | 852 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1086 |
| REPSOL PETRÓLEO, S.A. | Tarragona | CAMPO DE GIBRALTAR GRUPO 20 | | 404 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1039 |
| | | CAMPO DE GIBRALTAR GRUPO 20 | | 404 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1040 |
| REPSOL QUÍMICA, S.A | Tarragona | REPSOL PETRÓLEO TARRAGONA | | 84 | | GASOIL pesado en vacío | definitivo | RO1-1034 |
| REPSOL QUÍMICA, S.A | Tarragona | EL MORELL | | 85 | | | definitivo | RO1-1030 |
| | | EL MORELL-PERAFORT | | 91 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1031 |
| | | MARINA DE CUDEYO (COGENERACIÓN 75,5) | | 76 | | | definitivo | RO1-1032 |
| SNIACE COGENERACIÓN, S.A. | Cantabria | SNIACE | | 100 | | | definitivo | RO1-1029 |
| TARRAGONA POWER, S.L. | Tarragona | TARRAGONA | | 406 | | OFF-GAS postcombustión | definitivo | RO1-1037 |
| UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A. | Toledo | ACECA, GRUPO 4 | | 400 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1084 |
| | Valencia | CCC SAGUNTO, GRUPO 1 | | 423 | | | definitivo | RO1-1089 |
| | | CCC SAGUNTO, GRUPO 2 | | 423 | | | definitivo | RO1-1091 |
| | | CCC SAGUNTO, GRUPO 3 | | 423 | | | definitivo | RO1-1093 |
| | A Coruña | CTCC SABON, GRUPO 3 | | 401 | | GASÓLEO | provisional | RO1-1095 |
| | Huelva | PALOS DE LA FRONTERA GRUPO 1 | | 401 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1043 |
| | | PALOS DE LA FRONTERA GRUPO 2 | | 401 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1059 |
| | | PALOS DE LA FRONTERA GRUPO 3 | | 401 | | GASÓLEO | definitivo | RO1-1061 |

Tabla B.2 Registro de productores en régimen ordinario de unidades de producción térmicas que utilizan el gas natural como combustible principal. [Fuente: MITYC [8] y elaboración propia]

B.3 Centrales nucleares

En la siguiente tabla se listan las centrales termonucleares operativas en España. Se muestra dónde se localizan así como la tecnología usada y la potencia instalada.

| Titular | Provincia | Nombre unidad de producción | Tecnología | Potencia instalada [MW] | Potencia bruta [MW] | Potencia neta [MW] | Nombre del combustible más usado | Estado | Clave Registro |
|----------------------------|-------------|--------------------------------|------------|-------------------------|---------------------|--------------------|----------------------------------|------------|----------------|
| ENDESA GENERACIÓN S.A. | Tarragona | ASCÓ GR 1 | CN PWR | 930 | 1033 | 996 | Nuclear | Definitivo | RO1-0459 |
| | | ASCÓ GR 2 | | 0 | 1027 | 992 | | | RO1-0042 |
| | | VANDELLÓS GR 2 | | 0 | 1087 | 1045 | | | RO1-0061 |
| IBERDROLA GENERACIÓN, S.A. | Cáceres | CN ALMARAZ 1 | CN PWR | 974 | 982 | 944 | | | RO1-0040 |
| | | CN ALMARAZ 2 | | 983 | 988 | 956 | | | RO1-0041 |
| | Valencia | CN COFRENTES | CN BWR | 1025 | 1092 | 1064 | | | RO1-0046 |
| | Guadalajara | TRILLO | CN PWR | 1066 | 1067 | 1003 | | | RO1-0006 |
| NUCLENOR S.A. | Burgos | SANTA MARÍA DE GAROÑA, GRUPO 1 | CN BWR | 466 | 466 | 455 | | | RO1-0052 |

Tabla B.3 Registro de productores en régimen ordinario de unidades de producción termonucleares.
[Fuente: MITYC [8] y elaboración propia]

C. COSTES 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.

Sin embargo, a medida que pasa el tiempo, aumenta la madurez de la tecnología y se espera que disminuyan los costes de generación de las energías renovables (todas contempladas en el régimen especial, excepto, la energía hidráulica, que también puede acogerse al régimen ordinario según sea su potencia instalada). La siguiente Figura C.1, muestra de forma general a qué ritmo se desarrolla el conocimiento de cada tipo de tecnología.

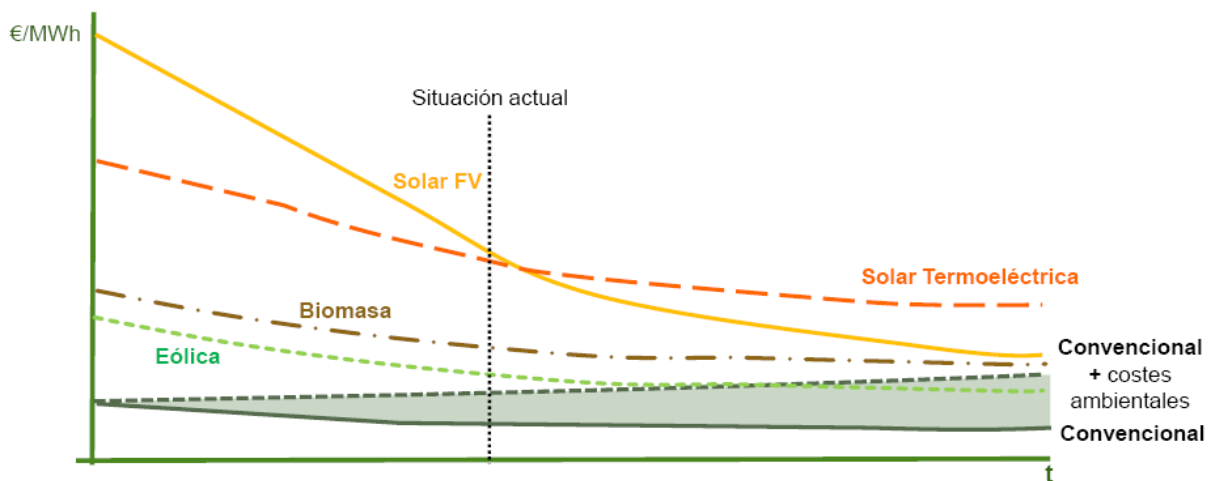


Figura C.1 Curvas de aprendizaje de las tecnologías renovables [Fuente: Iberdrola [26]]

A falta de datos estadísticos regulares sobre los costes de generación a partir de energías renovables en España, no es posible mostrar cuantitativamente la disminución prevista de costes.

A continuación se reproducen los costes publicados por varias entidades, aplicables a distintas zonas geográficas, y los criterios que se utilizan para seleccionar la fuente de datos utilizada en el cálculo de los costes de generación eléctrica.

C.1 Eólica Terrestre

Los datos que se recogen en la Tabla C.1 son los correspondientes a los costes de generación de instalaciones tipo que utilizan la energía eólica como energía primaria.

| | Potencia | Factor de carga | Inversión inicial | Coste desmantelamiento | Coste O&M | Tiempo de vida | Fuente | Zona aplicación |
|------------------|----------|-----------------|-------------------|------------------------|-----------|----------------|--------|-----------------|
| | [MWe] | [%] | [€/kWe] | [€/MWh] | [€/MWh] | [años] | | |
| Eólica terrestre | 25 | 26% | 1206 | ND | 17,36 | 20 | [15] | España |
| | > 5MW | 26% | 968 | ND | 12,21 | 15 | [16] | |
| | < 5MW | 26% | 965 | ND | 12,47 | 15 | [16] | |
| | 100 | 21% | 1327 | 0,58 | 23,74 | 25 | [4] | Eurelectric |
| | 45 | 23% | 1300 | ND | 14,00 | 20 | [7] | Francia |

Tabla C.1 Características y costes de generación de centrales tipo que utilizan energía eólica como energía primaria. ND: datos no disponibles [Fuente: CNE [15], CNE [16], IEA [4], Ministerio de Energía Francés [7] y elaboración propia]

A partir de la inversión inicial, siguiendo el método descrito en el capítulo 3 de la memoria, se puede calcular el coste de inversión, tal y como muestra la Tabla C.2. Del mismo modo que para las energías no renovables, los costes de generación se estiman a nivel de planta, por lo que no se consideran los costes de desvíos ni los complementos retributivos.

| Zona aplicación | Potencia | Periodo construcción | Coste inversión | Coste desmantelamiento | Coste O&M | COSTE TOTAL | Tarifa REGULADA | |
|-----------------|----------|----------------------|-----------------|------------------------|-----------|-------------|-----------------|--------------------|
| | | | | | | | Vigente | Propuesta CNE 2012 |
| | [MWe] | [años] | [€/MWh] | [€/MWh] | [€/MWh] | [€/MWh] | [€/MWh] | [€/MWh] |
| España | 25 | 1 | 44,18 | ND | 17,36 | 61,54 | 77,471 | 58,285 |
| | > 5MW | 1 | 42,57 | ND | 12,21 | 54,78 | | |
| | < 5MW | 1 | 42,44 | ND | 12,47 | 54,91 | | |
| Eurelectric | 100 | 1 | 53,76 | 0,58 | 23,74 | 78,08 | | |
| Francia | 45 | 1 | 54,77 | ND | 14,00 | 68,77 | | |

Tabla C.2 Comparación del coste total de generación eólica con la tarifa regulada del régimen especial.

A partir de los datos de la tabla anterior, se toman como datos más representativos del marco español, los publicados por la Comisión Nacional de Energía en su informe más reciente, *Informe a la propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al régimen especial* [15], de 14 de septiembre de 2010, indicados en azul en la Tabla C.2 anterior, porque se ajustan mejor a la tarifa regulada vigente y a la propuesta por la CNE para 2012.

C.2 Hidráulica

Los datos que se recogen en la Tabla C.3 son los correspondientes a los costes de generación de instalaciones tipo que utilizan la energía hidráulica como energía primaria.

| | Potencia | Factor de carga | Inversión inicial | Coste desmantelamiento | Coste O&M | Tiempo de vida | Fuente | Zona aplicación |
|------------|------------------|-----------------|-------------------|------------------------|-----------|----------------|--------|-----------------|
| | [MWe] | [%] | [€/kWe] | [€/MWh] | [€/MWh] | [años] | | |
| Hidráulica | > 10 MW y ≤ 50MW | 33% | 1455 | ND | 12,29 | 25 | [15] | España |
| | | 23% | 826 | ND | 16,4 | 25 | [16] | |
| | < 10 MW | 34% | 2678 | ND | 17,08 | 25 | [15] | |
| | | 37% | 1425 | ND | 13,69 | 25 | [16] | |
| | 1000 | 29% | 1838 | 0,03 | 7,17 | 80 | [4] | Eurelectric |

Tabla C.3 Características y costes de generación de centrales tipo que utilizan energía hidráulica como energía primaria. ND: datos no disponibles [Fuente: CNE [15], CNE [16], IEA [4] y elaboración propia]

La potencia hidráulica instalada en 2009 se distribuye tal y como muestra la Figura C.2. El grupo de centrales hidráulicas con mayor producción en 2009 correspondió a las centrales con potencia superior a 50 MW, 15.836 GWh [17], sin embargo no se dispone de datos de los costes de estas centrales en España.

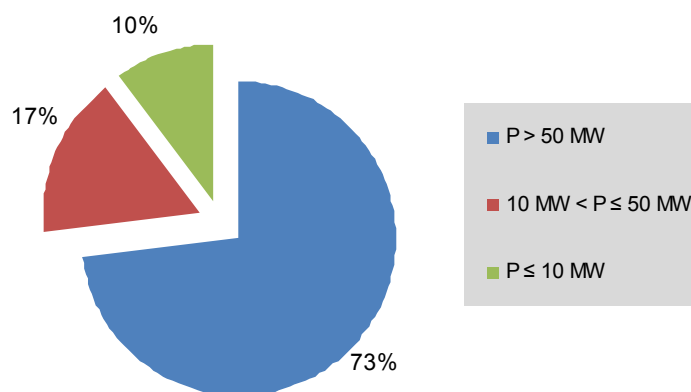


Figura C.2 Distribución de la potencia hidráulica instalada en 2009 [Fuente: MITYC [17] y elaboración propia]

Como el segundo grupo más representativo es que dispone de una potencia instalada superior a 10 MW e inferior o igual a 50 MW, y se dispone de datos de la CNE recientes, se tomarán los costes de este grupo como representativos de la tecnología hidroeléctrica. Estos aparecen marcados en azul en la Tabla C.4.

| Zona aplicación | Potencia [MWe] | Periodo construcción [años] | Coste inversión [€/MWh] | Coste desmantelamiento [€/MWh] | Coste O&M [€/MWh] | COSTE TOTAL [€/MWh] | Tarifa REGULADA | |
|-----------------|---------------------|--------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|----------------------|------------------------|-----------------|--------------------|
| | | | | | | | Vigente | Propuesta CNE 2012 |
| | | | | | | | [€/MWh] | [€/MWh] |
| España | > 10 MW y ≤ 50MW | 3 | 41,21 | ND | 12,29 | 53,50 | 71,329 | 46,4 |
| | | 3 | 33,92 | ND | 16,40 | 50,32 | | |
| | < 10 MW | 3 | 74,09 | ND | 17,08 | 91,17 | 82,519 | 78,9 |
| | | 3 | 36,58 | ND | 13,69 | 50,27 | | |
| Eurelectric | 1000 | 3 | 42,74 | 0,03 | 7,17 | 49,94 | | |

Tabla C.4 Comparación del coste total de generación hidráulica con la tarifa regulada del régimen especial.

C.3 Solar Fotovoltaica

Los datos que se recogen en la Tabla C.5 son los correspondientes a los costes de generación de instalaciones tipo que utilizan como energía primaria la energía solar mediante tecnología fotovoltaica fija.

| | Potencia | Factor de carga | Inversión inicial | Coste desmantelamiento | Coste O&M | Tiempo de vida | Fuente | Zona aplicación |
|---------------------------|----------|-----------------|-------------------|------------------------|-----------|----------------|--------|-----------------|
| | [MWe] | [%] | [€/kWe] | [€/MWh] | [€/MWh] | [años] | | |
| Solar Fotovoltaica (fija) | 0,5 | 16% | 6853 | ND | 44,94 | 25 | [16] | España |
| | 1 | 23% | 4084 | 1,61 | 19,92 | 25 | [4] | Eurelectric |

Tabla C.5 Características y costes de generación de centrales solar fotovoltaicas tipo. ND: datos no disponibles [Fuente: CNE [16], IEA [4] y elaboración propia]

En este caso, los datos de la CNE no son de publicación reciente, sino que corresponden al *Informe 3/2007 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 tecnologías asimilables del régimen ordinario* [16], publicado en 2007.

Sin embargo, si se calculan los costes totales a partir de los datos de la CNE [16] y la IEA [4] y se comparan con la tarifa regulada vigente, Tabla C.6, se puede concluir que los datos que mejor representan los actuales costes de la fotovoltaica en España son los correspondientes a la Comisión Nacional de Energía [16] aunque sean anteriores a los publicados por la IEA [4].

| Zona aplicación | Potencia | Periodo construcción | Coste inversión | Coste desmantelamiento | Coste O&M | COSTE TOTAL | Tarifa REGULADA | |
|-----------------|----------|----------------------|-----------------|------------------------|-----------|-------------|-----------------|--------------------|
| | | | | | | | Vigente | Propuesta CNE 2012 |
| | [MWe] | [años] | [€/MWh] | [€/MWh] | [€/MWh] | [€/MWh] | [€/MWh] | [€/MWh] |
| España | 0,5 | 1 | 375,96 | ND | 44,94 | 420,90 | 441,69 | ND |
| Eurelectric | 1 | 1 | 151,01 | 1,61 | 19,92 | 172,55 | | |

Tabla C.6 Comparación del coste total de generación solar fotovoltaica con la tarifa regulada del régimen especial.

D. INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE EL MIBEL

En este Anexo se presenta información adicional a la del capítulo 4, que por su extensa naturaleza, no puede ser incluida en la memoria del proyecto.

D.1 Entidades gestoras del sector eléctrico

Como se menciona en el capítulo 4, existen 3 entidades fundamentales, la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Operador de Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (OMEL) y Red Eléctrica de España (REE).

La **CNE** es el organismo público que se encarga de velar por la competencia en los sistemas energéticos, ya sea mercado eléctrico o mercado de hidrocarburos, así como por la transparencia de su funcionamiento.

Red Eléctrica de España es el organismo que realiza la gestión técnica del sistema eléctrico español (sistemas peninsulares, insulares y extrapeninsulares), y debe garantizar la continuidad y seguridad del suministro. Las funciones del operador del sistema se definen en el artículo 34 de la Ley 54/1997 del sector eléctrico y en el artículo 30 del Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. Como operador del sistema se encarga de equilibrar la producción y el consumo, enviando órdenes a las centrales, cuando existen desequilibrios, para conseguir ajustar la generación de energía con la demanda real de los consumidores.

Red eléctrica también gestiona los servicios o mercados de ajuste, que permiten adecuar los programas resultantes de los mercados eléctricos diarios e intradiarios a los requisitos de seguridad, calidad y fiabilidad del sistema; esto se realiza mediante restricciones técnicas, asignación de servicios complementarios y gestión de desvíos.

Además, otra de las funciones del operador del sistema es la estimación de las previsiones de evolución de la demanda eléctrica a medio y largo plazo para que desde el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC) se puedan aprobar los planes de desarrollo de la red de transporte para el futuro.

Las funciones del **operador de mercado, OMEL**, se definen en el artículo 33 de la Ley 54/1997 del sector eléctrico y en el artículo 27 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. La función principal del operador de mercado OMEL para el funcionamiento de los mercados

consiste en la gestión económica del mercado de producción de electricidad, es decir, OMEL recibe por un lado las ofertas de venta de las unidades de producción, y por otro, las ofertas de adquisición de energía y procede a la casación de ambas. Tras la casación, el operador de mercado determina los precios finales de la energía para cada periodo de programación y los comunica a los agentes implicados para efectuar la liquidación de cobros y pagos.

OMEL también se encarga del funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE), recibe de REE el coste, la disponibilidad y la energía horaria generada por cada grupo, así como las demandas horarias por parte de los distribuidores y comercializadores, y determina el precio final horario de generación en cada SEIE.

Como organismo informador, OMEL hace públicas las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diarios e intradiarios, así como las capacidades comerciales y los intercambios intracomunitarios e internacionales por frontera.

En el contexto de la Unión Europea, los operadores del mercado están asociados bajo el nombre de EuroPEX, Asociación Europea de Operadores del Mercado, para solucionar las congestiones internacionales y analizar proyectos de cooperación local entre operadores de mercados limítrofes. A nivel mundial, existe la Asociación Mundial de Operadores de Mercado, llamada APEx, que se reúne anualmente con el objetivo de poner en común sus experiencias y analizar los conflictos respecto a transacciones.

D.2 Agentes del mercado eléctrico

Para convertirse en agentes de mercado y poder intervenir en el mercado, los sujetos del mercado deben cumplir el requisito de inscripción en los Registros Administrativos, y posteriormente adherirse a las Reglas de Funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, firmando un Contrato de Adhesión, que garantiza la actuación por parte del agente de mercado.

Cualquiera de los agentes de mercado puede actuar como comprador en el mercado. Sin embargo, solamente 3 tipos de agentes pueden actuar como vendedor de forma libre (sin tarifa regulada): los productores en régimen ordinario, los productores en régimen especial y los agentes externos vendedores. Existen diferentes tipologías de vendedores según su grado de obligación de venta:

- Obligados: grupos térmicos, centrales de bombeo, unidades de gestión hidráulica y eólica con producción superior a 50 MW, y generadores sujetos al RD 1538/1987.
- Opcionales: grupos térmicos, centrales de bombeo, unidades de gestión hidráulica y eólica con producción hasta 50 MW, los agentes externos inscritos en el registro como vendedores, los comercializadores que hayan adquirido energía procedente de producción en régimen especial.
- Excepcionados/exentos: contratos bilaterales, unidades nacionales extrapeninsulares, intercambios de seguridad y régimen especial a tarifa regulada.

Por lo tanto, los agentes de mercado son los sujetos de mercado habilitados para actuar en el mercado eléctrico como vendedores y compradores de electricidad; y pueden ser:

- Productores de energía eléctrica
- Comercializadores
- Distribuidores de energía eléctrica
- Consumidores que ejecuten el derecho de comprar en el mercado eléctrico
- Agentes externos
- Representantes directos o indirectos

D.2.1 Productores de energía eléctrica

La producción de energía eléctrica se ejerce en libre competencia; la normativa distingue dos tipos de productores de energía eléctrica: los productores en régimen ordinario, y los productores en régimen especial.

Como se ha mencionado anteriormente, los productores con potencias instaladas superiores a los 50 MW, deben realizar obligatoriamente ofertas en el mercado, siempre que su producción no esté vinculada a un contrato bilateral.

Por otro lado, los productores en régimen especial con potencia inferior a 50 MW, pueden o bien participar en el mercado de producción, directamente o a través de un agente vendedor, o bien, vender su energía eléctrica a los distribuidores. Si optan por la primera opción, perciben el precio resultante del mercado y una prima, si la instalación tiene derecho a percibirla. En el caso que opten por la segunda opción la retribución es en forma de tarifa regulada, tal y como se indica en el Anexo G.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, define las características que permiten acogerse a

esta modalidad. Las instalaciones con potencia instalada no superior a 50 MW que cumplan con alguna de las características siguientes pueden acogerse al régimen especial:

- Cogeneraciones con alto rendimiento o que usen energías residuales
- Instalaciones que utilicen como energía primaria energías renovables no consumibles (solar, eólica, geotérmica, hidráulica con potencia instalada no superior a 10 MW), biomasa (procedente de cultivos energéticos, residuos de actividades agrícolas o industriales, jardinería, estiércoles), biocombustibles
- Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética, por ejemplo, residuos sólidos urbanos (RSU)

D.2.2 Comercializadores

La comercialización de electricidad se ejerce en libre competencia. Antes del Real Decreto 6/2000, las empresas comercializadoras sólo podían comprar la energía eléctrica que necesitasen para sus ventas en el mercado organizado, y la vendían a consumidores cualificados y compradores extranjeros; sin embargo, tras la publicación de este decreto, pueden adquirir energía eléctrica directamente a empresas vendedoras extranjeras o a productores nacionales, y venderla a consumidores, comercializadores, o en los mercados diarios e intradiarios.

D.2.3 Distribuidores

La distribución se ejerce en régimen regulado, por sociedades mercantiles. Las funciones de los distribuidores son:

- Adquirir la energía eléctrica que necesiten
- Transmitir la energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo
- Vender electricidad a los consumidores que optan por la Tarifa de Último Recurso
- Vender electricidad a los distribuidores acogidos a la tarifa D, definida en la disposición transitoria 11 de la Ley 54/1997.

D.2.4 Agentes externos

La normativa que rige las actividades de los agentes externos está constituida por la Ley 54/1997, con modificaciones en la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre; ésta clasifica a los agentes externos en compradores y/o vendedores.



Los agentes externos también pueden suscribir contratos bilaterales con productores nacionales, comercializadores, consumidores nacionales, distribuidores u otros agentes externos.

D.2.5 Consumidores

Antes de la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, base de la liberalización del mercado eléctrico, los consumidores solamente podían adquirir energía eléctrica a través de tarifa; sin embargo, a partir del 29 de noviembre de 1997, los consumidores pueden optar entre las siguientes vías:

- Contratar la Tarifa de Último Recurso (TUR)
- Adquirir libremente electricidad actuando como consumidor cualificado en el mercado diario
- Adquirir libremente electricidad comprando a un comercializador mediante un contrato bilateral
- Adquirir libremente electricidad en el mercado a través de un representante

D.2.6 Representantes

La Ley 54/1997, disposición transitoria 18, introducida por RD Ley 5/2005 Artículo 22.11 regula la actividad de los agentes representantes; éstos pueden actuar en el mercado en representación:

- Directa: actúan para un sujeto en nombre de éste
- Indirecta: actúan para un sujeto en nombre propio

D.3 Mercado diario

D.3.1 Tipos de ofertas de compra y venta

El operador de mercado realiza la **casación de ofertas** de compra y venta, tras la adición de las energías de los contratos bilaterales internacionales, según el método de casación simple o compleja, según corresponda.

Las **ofertas de venta** pueden ser de 2 tipos, simples o complejas. Las ofertas simples tienen para cada periodo horario de programación y para cada unidad de producción, un precio y una cantidad de energía. En cambio, las ofertas complejas incorporan alguna de las condiciones técnicas o económicas siguientes:

- Condición de indivisibilidad: si en el primer tramo de cada hora, no se alcanza un valor mínimo de funcionamiento, no se participa en el mercado. Esta condición se usa para indicar el mínimo técnico de los grupos térmicos.
- Gradiente de carga: se establece la diferencia máxima posible entre la potencia de inicio de hora y la potencia final de hora de la unidad de producción, para evitar que cambios bruscos imposibiliten la producción. Esta condición se usa para indicar la variación máxima que puede soportar técnicamente una unidad.
- Ingresos mínimos: condición que permite la realización de ofertas simples en todas las horas, pero éstas no entran en el proceso de casación si los ingresos diarios para el conjunto de la producción no van a superar una cantidad fija más una remuneración variable por cada unidad de energía casada. Esta condición se usa cuando el agente desea obtener una cantidad mínima por la oferta, por debajo de la cual la oferta deja de ser rentable.
- Parada programada: condición que permite una parada programada de hasta tres horas, cuando la unidad de producción ha sido retirada del proceso de casación por no cumplir con la condición de ingresos mínimos.

Las **ofertas de compra** solamente pueden ser simples, no pueden asociarse a condiciones técnicas ni económicas.

D.3.2 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 complejo, según corresponda.

El método de casación simple obtiene de manera independiente el precio en cada periodo horario de programación (precio marginal) y el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada unidad de producción. En la Figura D.1 se muestra un ejemplo del procedimiento de casación para una hora determinada.

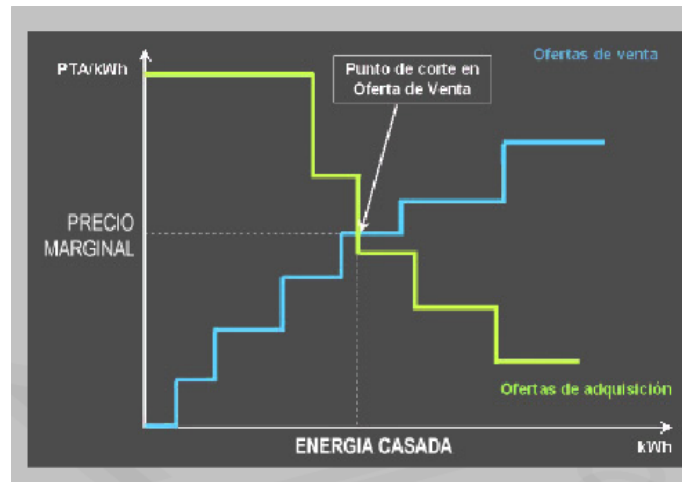


Figura D.1 Procedimiento de casación simple [Fuente: OMEL [19]]

Cuando la demanda de energía eléctrica es baja y las plantas preparadas para vender a precio nulo tienen una producción elevada respecto al total, el precio marginal disminuye, pudiendo llegar a producirse situaciones en las que el precio sea prácticamente nulo, tal y como puede comprobarse en las figuras siguientes. En la Figura D.2 se muestra el proceso de casación del 9 de febrero de 2009, en la hora 5, en el que la energía casada fue de 10.329 MWh y el precio de casación de 1 €/MWh; este precio se casación tan bajo se explica por la elevada producción en régimen especial que, tal y como muestra la Figura D.3.

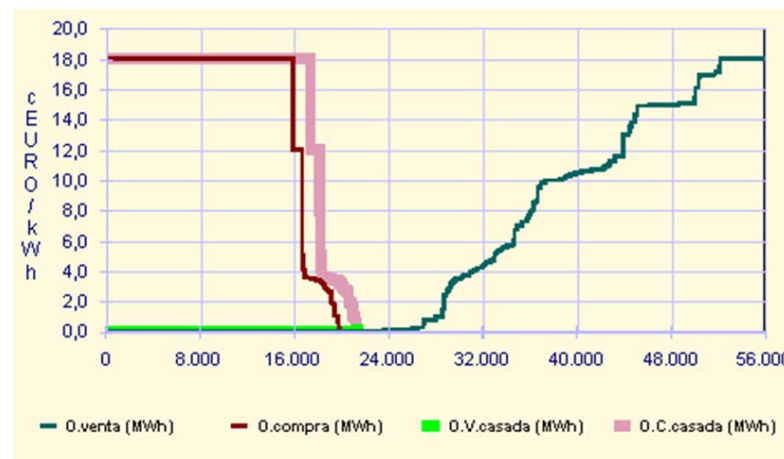


Figura D.2 Proceso de casación en el mercado diario el 09/02/09, hora 5 [Fuente: OMEL [19]]

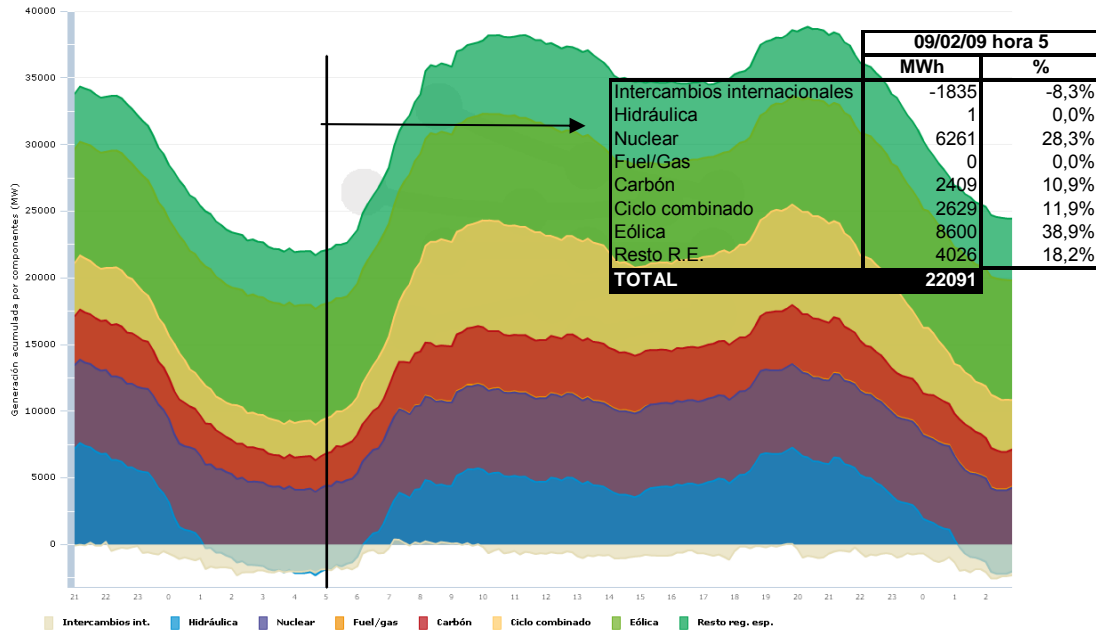


Figura D.3 Detalle de la estructura de generación el 9 de febrero de 2009 [Fuente: REE [27] y elaboración propia]

El método de casación compleja parte de la curva agregada de ventas y compras de la casación simple e incorpora las condiciones de indivisibilidad y gradiente de carga, para obtener la curva de casación simple condicionada. Seguidamente, mediante iteración, se realizan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de oferta casadas cumplen la condición de ingresos mínimos y de parada programada. En la siguiente Figura D.4 se muestra un ejemplo de casación compleja para una hora determinada

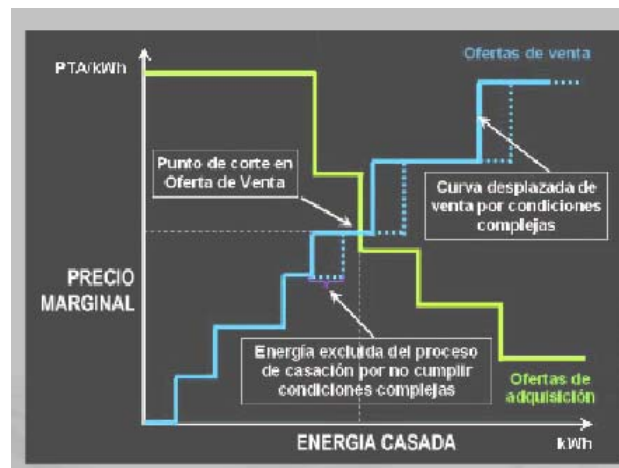


Figura D.4 Procedimiento de casación compleja [Fuente: OMEL [19]]

Por lo tanto, en ambos métodos, el resultado de la casación viene determinado por el último tramo de oferta que entra en el sistema para satisfacer la demanda (tecnología que marca el precio marginal). La casación permite determinar el precio marginal para cada una de las

horas, 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 simple y compleja, 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.

D.3.3 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.

La regulación secundaria es una previsión de reserva de energía horaria que realiza REE, se trata de una banda alrededor de la estimación de la demanda, que permite reestablecer la curva de producción-consumo en el caso que se produzca algún desequilibrio.

De forma general, la regulación secundaria puede cubrir desequilibrios inferiores a 1000 MWh de exceso, y defectos del 50% al 100% de la banda a subir.

Cuando se producen grandes desequilibrios en la curva de producción-demanda, como en el caso de avería de un grupo generador, la regulación secundaria se hace insuficiente, y entonces debe aplicarse la **regulación terciaria**. REE convoca un mercado en el que los agentes vendedores ofertan subir o bajar su programa, y son asignados según los requerimientos del sistema.

D.3.4 Proceso de Resolución de Restricciones Técnicas

Las restricciones técnicas son circunstancias o incidencias derivadas de la situación de la red de transporte o del sistema, que pueden afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad, y por eso, conllevan la modificación de los programas.

La resolución de restricciones técnicas consiste, por ejemplo, en comprobar si la suma de la energía de las ofertas casadas a través de las interconexiones y la energía declarada en los contratos bilaterales internacionales supera la capacidad máxima disponible. En el caso de superar la asignación de capacidad máxima disponible en las fronteras con Marruecos y

Andorra, se calcula el exceso para cada una de las interconexiones, se hace una asignación proporcional a la capacidad de las energías casadas de ofertas del mercado diario y los contratos bilaterales físicos, y se limita el saldo de energía casada de las ofertas del mercado.

En la frontera con Francia existen subastas de capacidad previas al mercado diario, por lo tanto, si se produce un exceso de flujo a causa de las unidades sin derechos previos, éstas se retiran por orden de precedencia económica.

Desde el 1 de julio de 2007, los sistemas español y portugués operan como un único mercado. En los casos ordinarios, los precios son comunes para ambos países; pero cuando la interconexión se satura, los mercados se separan y existe un precio diferente para cada zona; esto se conoce como *Market Splitting*. Para casar ambas zonas, el sistema eléctrico que realizaba la exportación por encima del máximo, tendrá una exportación de energía igual al máximo de capacidad a exportar, y el sistema importador, tendrá una importación en la misma cantidad.

D.3.5 Mercado intradiario

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, tal y como muestra la Figura D.5.

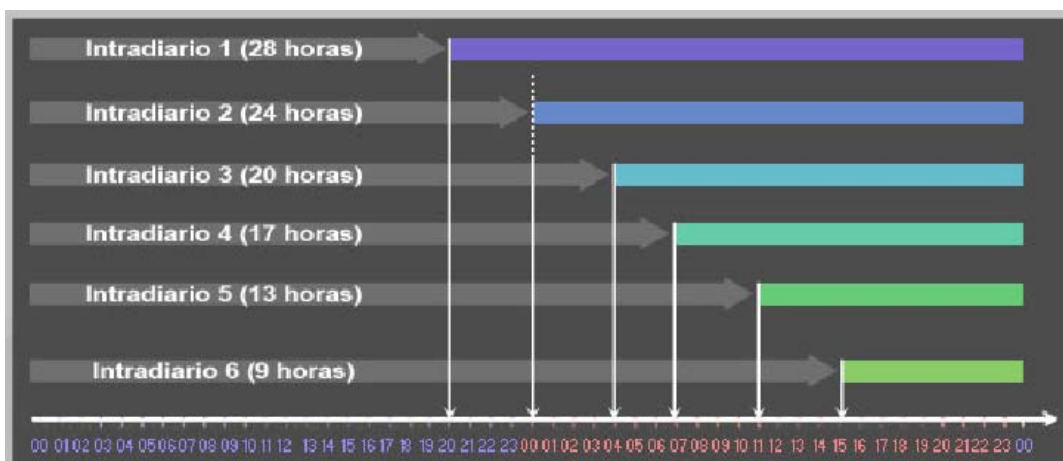


Figura D.5 Horario del mercado intradiario (6 sesiones diarias) [Fuente: OMEL [19]]

D.3.6 Precio final de la electricidad adquirida en el mercado spot

En el capítulo 4 se introduce la expresión que determina el precio final medio (PFM_h) de la energía eléctrica adquirida en el mercado, sin embargo no se especifica cómo se calculan algunos de sus términos. A continuación se reproduce la parte correspondiente del capítulo 4 con la aclaración de cada uno de los componentes.

$$PFM_h = PMD_h + PMID_h + Rest_h + OS_h + GP_h \quad (\text{Ec. D.1})$$

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, y se calcula según indica la ecuación (Ec. D.2).

$$PMID_h = \frac{IMMI_h - ENMI_h \cdot PMD_h}{ENMBC_h} \quad (\text{Ec. D.2})$$

Donde:

$IMMI_h$: importe de valorar las energías al precio de la correspondiente sesión del mercado intradiario

$ENMI_h$: energías negociadas en el mercado intradiario

$ENMBC_h$: suma de la energía medida en barras de central

$$ENMBC_h = ENMD_h + ENMI_h + ENOSAJ_h + ENDV_h + ENRRTT_h + ENCB_h \quad (\text{Ec. D.3})$$

$ENMD_h$: suma de la energía de las unidades negociadas en el mercado diario

$ENOSAJ_h$: suma de las energías de las unidades negociadas en los mercados de ajustes del sistema a excepción de mercado de restricciones técnicas

$ENDV_h$: suma de las energías de las unidades correspondientes al desvío medido

$ENRRTT_h$: suma de las energías de las unidades negociadas en el mercado de las restricciones técnicas

$ENCB_h$: suma de las energías negociadas mediante contratación bilateral

- 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).

$$Rest_h = \frac{IMRRTT_h - ENRRTT_h \cdot PMD_h}{ENMBC_h} \quad (\text{Ec. D.4})$$

$IMRRTT_h$: importe de valorar las energías al precio de restricciones técnicas

- 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.

$$OS_h = \frac{IMOSAJ_h - ENOSAJ_h \cdot PMD_h}{ENMBC_h} + \frac{IMDV_h - ENDV_h \cdot PMD_h}{ENMBC_h} + \frac{IMBS_h}{ENMBC_h} \quad (\text{Ec. D.5})$$

$IMOSAJ_h$: importe de valorar las energías al precio correspondiente de cada mercado de servicios de ajuste del sistema a excepción del mercado de restricciones técnicas

$IMDV_h$: importe de valorar los desvíos al precio del desvío

$IMBS_h$: coste de la banda secundaria

- 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.

$$GP_h = \frac{IMGPh}{ENMBC_h} \quad (\text{Ec. D.6})$$

$IMGPh$: coste de la garantía de potencia.

A estos costes, tras la aprobación del Real Decreto 1221/2010, hay que añadir los costes de la resolución de las restricciones por garantía de suministro.

D.4 Mercado a plazo de electricidad

En el presente apartado se muestra información complementaria acerca del mercado a plazo de energía eléctrica, visto en la sección 4.3.1 de la memoria del proyecto.

El mercado a plazo se organiza en dos entidades, el OMIP, que es el responsable de la gestión de las operaciones de negociación, y el OMIClear, que hace las funciones de Cámara de Compensación o Contraparte Central. Las actividades principales de cada una de estas entidades se muestran en la Tabla D.1.

| | OMIP | OMIClear |
|---------------|--|--|
| Actividades | - Gestión de la negociación | - Compensación - Registro de agentes - Gestión de riesgo - Liquidación del mercado |
| Participantes | - Clientes - Miembros negociadores (traders): <ul style="list-style-type: none"> • Grupos ibéricos de generación y distribución (p.e. Endesa, Iberdrola, HC, Viesgo) • Grupos no integrados con distribuidoras (p.e. Acciona Green Energy, Shell Energy, Electrabel). Éstos pueden actuar por cuenta propia (dealer), por cuenta de terceros (broker) o por cuenta propia y de terceros (broker/dealer) | - Clientes - Miembros compensadores (entidades financieras y generadores) - Agentes de liquidación financiera (bancos) - Agentes de liquidación física (generadores y distribuidores) |

Tabla D.1 Actividades y participantes en el mercado a plazo

En OMIP existen dos mecanismos de contratación, las subastas y el mercado continuo.

- Contratación en subastas: sesiones preestablecidas (miércoles de 9.00 a 10.00) en las que se obliga a los distribuidores españoles y al comercializador de último recurso portugués a adquirir un número determinado de contratos.
- Contratación en mercado continuo: contratación libre de todos los agentes del mercado, excepto los distribuidores.

A su vez, existen dos tipos de contratos de futuros del MIBEL:

- Contratos con entrega física: implican la entrega física de electricidad
- Contratos con liquidación financiera: implican un intercambio financiero, no se produce entrega física de electricidad

Ambos tipos de contratos comparten una serie de características:



- se trata de contratos de carga base (*base load*), es decir, la energía suministrada equivale a una potencia constante en todas las horas incluidas en el período de entrega
- los contratos se diferencian por el horario de consumo, entre base y pico
- la cotización y el tick se expresan en €/MWh, y el tick es de 0,01 €/MWh
- el volumen nominal de los paquetes es el producto del número de horas de contrato por 1 MW
- el precio de referencia spot utilizado para la liquidación es el valor monetario del índice SPEL base, que representa el precio medio de la energía eléctrica en España, calculado a partir de los valores del mercado diario.
- Cada día existen contratos con periodo de entrega:
 - o Semanal: para las 3 semanas siguientes
 - o Mensual: para los meses que queden del trimestre en vigor y los meses del siguiente trimestre, es decir, contratos para los 3-5 meses siguientes
 - o Trimestrales: para los trimestres que queden para terminar el año y los 4 del año siguiente, es decir, contratos para los 4-7 trimestres siguientes
 - o Anuales: para el año siguiente al de negociación, y el posterior.

La Figura D.6 muestra dos ejemplos de las opciones de compra en el mercado a plazo OMIP para dos días diferentes.

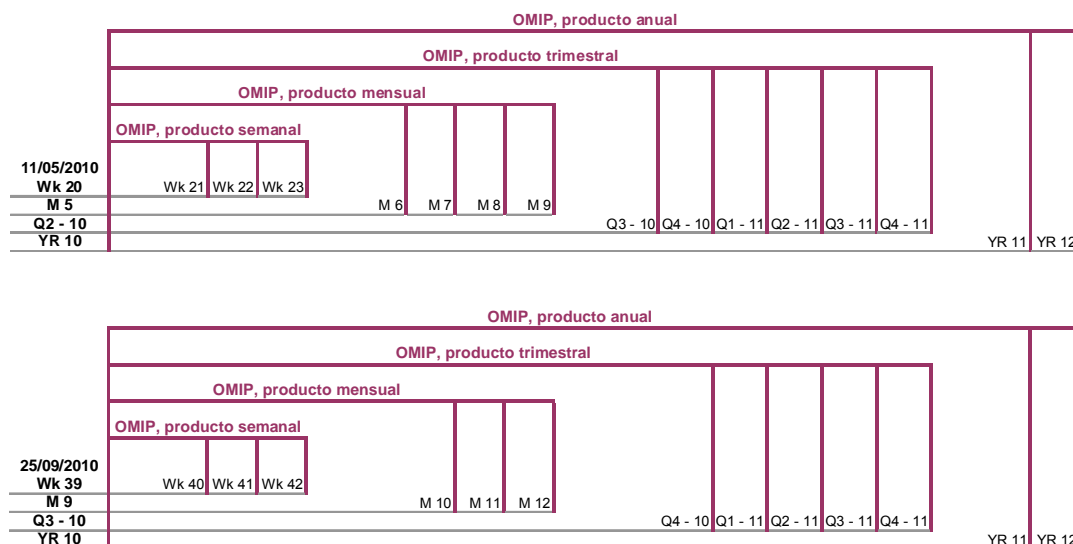


Figura D.6 Ejemplos de las opciones de compra en el mercado OMIP

Cada **sesión de negociación** del mercado a plazo OMIP está estructurada en 3 fases:

- Fase de Apertura: periodo sin operaciones, los miembros negociadores pueden eliminar ofertas constantes y crear, modificar o eliminar ofertas en el libro de órdenes local.
- Fase de negociación: periodo activo de negociación, se permiten operaciones. Cuando un participante abre una posición en un Futuro MIBEL, dispone de varias alternativas para cerrarla:
 - o Hacer una operación de signo contrario sobre el mismo contrato de futuros, es decir, si ha comprado, vende, y si ha vendido, compra.
 - o Dejar la posición abierta hasta que venza el contrato. Según si la posición se encuentra registrada en una cuenta de negociación física o financiera, se pueden dar dos situaciones:
 - En cuenta financiera, la liquidación se calculará como la diferencia entre un precio fijo (el del último día de negociación) y uno variable (el precio de referencia spot, que se define diariamente)
 - En cuenta física, la información se remitirá al OMEL para que sea incorporada en el proceso de gestión del mercado como precio-aceptantes.

D.5 Subastas Emisiones Primarias de Energía (EPE)

La primera regulación específica sobre las Emisiones Primarias de Energía corresponde al Real Decreto 1634/2006 y la Resolución de 19 de abril de 2007 de la Secretaría General de Energía (SGE), donde se definen como opciones de compra de energía durante un periodo de entrega física prefijado de 3, 6 o 12 meses.

Asimismo, se establece que, Endesa e Iberdrola, como operadores dominantes, tienen la obligación, a partes iguales, de ofrecer una potencia determinada en cada periodo de entrega, para que todos los agentes del mercado (excepto los considerados operadores principales) puedan pujar a través de un sistema de subasta de precio ascendente, bajo la supervisión de la CNE.

En este contexto normativo se realizaron 5 subastas con liquidación física que tuvieron lugar, a intervalos de 3 meses, en el periodo entre junio 2007 y junio 2008. En las subastas de precio ascendente, se parte del precio de oferta del vendedor; los compradores indican qué cantidad están dispuestos a adquirir a ese precio. Al final de cada ronda, tras sumarse las cantidades solicitadas por los compradores, pueden producirse dos situaciones:

- Demanda > Oferta: se abre una nueva ronda a precio mayor al anterior, en función del exceso de la cantidad demandada respecto a ofrecida por el vendedor.
- Demanda \leq Oferta: fin de subasta, se calcula el precio resultado de la subasta y se realiza la adjudicación según el precio de oferta de la última ronda:
 - o Precio < Precio resultado o no ofertaron: no se les asigna nada
 - o Precio > Precio resultado: se les asigna toda la cantidad solicitada
 - o Precio = Precio resultado: se realiza una prorrata para establecer la cantidad que se asigna a cada uno de los participantes

El segundo desarrollo reglamentario de las EPEs se realizó a través del Real Decreto 324/2008 y de la Resolución de 13 de mayo de 2008 de la SGE, que modificaron la regulación anterior, para fomentar la competencia, y establecieron un nuevo programa de dos subastas adicionales (sexta y séptima). Los principales cambios establecidos en el segundo programa de EPEs fueron:

- Aumento de la potencia a subastar
- Liquidación financiera del producto, en lugar de entrega física
- Eliminación del producto trimestral
- Reducción de la frecuencia de subastas, de trimestral a semestral
- Cambio en la definición del producto punta: en las cinco primeras subastas correspondía a las horas entre las 8.00 y las 24.00, excepto sábados, domingos y festivos nacionales, y a partir de la sexta, abarca las horas entre las 8.00 y las 20.00 de todos los días.

Las dos subastas con liquidación financiera se realizaron entre septiembre de 2008 y marzo de 2009.

Los datos de potencia subastada en las siete subastas EPE, realizadas entre junio de 2007 y marzo de 2009 se detallan en la Figura D.7 siguiente.

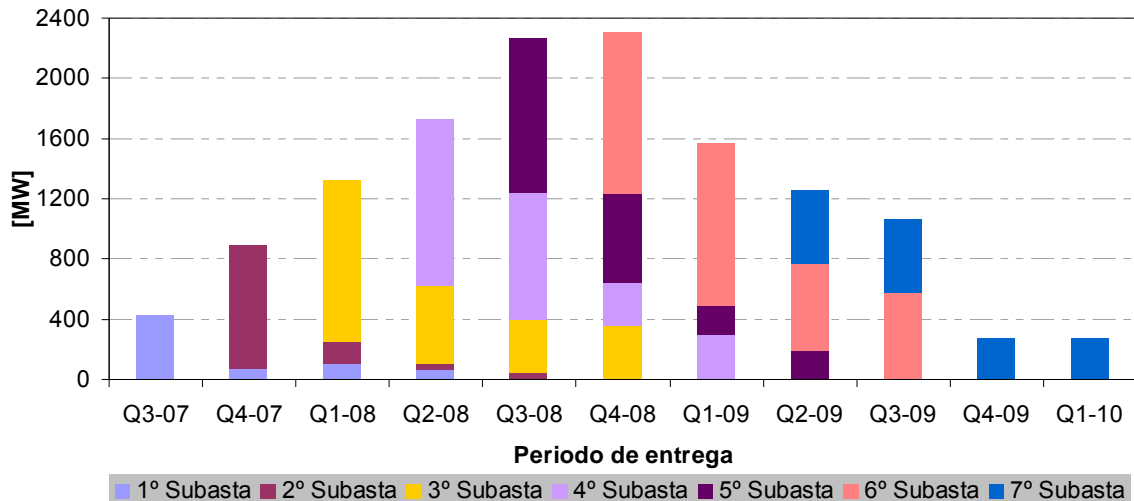


Figura D.7 Potencia subastada para productos base en cada trimestre como resultado de las subastas EPE [Fuente: CNE [28] y elaboración propia]

Finalizados ambos programas, el 21 de julio de 2009, la CNE lanzó una consulta pública, con plazo de respuesta hasta el 30 de septiembre de 2009, para recabar las opiniones de los sujetos interesados y así valorar el funcionamiento de las mismas y la necesidad de realizar nuevas EPEs en el futuro.

En la sesión del 10 de diciembre de 2009, el Consejo de Administración de la CNE, publicó los resultados y conclusiones de la consulta pública. Entre los principales argumentos en contra de nuevos programas de EPEs se destacan el desarrollo creciente del mercado minorista impulsado por la eliminación de las tarifas integrales, y del mercado a plazo OTC entre 2006 y 2009 (entre enero y septiembre de 2009 alrededor del 60% de la demanda). Como argumentos a favor se mencionan la todavía estructura oligopolista del mercado de generación (la cuota de mercado conjunta de Endesa, Iberdrola y Gas Natural – Unión Fenosa alcanza el 70% de la generación), y el bajo nivel de las cantidades OTC respecto a otros países europeos.

En cuanto a la decisión de la CNE de diseñar nuevos programas de EPEs, queda postergada a fin de realizar un estudio más profundo sobre el contexto del mercado, señalando la necesidad de centrar el análisis en la evolución de la competencia en el mercado minorista de electricidad y el funcionamiento y la estructura del mercado OTC.

D.6 Subastas CESUR

La entidad encargada de supervisar y validar las subastas es la Comisión Nacional de Energía (CNE). La gestión de las subastas, hasta la quinta incluida, correspondió a NERA

Economic Consulting, mientras que a partir de la subasta de septiembre de 2008, la sexta, la gestión fue encargada a OMIP-OMIClear.

D.6.1 Productos a subastar

La energía contratada tiene un periodo de entrega múltiple de meses naturales, y como máximo, de un año.

Los contratos pueden incluir dos tipos de productos:

- Carga base: la energía que suministran los vendedores es la equivalente a una potencia constante en todas las horas incluidas en el período de entrega definido en el contrato. El precio de los productos de carga base consiste en la diferencia de precio entre el precio de adjudicación del producto en la subasta y el precio del mercado diario gestionado por OMEL durante todas las horas.
- Carga modulada: el vendedor se compromete a suministrar un porcentaje fijo aplicado a un volumen de energía equivalente a una potencia variable definida en el contrato tipo para cada período horario incluido a lo largo del período de entrega definido en el contrato. El precio de los productos de carga punta es la diferencia de precio de adjudicación del producto en la subasta y el precio del mercado diario para todas las horas comprendidas entre las 8.00 y las 20.00 de lunes a viernes.

D.6.2 Descripción de la subasta CESUR

Antes de la celebración de la subasta, los participantes conocen los productos y cantidades a subastar.

A través de varias rondas se asignan los productos subastados partiendo de un precio elevado de salida, que se irá reduciendo, en función del exceso de cantidad ofertada respecto a la solicitada, hasta conseguir el equilibrio entre la oferta y la demanda.

En cada ronda, el vendedor indica qué cantidad está dispuesto a vender al precio de ronda y el comprador, qué cantidad está dispuesto a comprar a ese precio.

Al final de cada ronda, se suman las cantidades ofrecidas por los vendedores:

- si la oferta > demanda: se realiza una nueva ronda a precio inferior al anterior
- si la oferta \leq demanda: fin de subasta, se calcula el precio resultado de la subasta, y se adjudica la venta a los participantes según su precio de oferta. Por lo tanto, los

participantes que ofertan en la última ronda, pueden estar en una de las siguientes situaciones:

- El precio de oferta > Precio resultado, o no han ofertado: no se les asigna nada
- El precio de oferta < Precio resultado: se les asigna toda la cantidad que ofrecían
- El precio de oferta = Precio resultado: realización de prorrata para establecer la cantidad que se asigna a cada uno.

Algunas de las empresas distribuidoras están obligadas a presentar ofertas de venta a través de las subastas CESUR por resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC). Por ejemplo, en la novena subasta, según la Resolución de 22 de junio de 2009 de MITYC, punto tercero, se obligó a las distribuidoras siguientes a vender en la subasta CESUR de junio de 2009, los volúmenes que se detallan en la Tabla D.2.

| Empresa | Potencia 3ºT-09 [MW] | Potencia 4ºT-09 [MW] |
|--|----------------------|----------------------|
| Endesa Distribución Eléctrica, S.L. (Peninsular) | 270 | 84 |
| Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. | 228 | 96 |
| Unión Fenosa Distribución, S.A. | 102 | 24 |
| Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U. | 42 | 12 |
| E-ON Distribución, S.L. | 6 | 0 |
| TOTAL | 648 | 216 |

Tabla D.2 Potencia obligatoria a subastar en la 9º subasta CESUR

En la Figura D.8 se muestra los resultados de la potencia subastada en las subastas CESUR realizadas hasta el momento.

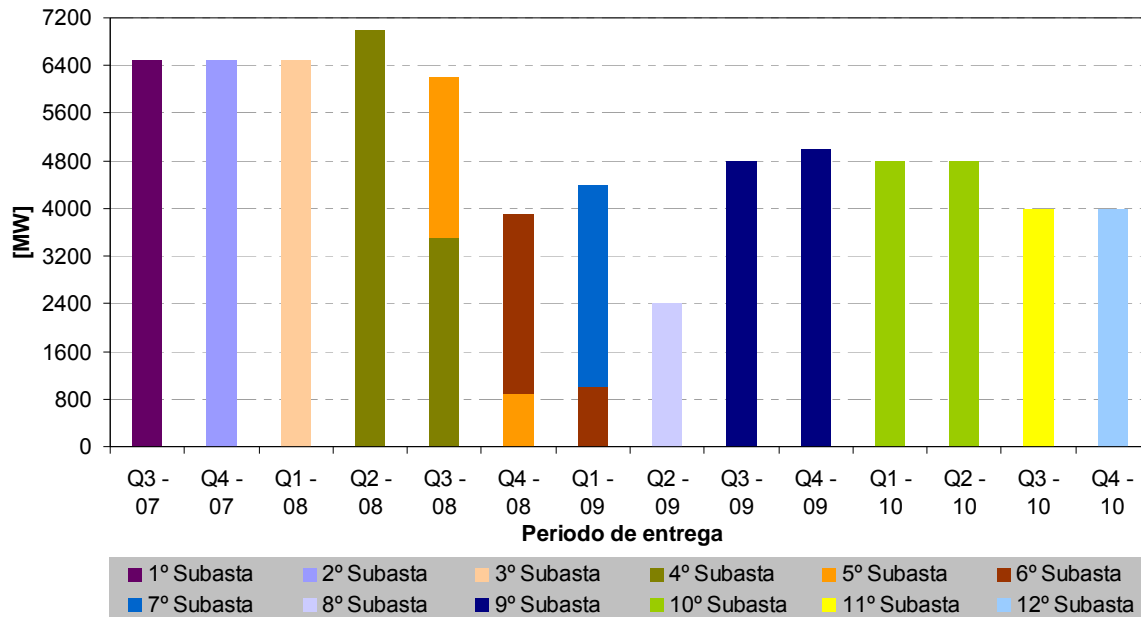


Figura D.8 Potencia subastada de productos base en cada trimestre como resultado de las subastas CESUR [Fuente: CNE [28] y elaboración propia]

D.7 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*).

Los sujetos que intervienen en los mercados organizados, según el papel que desarrollan, pueden denominarse:

- *Traders*: compran y venden derivados financieros sobre energía al por mayor, en nombre propio o de terceros. Algunos ejemplos son Endesa, Iberdrola, EDP o Hidrocantábrico
- *Market makers*: son un tipo de *traders* con capacidad para realizar compra y venta a los precios estipulados, lo que los convierte en animadores de mercado. En España, empezó haciéndolo Enron INC, actualmente desaparecida.
- *Brokers*: agentes intermedios que compran y venden derivados financieros sobre energía en los mercados mayoristas, a comisión, por cuenta de sus clientes. Algunos ejemplos son CIMD, Spectron o Energy Plus.

- *Marketeers*: entidades que compran al por mayor, gestionan riesgos y venden al por menor. En España, el equivalente son las comercializadoras.
- Gestores del riesgo: entidades que controlan la posibilidad de pérdida. Existen 3 tipos de riesgo, y por lo tanto, distintos tipos de gestores:
 - o De precio: entidades financieras que compran riesgo a cambio de una prima.
 - o De cantidad: entidades que adquieren riesgo de volumen (desvíos) a cambio de una prima.
 - o De crédito: entidades, parecidas a las cámaras de compensación, que garantizan el cumplimiento de contratos mediante liquidaciones diarias.

El mercado OTC funciona a través de *swaps* de electricidad, que son contratos de derivados financieros, en los cuales se acuerda un precio medio para una cantidad de energía durante un periodo determinado. Las partes se comprometen a pagar o cobrar de la otra parte una cantidad de dinero igual a la energía contratada (Q) multiplicada por la diferencia entre el precio de contrato (P_c) y el precio medio horario de OMEL (P_o); por lo que la liquidación neta es $Q \cdot (P_c - P_o)$, y sirve de cobertura. Si el precio de contrato es superior al del OMEL, el comprador (comercializador, por ejemplo) paga al vendedor (generador); mientras que si el precio de contrato es inferior al del OMEL, es el vendedor el que paga al comprador.

E. REAL DECRETO DEL CARBÓN

La Ley del Sector Eléctrico de 1997 determina que *el Gobierno puede establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas hasta un límite del 15% de la energía primaria total necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional al año*. Con este objetivo, y con el fin de proteger la industria minera nacional, se establecen los conocidos como Reales Decretos del carbón.

Éstos se publican en el BOE, este mismo año, uno, el 12 de febrero de 2010, el Real Decreto 134/2010 y el otro, el 1 de octubre de 2010, el Real Decreto 1221/2010.

E.1 Real Decreto 134/2010

El Real Decreto 134/2010, de 12 febrero, se creó para incentivar la quema de carbón nacional en las centrales eléctricas del sistema español frente a otros combustibles emisores de CO₂, y cumplir con los objetivos del Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y del Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras.

Junto a este Real Decreto se publican 3 anexos, cuyo contenido es el siguiente:

- Anexo I: descripción del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro (RRGS)
- Anexo II: listado de centrales adscritas al proceso, metodología de cálculo de la retribución de la energía entregada, y fijación del volumen máximo anual de producción que puede programarse en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.
- Anexo III: regulación de los derechos de cobro de las unidades termoeléctricas cuyo programa resultara reducido en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Desde su publicación en el BOE, la aplicación de este Real Decreto fue suspendida a la espera de la autorización de Bruselas.

La incompatibilidad de este real decreto con el marco normativo comunitario requirió la eliminación de la compensación a las unidades retiradas. Por esta razón, se eliminó el

anexo III, mencionado anteriormente, que establecía pagos a las centrales que fueran desplazadas por el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Estas modificaciones se plasman en el Real Decreto 1221/2010.

E.2 Real Decreto 1221/2010

El Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro como de carácter transitorio hasta el 2014, *o en fecha anterior fijada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio si las condiciones del mercado de producción permiten al parque de generación térmica con carbón autóctono un funcionamiento a través de los mecanismos de mercado que permita su viabilidad económica en el medio plazo, de tal forma que se garantice la cobertura de la demanda eléctrica en condiciones de seguridad de suministro.*

E.2.1 Definición del proceso de RRGs

El proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro (RRGS) se define como el procedimiento que supone la retirada de una cierta producción de energía casada en el mercado diario, generada en unidades térmicas, y la sustitución de ésta por la producción de otras centrales que utilizan como combustible el carbón autóctono.

E.2.2 Participantes en el proceso de RRGs

Las unidades de producción que pueden ver retirada su energía casada son las instalaciones térmicas de producción de régimen ordinario emisoras de CO₂, excepto:

- las instalaciones de régimen ordinario que realicen cogeneración
- a las que se aplique la prima que se establece en los artículos 45 y 46 y en la disposición adicional sexta del RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y que tengan un programa de venta de energía en el programa diario base de funcionamiento correspondiente al día siguiente.
- las instalaciones de régimen ordinario que utilicen gas siderúrgico como parte del combustible, y la reducción de su producción pudiera suponer un incumplimiento de los compromisos de consumo de gas que tenga establecidos.

Y las unidades obligadas a participar como unidades vendedoras, es decir, las unidades de producción que sustituirían a las anteriores en el proceso de modificación del Programa Base de Funcionamiento por RRGs, son las indicadas en el Anexo II del RD 1221/2010:

- Soto de Ribera 3
- Narcea 3
- Anllares
- La Robla 2
- Compostilla
- Teruel
- Guardo 2
- Puentenuevo 3
- Escucha
- Elcogás

Anualmente la Secretaría de Estado de Energía fija para cada central el volumen máximo de producción que puede ser programado, sin que sea superior al límite fijado en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, mencionado anteriormente; así como las cantidades anuales de carbón autóctono que tienen que adquirir estas centrales.

Los volúmenes máximos de producción anuales cada central, para el año 2010, son los publicados por Resolución de la SEE el 22 de octubre de 2010. A partir de este momento, las centrales anteriormente citadas deberán presentar una carta de compromiso de adquisición de carbón autóctono hasta 2012 a la Comisión Nacional de Energía.

Siempre que estas centrales estén incluidas en el plan de funcionamiento para la RRGs estarán obligadas a presentar ofertas de venta en el mercado diario a un precio máximo igual al coste variable de la central que establezca el MITYC.

E.2.3 Orden de reducción de programas

En el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, se reducen los programas de producción del Programa Diario Base de Funcionamiento, primero por orden decreciente de emisiones de CO₂ de las instalaciones de producción de carbón y fuel y, posteriormente, se reducen los programas a las instalaciones que utilizan gas natural, de forma proporcional a la energía programada para cada una en el Programa Base de Funcionamiento.

E.2.4 Metodología de cálculo del precio de retribución de la energía

El Anexo II del Real Decreto 1221/2010, establece la metodología de cálculo del precio de retribución de la energía según la cual este precio se corresponderá con el coste unitario de generación del grupo para una producción anual correspondiente al volumen máximo de producción.

En el caso en que una de las centrales participantes en el proceso de RRGs, mencionadas anteriormente (unidades vendedoras), sustituya a una de las unidades de producción térmicas programadas en el mercado diario base de funcionamiento:

- La unidad sustituida del programa base de funcionamiento tendrá una obligación de pago igual al producto de la energía desplazada por el precio del mercado diario.
- La unidad vendedora implementada en el programa de funcionamiento modificado tendrá un derecho de cobro igual al producto de la energía programada por el coste unitario que se fije para la central. Este derecho de cobro irá a cargo de los pagos por capacidad.

En el caso alternativo que la central participante en el proceso de RRGs ya haya sido programada en el mercado diario, y todavía no haya alcanzado el volumen máximo de producción anual, se generará una obligación de pago o un derecho de cobro dependiendo del precio del mercado diario:

- Si el precio del mercado diario es superior al coste unitario de la central, ésta estará obligada a pagar el producto de la energía producida por la diferencia entre el precio del mercado diario y el coste unitario. Esta obligación de pago irá con cargo a los pagos por capacidad.
- Si el precio del mercado diario es superior al coste variable de la central pero inferior al coste unitario, la central generará un derecho de cobro igual al producto de la energía producida por la diferencia entre el coste unitario y el precio del mercado diario. El derecho de cobro, igual que en el caso anterior, tendrá un cargo a los pagos por capacidad.

Para ambos casos, el coste unitario de generación de los grupos (CG_i) para una producción anual correspondiente al volumen máximo de producción programable por garantía de suministro es el que se define en el mismo anexo del Real Decreto 1221/2010, como la suma de los costes fijos (CF_i) y los costes variables (CV_i), tal y como se resume a continuación:

$$CG(i) = CF_i + CV_i \quad (\text{Ec. E.1})$$

CF_i: **coste fijo** unitario de la central i [€/MWh], incluye el coste de operación y mantenimiento fijo y, en su caso, la anualidad del coste de inversión calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:



$$CF_i = \frac{CFOM_i \cdot P_i + CIT_i}{Ep_i} \quad (\text{Ec. E.2})$$

Donde:

CFOM_i: Coste fijo de operación y mantenimiento unitario [€/MWh], será publicado por la Secretaría de Estado de Energía cada año.

CIT_i: Anualidad del coste de la inversión por desulfuración o para amortización de plantas de gasificación integradas para cada grupo [€]. Está formado por la retribución por amortización y del capital, y el pago por capacidad:

$$CIT_i = A_i + R_i - CP_i \quad (\text{Ec. E.3})$$

donde:

A_i: Retribución por amortización anual de la inversión del grupo i [€]

R_i: Retribución financiera en el año n de la inversión del grupo i [€] .

CP_i: Pago anual por capacidad del grupo i [€]

P_i: Potencia neta del grupo generador i [MW]

Ep_i: Energía programada para el año para la central i [MW]

CV_i: coste variable unitario de la central i [€/MWh], incluye el coste de combustible puesto en central, el coste financiero del carbón autóctono almacenado, el coste variable de operación y mantenimiento y el coste de emisión de CO₂, según la fórmula siguiente:

$$CV_i = CC_i + Cf_i + CVOM_i + CO_{2i} \quad (\text{Ec. E.4})$$

Donde:

CC_i: Coste de combustible en la central i [€/MWh], se calcula según la fórmula siguiente:

$$CC_i = 1000 \cdot FCA_i \cdot \left(PRCA_i \cdot \frac{ConsEsp_i}{PCS_i} \right) + 1000 \cdot (1 - FCA_i) \cdot \left(\frac{P_p}{C_{\$/\text{€}}} + PRL_i \right) \cdot \frac{ConsEsp_i}{PCS'_i} \quad (\text{Ec. E.5})$$

Donde:

FCA_i: tanto por uno de carbón autóctono en energía en la central i. Será fijado anualmente por la Secretaría de Estado de Energía

- PRCA_i: precios de adquisición del carbón autóctono de la central i [€/t]; si existe almacenamiento estratégico temporal de carbón, se consideran adicionalmente los costes logísticos y de gestión
- ConsEsp_i: consumo específico de la central i [te PCS/kWh en barras de central]. Serán fijados anualmente por la Secretaría de Estado de Energía
- PCS_i y PCS'_i: poderes caloríficos superiores del carbón autóctono y del combustible de referencia de la central i [te PCS/t]. Serán fijados anualmente por la Secretaría de Estado de Energía
- C_{\$/€}: tipo de cambio dólar-euro [\$/€]. Será establecido anualmente por la Secretaría de Estado de Energía a partir de la media del mes de noviembre del año anterior publicado en el boletín estadístico del Banco de España.
- P_p: precios de los combustibles, fijados anualmente por la Secretaría de Estado de Energía. Para el carbón, se tomará la media del mes de noviembre del año anterior de los precios API#2 publicados por el Coal Daily de Energy Argus Internacional, [€/t].
- PRL_i: precio de referencia de los costes de logística de los combustibles puestos en la central i [€/t]. Serán determinados por la Secretaría de Estado de Energía.
- Cf_i: coste financiero unitario de la central i [€/MWh], será calculado mensualmente por la CNE a partir del carbón almacenado a final de cada mes.
- CVOM_i: coste variable de operación y mantenimiento de la central i [€/MWh]. Será determinado por la Secretaría de Estado de Energía.
- CO_{2i}: coste unitario de emisión del CO₂ de la central i [€/MWh], será calculado por la CNE a partir de la cotización media del EUA Futures Contracts del mes de noviembre en el mercado ECX para el año siguiente y los factores de emisión disponibles de cada grupo generador.

F. PEAJES DE ACCESO (ATR)

Las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución, también llamadas peajes de acceso o ATR, son un pago regulado que deben satisfacer los consumidores cualificados por la disponibilidad de acceso a las redes y el uso de las mismas.

El Real Decreto 2017/1997 que define los costes asociados a los peajes de acceso y el posterior Real Decreto 1164/2001 que establece las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución permiten establecer los costes asociados a los peajes de acceso vigentes en el año 2010, éstos son:

- Costes de transporte de energía eléctrica
- Costes de distribución de energía eléctrica
- Costes de gestión comercial de los distribuidores que atienden a suministros de consumidores cualificados, que adquieren su propia energía pero hacen uso de las redes de distribución
- Costes con destinos específicos:
 - o Recargo para la recuperación del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas entre 2004 y 2006.
 - o Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, que comprenden los siguientes:
 - Moratoria nuclear: derechos de compensación por paralización de las centrales nucleares en moratoria. Según la Orden ITC 3801/2008, a partir del 1 de enero de 2009, no se aplica moratoria nuclear a la energía suministrada a través de contratos bilaterales físicos o a la adquirida directamente en el mercado por comercializadores y consumidores directos.
 - Fondo de financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radioactivos, equivalente a los costes de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear
 - Costes de la compensación por interrumpibilidad
 - Sobrecoste del régimen especial (primas)
 - o Costes permanentes siguientes:
 - Compensación de insulares y extrapeninsulares

- Operador del sistema
- Operador del mercado
- Comisión Nacional de energía

Existen distintas modalidades de las tarifas de acceso según el nivel de tensión contratado y los periodos horarios aplicables (definidos en la Orden ITC 2794/2007). Estas modalidades pueden ser:

- Modalidad de dos periodos: tarifa de acceso de baja tensión 2.0 DHA. Permite distinguir entre horas punta y horas valle.
- Modalidad de tres periodos: tarifa de acceso de baja tensión 3.0A y tarifa de acceso de alta tensión 3.1A. Permite distinguir entre horas punta, llano y valle, en función de la zona geográfica (península, Baleares, Canarias o Ceuta y Melilla)
- Modalidad de seis periodos: tarifas de acceso de alta tensión. Permite distinguir entre seis periodos horarios o tarifarios, en función de la zona geográfica (península, Baleares y Canarias o Ceuta y Melilla). Los correspondientes a la península son los indicados en las Figuras F.1 y F.2.

De Lunes a Viernes no festivos:

| de a | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun* | Jun** | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|------|-----|-----|-----|-----|-----|------|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 0 | 1 | 6 | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 3 | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 4 | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 5 | | | | | | | | | | | | |
| 5 | 6 | | | | | | | | | | | | |
| 6 | 7 | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 8 | | | | | | | | | | | | |
| 8 | 9 | 2 | | | | 4 | 2 | | 4 | | | | 2 |
| 9 | 10 | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 11 | 1 | | | | 3 | | | 3 | | | | 1 |
| 11 | 12 | | 4 | | | | | | | | | 4 | |
| 12 | 13 | | | | | | | | | | | | |
| 13 | 14 | | | | | | | | | | | | |
| 14 | 15 | | | | | | | | | | | | |
| 15 | 16 | 2 | | | | | 1 | | 6 | | 5 | | 2 |
| 16 | 17 | | | | 5 | | | | | | | | |
| 17 | 18 | | | | | | | | | | | | |
| 18 | 19 | | | | | | | | | | | | |
| 19 | 20 | 1 | | | | 4 | | | 4 | | | 3 | 1 |
| 20 | 21 | | | | | | | | | | | | |
| 21 | 22 | | | | | | | | | | | | |
| 22 | 23 | 2 | | | | | 2 | | | | | | |
| 23 | 24 | | 4 | | | | | | | | | 4 | 2 |

Figura F.1. Periodos tarifarios de lunes a viernes no festivos para la modalidad de seis periodos de la tarifa de acceso de la zona peninsular [* = 1º quincena; ** = 2º quincena]

Sábado, Domingo y festivos:

| de a | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 0 24 | 6 | | | | | | | | | | | |

Figura F.2. Periodos tarifarios para sábados, domingos y festivos de la modalidad de seis periodos de la tarifa de acceso de la zona peninsular

El Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, define las tarifas de acceso a las redes con una estructura, generalmente, binomia, que incluye un término de potencia, que depende de la potencia contratada y el nivel de tensión, pero es independiente del consumo; y un término de energía que depende del consumo eléctrico.

De esta manera se establece que la tarifa de acceso presenta la estructura que muestra la ecuación (Ec. F.1).

$$ATR = \sum_{i=1}^{i=n} \left(T_{p,i} \frac{P_{f,i}}{E_{a,i}} + T_{e,i} \right) \quad (\text{Ec. F.1})$$

donde:

- ATR pago de la tarifa de acceso, €/MWh
- $T_{p,i}$ precio del término de potencia en el periodo tarifario i, €/MW
- $P_{f,i}$ potencia a facturar en el periodo tarifario i, MW
- $E_{a,i}$ energía activa consumida en el periodo tarifario i, MWh
- $T_{e,i}$ precio del término de energía en el periodo tarifario i, €/MWh
- n número de periodos tarifarios de la modalidad

Adicionalmente, para cualquier tarifa que disponga de contador de energía reactiva, cuando la energía reactiva exceda el 33% del consumo de energía activa, excepto para el periodo 3 (tarifa 3.0A y 3.1A) y 6, se añade además, el término de energía reactiva, aplicable solamente al exceso.

La actualización de estos términos se produce periódicamente. Hasta el 25 de septiembre de 2010, según la disposición adicional novena del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podía revisar semestralmente los peajes de acceso; sin embargo, a partir de la publicación en el BOE del Real Decreto 1202/2010, de 24 de septiembre, la anterior disposición queda derogada y se establecen dos tipologías de revisión de peajes de acceso.

- Revisión anual por el MITYC
- Revisión por el MITYC con una periodicidad máxima trimestral en los siguientes casos:
 - o Si existen desfases temporales por desajustes en las liquidaciones de las actividades reguladas en el sector eléctrico
 - o Al producirse cambios regulatorios o circunstancias especiales que afecten a los costes regulados que se integran en los peajes de acceso o a los parámetros de los que dependen los costes regulados

La facturación de los peajes de acceso se compone de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía activa, y en su caso, un término de la facturación de la energía reactiva, tal y como muestra la ecuación (Ec. F.2).

$$FATR = FP + FE + FR \quad (\text{Ec. F.2})$$

F.1 Facturación mensual de potencia

La facturación mensual de potencia (FP, en €) depende del término de potencia y de la potencia facturable, y se calcula como muestra la ecuación (Ec. F.3).

$$FP = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} T_{p,i} \cdot P_{f,i}}{12} \quad (\text{Ec. F.3})$$

En el caso que se demande más potencia de la contratada, también se penalizará el consumo por exceso de potencia, y se facturará de forma adicional tal y como establece el Real Decreto 1164/2001.

F.2 Facturación mensual de energía activa

La facturación mensual de energía (FE, en €) depende del término de energía y de la energía consumida. Puede calcularse tal y como indica la ecuación (Ec. F.4).

$$FE = \sum_{i=1}^{i=n} T_{e,i} \cdot E_{a,i} \quad (\text{Ec. F.4})$$

F.3 Facturación mensual de energía reactiva

La facturación mensual de energía reactiva solamente se aplica cuando el exceso de energía reactiva es superior al 33% de la energía activa; en ese caso, la facturación mensual de energía reactiva se calcula como indica la ecuación (Ec. F.5).

$$FR = \sum_{i=1}^{i=m} T_{r,i} \cdot (E_{r,i} - 0.33E_{a,i}) \quad (\text{Ec. F.5})$$

donde:

- | | |
|-----------|---|
| $T_{r,i}$ | Término de energía reactiva, €/kVArh, depende del factor de potencia medido |
| $E_{r,i}$ | Energía reactiva medida, kVArh |
| m | número de periodos de la modalidad, excepto el 3 para modalidad de 3 periodos y excepto el 6 para modalidad de 6 periodos |

G. REGULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ESPECIAL

El Real Decreto 661/2007 regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (RE). En éste, se establece el ámbito de aplicación, diferenciando los tipos de grupos que pueden acogerse al régimen especial, así como la retribución económica que reciben por la venta de la energía eléctrica producida.

G.1 Ámbito de aplicación

El Real Decreto 661/2007 establece las instalaciones que pueden acogerse al régimen especial. A continuación se hace una breve reseña de los tipos de instalaciones que pueden acogerse al régimen especial sin especificar las características o requisitos técnicos necesarios.

- Categoría a): productores que utilizan la cogeneración u otras formas de producción a partir de energías residuales. Se clasifica en dos grupos, a.1 y a.2, pero no son relevantes para la comprensión del proyecto.
- Categoría b): instalaciones que utilizan como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante. Se clasifica en ocho grupos:
 - o Grupo b.1. utiliza como energía primaria la energía solar.
 - Subgrupo b.1.1. Tecnología fotovoltaica
 - Subgrupo b.1.2. uso de procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.
 - Grupo b.2. Tecnología eólica:
 - Subgrupo b.2.1. Eólica terrestre
 - Subgrupo b.2.2. Eólica ubicada en el mar territorial.
 - o Grupo b.3. Instalaciones que únicamente utilizan como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.
 - o Grupo b.4. Centrales hidroeléctricas con potencia instalada <10 MW

- Grupo b.5. Centrales hidroeléctricas con potencia instalada >10 MW y ≤ 50 MW.
 - Grupo b.6. Centrales que utilizan como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas o jardinerías o de aprovechamientos forestales. Se clasifica en 3 subgrupos.
 - Grupo b.7. Centrales que utilizan como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales. Se clasifica en 3 subgrupos, pero no son relevantes para la comprensión del proyecto.
 - Grupo b.8. biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola, forestal o de la industria papelera.
- Categoría c): instalaciones que utilizan como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b), incluye el uso de residuos sólidos urbanos y las centrales acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre y que a la entrada en vigor del RD 661/2007 estuvieran en explotación.

G.2 Régimen económico

El Real Decreto 661/2007 establece que las unidades de producción en régimen especial pueden optar entre:

- Vender su energía a un tarifa regulada única para todos los periodos (venta a tarifa)
- Vender en el mercado diario, en el mercado a plazo o través de un contrato bilateral, percibiendo la suma del precio del mercado diario y una prima (venta a mercado)

En el caso de optar por la segunda opción, las unidades de producción deben ofertar en el mercado diario a precio cero, y la prima a percibir está sujeta a unas condiciones de precio del mercado diario, y a unos límites superior e inferior establecidos, tal y como muestra la Tabla G.1

| CASO | Condiciones | Prima a percibir |
|------|--|------------------------|
| i | $\text{Límite inferior} < \text{OMEL} + \text{Prima referencia} \leq \text{Límite superior}$ | Prima referencia |
| ii | $\text{OMEL} + \text{Prima referencia} \leq \text{Límite inferior}$ | Límite inferior – OMEL |
| iii | $\text{Límite superior} - \text{prima} < \text{OMEL} < \text{Límite superior}$ | Límite superior – OMEL |
| iv | $\text{OMEL} \geq \text{Límite superior}$ | 0 |

Tabla G.1 Prima a percibir en cada hora por el régimen especial

Los valores de la prima de referencia y los límites superior e inferior dependen del grupo al que pertenezca la instalación, la potencia instalada y su antigüedad.

Por ejemplo, para el subgrupo b.2.1, que corresponde a la eólica terrestre, actualmente, según el Real Decreto 222/2008, que entró en vigor el 1 de enero de 2008, corresponden los límites y prima que se muestran en la Tabla G.2 siguiente.

| | Prima de referencia [€/MWh] | Límite superior [€/MWh] | Límite inferior [€/MWh] |
|----------------------|--------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| primeros 20 años | 30,272 | 87,79 | 73,663 |
| a partir de entonces | 63,25 | | |

Tabla G.2 Límites superior e inferior y prima de referencia para el grupo b.2.1.

H. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES

El factor de emisión por unidad de energía eléctrica generada (FE_{GWhe}) se calcula según la ecuación (Ec. H.1) siguiente:

$$FE_{GWhe} \left[\frac{t \text{ CO}_2}{GWhe} \right] = \alpha_{CO_2-C} \left[\frac{t \text{ CO}_2}{t \text{ C}} \right] \cdot FE_{comb} \left[\frac{t \text{ C}}{TJ} \right] \cdot \frac{3600TJ}{1TWh} \cdot FO[\%] \cdot \frac{1}{\eta [\%]} \cdot \frac{1TWh}{1GWhe} \quad (\text{Ec. H.1})$$

Dónde:

FE_{GWhe} Factor de emisión por unidad de energía eléctrica generada, t CO_2 /GWhe

α_{CO_2-C} Generación de CO_2 por unidad de carbono, t CO_2 /t C

FE_{comb} Factor de emisión por unidad energética de combustible, t C/TJ

FO Fracción oxidada, %

η Rendimiento energético de la central, %

Periódicamente, la Administración central publica los factores de emisión por unidad de energía eléctrica generada para cada tipo de combustible, o central, dependiendo del caso. Los últimos datos publicados, y vigentes hasta nueva publicación, son los correspondientes al informe sobre *Factores de emisión de CO_2 para carburantes, usos térmicos y electricidad 2008*, publicado en mayo de 2010 por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) [22], los cuales se muestran en la Tabla H.1 siguiente:

| Fuente Energética | FE_{GWhe} [t CO_2 /GWhe] |
|--------------------------|---------------------------------|
| Hulla+antracita nacional | 1098 |
| Lignito negro | 1067 |
| Lignito pardo | 991 |
| Hulla importada | 1001 |
| Gas Natural | 557 |
| Ciclo combinado (GN) | 390 |
| Fuel oil - Gas oil | 759 |
| Biomasa y biogás | neutro |
| RSU | 269 |

Tabla H.1 Factores de emisión según la fuente energética [Fuente: IDAE [22] y elaboración propia]

Los valores de la Tabla H.1 son los usados para calcular las emisiones generadas en la producción eléctrica en los años 2008 y 2009, en el capítulo del impacto ambiental. Para los escenarios de referencia y de eficiencia para el horizonte de 2020, no existen datos tan detallados del mix de generación en cuanto a la partida del carbón; es por esta razón, que para calcular las emisiones de CO₂ a partir del carbón, se considera un factor de emisión del carbón genérico.

Éste se estima a partir de los valores de los factores de emisión de la hulla y la antracita nacionales, el lignito negro, el lignito pardo y la hulla importada, calculados por el IDAE en base a los combustibles del año 2008, mostrados en la Tabla H.1, y la distribución de la generación eléctrica a partir de carbón en el mismo año (datos de REE).

De esta manera, ponderado por energía producida, se obtiene un factor de emisión para el carbón genérico de 1054 t CO₂/GWhe, tal y como se muestra en la Tabla H.2.

| | GWhe 2008 | Proporción | FE [t CO₂/GWhe] |
|--------------------------|------------------|-------------------|-----------------------------------|
| Hulla+antracita nacional | 24.334 | 48% | 1098 |
| Lignito negro | 6.183 | 12% | 1067 |
| Lignito pardo | 8.188 | 16% | 991 |
| Hulla importada | 11.777 | 23% | 1001 |
| Carbón genérico | 50.482 | 1 | 1054 |

Tabla H.2 Factor de emisión para el carbón genérico [Fuente: REE [27], IDAE [22] y elaboración propia]

Respecto a la biomasa, mencionada en la Tabla H.1 cabe destacar que, se define como el material orgánico no fosilizado y biodegradable que procede de plantas, animales, microorganismos y residuos industriales y municipales. Para el cálculo de emisiones, se ha considerado que la biomasa utilizada es pura; de este modo, se puede considerar que las emisiones de CO₂ son neutras, en el sentido que el dióxido de carbono emitido en la combustión ha sido previamente absorbido de la atmósfera.

I. VALIDACIÓN DEL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN NACIONAL

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 el cálculo y las estimaciones hechas para los años 2009 y 2020, se calcula el factor de emisión nacional correspondiente a 2008.

Considerando la distribución de generación eléctrica y los factores de emisión que muestra la Tabla I.1, puede calcularse, del mismo modo que en los apartados anteriores, la cantidad de dióxido de carbono que se emitió a la atmósfera durante el año 2008 debido a la generación de energía eléctrica en el sistema nacional, tal y como muestra la Tabla I.1.

| | FE _{GWhe} t CO ₂ /GWhe | 2008 | |
|-------------------------------|---|-------------------|---------------------------|
| | | Energía eléctrica | Emisiones CO ₂ |
| | | [GWhe] | [kt CO ₂] |
| Energías no renovables | | 252.996 | 121.980 |
| Carbón | | 50.482 | 53.219 |
| Hulla y antracita nacionales | 1098 | 24.334 | 26.719 |
| Lignito negro | 1067 | 6.183 | 6.597 |
| Lignito pardo | 991 | 8.188 | 8.114 |
| Carbón importado | 1001 | 11.777 | 11.789 |
| Nuclear | 0 | 58.971 | 0 |
| Gas natural | 557 | 32.195 | 17.933 |
| Ciclos combinados | 390 | 91.286 | 35.602 |
| Fuel oil - gas oil | 759 | 20.062 | 15.227 |
| Energías renovables | | 64.866 | 239 |
| Hidroeléctrica | 0 | 26.117 | 0 |
| Solar | 0 | 2.557 | 0 |
| Eólica | 0 | 32.496 | 0 |
| RSU | 269 | 890 | 239 |
| Biomasa y biogás | neutro | 2.806 | neutro |
| Producción bruta TOTAL | | 317.862 | 122.220 |

Tabla I.1 Emisiones de CO₂ por generación eléctrica nacional en 2008 [Fuente: IDAE [22], MITYC [17] y elaboración propia]

A partir de estos datos, se calcula el factor eléctrico de emisión nacional en 2008 y se compara con el publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

| | IDAE | Calculado |
|--|------|-----------|
| FE_e 2008 [t CO ₂ /GWhe = g CO ₂ /kWhe] | 385 | 385 |

Tabla I.2 Comparación del valor calculado del factor eléctrico de emisión nacional del 2008, con el publicado por IDAE [Fuente: IDAE [22] y elaboración propia]

Dado que ambos valores coinciden, se pueden aceptar como válidos los valores estimados para 2009 y 2020.

Adicionalmente, se puede analizar porqué el factor de emisión en 2009 disminuyó respecto al 2008, comparando las coberturas de generación en ambos años. La Figura I.1 permite comparar la proporción de energía generada con emisiones de CO₂ nulas; esto es, energía hidroeléctrica, nuclear, eólica, solar, biomasa y biogás.

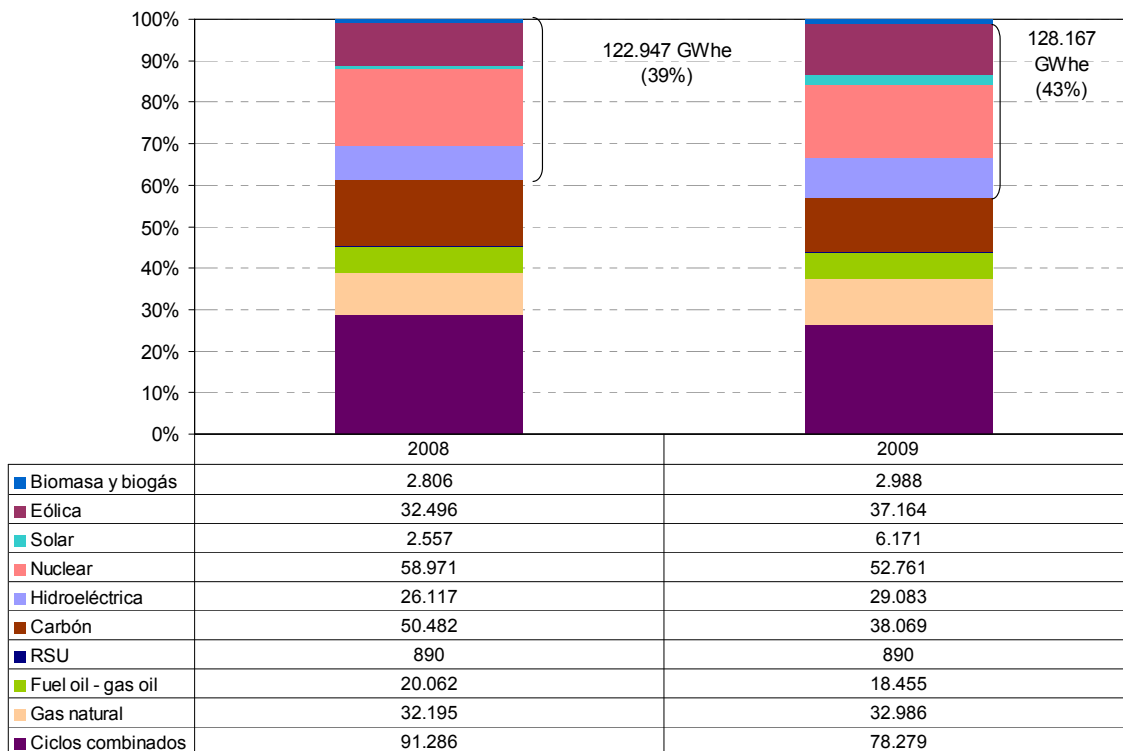


Figura I.1 Comparación de la distribución de la generación eléctrica en el sistema nacional (GWhe) en los años 2008 y 2009. [Fuente: REE [1] y elaboración propia]

En el año 2008 la energía generada con emisiones de CO₂ nulas alcanzó los 122.947 GWhe [1], lo que supone un 39% de la electricidad total generada, mientras que en el año 2009, tal y como muestra la Figura I.1, alcanzó los 128.167 GWhe [1], el 43% del total. El aumento de la generación eléctrica a partir de energías “limpias”, permite que el factor de emisión nacional se vea disminuido año tras año.

J. EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO

J.1 Descripción general del proyecto

La realización de este proyecto consiste básicamente en la descripción y el análisis del sector eléctrico, y la estimación de los costes asociados a la generación de electricidad. Por lo tanto, no implica un consumo de recursos naturales de forma directa, sino que el impacto ambiental viene condicionado exclusivamente por la realización de las tareas mencionadas.

J.2 Estudio de alternativas

Al tratarse de un proyecto teórico, puede considerarse que no existen soluciones alternativas para su realización. Sin embargo, algunas medidas que podrían considerarse para disminuir las emisiones indirectas podrían ser el uso de aparatos eléctricos y electrónicos de mayor rendimiento, y el consumo de electricidad procedente de fuentes renovables.

J.3 Evaluación de los efectos previsibles

Este apartado se refiere a los efectos que pueden ser provocados en la población, la flora, la fauna, el suelo, el agua, los factores climáticos, el paisaje y los bienes materiales, que envuelven el lugar de realización del proyecto.

Éste se ha realizado a nivel de oficina, por lo que puede considerarse que la magnitud del impacto ambiental (IA) es baja. Por lo tanto, en cuanto a la compatibilidad ambiental, el proyecto se clasifica como de IA Compatible, es decir que la recuperación del medio ambiente es inmediata tras la finalización de la actividad y no requiere medidas protectoras.

En cuanto a la incidencia de los efectos generados, puede considerarse que no existe un impacto directo en el nivel de calidad del medio ambiente inmediato; sin embargo, se producen efectos indirectos por:

- impacto ambiental por el uso de recursos (material de oficina y equipos informáticos)
- impacto por las emisiones asociadas a la electricidad consumida

J.4 Medidas correctoras

Las medidas correctoras que podrían plantearse para minimizar los impactos ambientales asociados son:

- uso de equipamiento más eficiente energéticamente para disminuir el consumo de electricidad y así reducir las emisiones indirectas asociadas a la generación
- uso de energía eléctrica procedente de fuentes renovables
- gestión ambiental de los residuos generados (papel, cartuchos de tinta, etc.)

K. PRESUPUESTO

En este apartado se estima el coste de realización del proyecto, prescindiendo tanto de los impuestos que puedan estar asociados a su realización, como de los márgenes de beneficio que se derivarían de la comercialización del mismo. Los gastos de realización se clasifican en dos categorías: recursos humanos y recursos materiales utilizados.

K.1 Recursos humanos

En esta sección se contemplan los costes asociados a las horas de dedicación de la persona encargada del proyecto, así como de las otras dos personas que han participado en el mismo, desempeñando tareas de dirección y asesoramiento.

Se considera un coste de 45 €/h para la ingeniera júnior que ha realizado el proyecto, con una dedicación de 25 horas semanales durante 7 meses. Las tareas de dirección han sido realizadas por un ingeniero industrial, con una dedicación de 1 hora semanal y unos honorarios de 70 €/h. Por otro lado, las tareas de asesoramiento han sido llevadas a cabo por una ingeniera industrial, profesora de la ETSEIB, la cual ha dedicado el mismo tiempo a la supervisión del proyecto que el director, y sus honorarios se consideran iguales a los de éste.

Por lo tanto, el coste asociado a recursos de personal asciende a 40.480 €, tal y como muestra la Tabla K.1 siguiente:

| Personal | Tiempo dedicado [h] | Coste horario [€/h] | Coste total [€] |
|--------------------------------|------------------------|------------------------|--------------------|
| Proyectista: ingeniera júnior | 800 | 45 | 36.000 |
| Director: ingeniero industrial | 32 | 70 | 2.240 |
| Ponente: ingeniera industrial | 32 | 70 | 2.240 |
| TOTAL | | | 40.480 |

Tabla K.1 Costes asociados a los recursos humanos

K.2 Recursos materiales

Los recursos materiales consumidos durante la realización de este proyecto están asociados a la adquisición de informes no gratuitos, al material de oficina y a los suministros de agua y electricidad.

Para el capítulo 3, costes de generación de la energía eléctrica, se ha hecho necesaria la adquisición de una publicación de la Agencia Internacional de Energía (IEA), de carácter no gratuito, *Projected Costs of Generating Electricity – 2010 Edition* [4], la cual asciende a 60 €.

En cuanto al material de oficina se consideran dos partidas: el uso de consumibles de oficina, tales como tinta, papel, etc, que se estima en 90 €, y la amortización de los equipos informáticos.

Se considera que tanto el sistema operativo como la suite informática están incluidos en el coste de adquisición del equipo informático. La amortización de los equipos informáticos se contempla como creación de un fondo que permita el reemplazo de los mismos cuando sea necesario. El método de cálculo utilizado es el que muestra la ecuación (Ec. K.1).

$$Amortización [€] = \frac{Valor\ de\ adquisición [€] - Valor\ residual [€]}{Vida\ útil [años]} \cdot \frac{240\ días\ laborables}{1\ año} \cdot \frac{6\ horas\ encendido}{día} \cdot Periodo\ utilización [días]$$

(Ec. K.1)

En esta ecuación se considera que la vida útil de los equipos informáticos es de 5 años, y su valor residual es nulo, ya que al final de la vida útil, los equipos serán inservibles. Así mismo se considera que el periodo de utilización de los equipos informáticos corresponde al 90% del tiempo empleado en la realización del proyecto, y que el valor de adquisición asciende a 1.500 €. De esta manera, la amortización de los equipos informáticos asciende a 162 €.

Por otra parte, los suministros de agua y electricidad se estiman en 70 €.

Por lo tanto, el coste asociado a recursos materiales asciende a 382 €, tal y como muestra la Tabla K.2 siguiente:

| Concepto | Coste [€] |
|---------------------------------|------------|
| Documentación no gratuita | 60 |
| Material de oficina | 252 |
| Consumibles | 90 |
| Amortización de equipos | 162 |
| Suministros agua y electricidad | 70 |
| TOTAL | 382 |

Tabla K.2 Costes asociados a los recursos materiales

K.3 Coste total

El coste total de realización del proyecto se considera la suma de los costes asociados a los recursos humanos y a los materiales, así como una partida para costes extras o imprevistos, que se estima del 5% de la suma anterior. Por lo tanto, el coste total aproximado de realización del proyecto asciende a 42.905 €, tal y como muestra la Tabla K.3.

| Concepto | Coste [€] |
|---------------------|---------------|
| Recursos humanos | 40.480 |
| Recursos materiales | 382 |
| Subtotal | 40.862 |
| Imprevistos (5%) | 2.043 |
| TOTAL | 42.905 |

Tabla K.3 Costes totales de realización del proyecto