

5. Modelo expansión de la generación

5. Modelo expansión de la generación

En este apartado vamos a presentar los resultados de dos estudios desarrollados en el marco de este proyecto sobre la expansión de la generación para configurar el mix renovable de cara al año 2050.

La idea original era hacer uso de las herramientas, representativas del estado del arte actual, de decisión sobre la expansión de la capacidad de generación de un sistema de generación eléctrica para, por un lado analizar las peculiaridades que surgían al aplicar esta herramientas con un mix basado exclusivamente en tecnologías renovables, y por otro lado obtener una configuración optimizada del parque generador que nos permitiera posteriormente entrar en una herramienta de cálculo de optimización del despacho para analizar la participación en la cobertura de la demanda de cada una de las tecnologías.

Para ello empezamos realizando un estudio en las condiciones “convencionales”, esto es, partiendo de una evolución monótona de la demanda eléctrica, y asumiendo que las tecnologías disponibles tienen un factor de capacidad fijo y conocido de antemano.

Posteriormente, y a la vista de las limitaciones de esta aproximación, hicimos un esfuerzo para adaptar las herramientas convencionales y realizar otro estudio de expansión de la generación en el cual, además de tener una descripción monótona de la demanda por bloques de carga, contáramos con una descripción de la capacidad de generación en bloques de carga correlacionados con la demanda.

Ambos estudios se han desarrollado tanto para la estructura de costes actual como para la proyectada para el año 2050 para apreciar las diferencias que puede introducir la estructura de costes en la configuración final del mix de generación.

A continuación, seguido de una presentación de los datos de partida comunes, presentamos el planteamiento y resultados de estos dos estudios sobre la expansión de la generación para configurar un mix basado en renovables.

5.1. Datos previos

Como hemos comentado, el tratamiento de la demanda en los modelos de expansión de la generación es un tratamiento monótono en el que se divide la demanda en una serie de bloques de carga.

En nuestro caso, la demanda se ha dividido en 12 períodos (correspondientes a los meses del año), y a su vez cada período se ha dividido en 5 niveles de carga. En la Tabla-29 presentamos la potencia media demandada en cada uno de los 60 bloques de carga considerados, y en la Tabla-30 la duración de cada uno de los niveles de carga considerados. *[Ver Tablas 29 y 30].*

Por otro lado, en la Tabla-31 mostramos las características de cada una de las tecnologías consideradas para el modelo de expansión de la generación, a nivel de costes de inversión y de operación y mantenimiento (tanto el actual como el del año 2050), y el potencial de desarrollo peninsular

existente para cada una de las tecnologías. Los potenciales de desarrollo son los obtenidos en (IIT, 2005), y las estructuras de coste actual y para el año 2050 son las anteriormente presentadas en este informe, que recogemos aquí por conveniencia. La gran hidroeléctrica se ha considerado sin coste de inversión por estar ésta ya realizada. Como ya comentamos anteriormente, los emplazamientos provinciales

de cada tecnología se han agrupado en un máximo de 5 categorías por tecnología según sus actuaciones técnico-económicas operando en modo MPPT. Cada categoría ha quedado representada a nivel de actuaciones por las de la serie temporal de capacidad de generación correspondiente a promediar todas las series temporales provinciales que integran la categoría. [Ver *Tabla 31*].

Tabla 29 Demanda por período (MW).

	n1	n2	n3	n4	n5
Enero	53.810	45.891	38.192	35.509	31.588
Febrero	51.451	44.237	37.047	35.097	31.496
Marzo	48.985	41.887	34.855	33.365	30.205
Abril	45.888	40.091	33.142	32.366	29.271
Mayo	46.368	40.500	32.023	30.419	27.433
Junio	48.865	42.071	33.835	31.997	29.232
Julio	49.239	43.207	35.310	32.657	30.389
Agosto	47.790	39.799	33.451	30.770	28.569
Septiembre	47.673	41.641	33.710	31.707	29.296
Octubre	46.953	40.110	33.743	30.804	28.749
Noviembre	52.223	42.584	36.519	33.034	30.495
Diciembre	52.834	43.217	38.168	33.782	31.291

Tabla 30 Duración de cada nivel de carga (h por mes).

	n1	n2	n3	n4	n5
Duración (h)	42	353	134	125	77

Tabla 31 Características de las energías renovables.

Tecnología	Costes actuales		Costes 2050		Potencial máximo (MW)
	Coste variable (c€/MWh)	Coste de inversión (c€/kW)	Coste variable (c€/MWh)	Coste de inversión (c€/kW)	
Biomasa residuos	1.554	622.300	1.169	250.300	7.280
Biomasa_CFRR-H	3.437	622.300	3.051	250.300	2.882
Biomasa_CFRR-S	3.737	622.300	3.351	250.300	2.247
Biomasa_cultivos (R)	2.704	622.300	2.318	250.300	439
Biomasa_cultivos (SA+SAF)	3.393	622.300	3.008	250.300	1.520
Biomasa_cultivos (SAP)	2.859	622.300	2.473	250.300	73
Biomasa_cultivos (SH)	2.895	622.300	2.510	250.300	582
Biomasa_cultivos (SSA)	2.998	622.300	2.613	250.300	2.117
Biomasa_MB (1.000 mm/a)	3.049	622.300	2.663	250.300	460
Biomasa_MB (1.850 mm/a)	2.757	622.300	2.371	250.300	487
Biomasa_MB (425 mm/a)	3.824	622.300	3.438	250.300	178
Biomasa_MB (475 mm/a)	3.691	622.300	3.305	250.300	218
Biomasa_MB (550 mm/a)	3.532	622.300	3.146	250.300	431
Biomasa_MB (700 mm/a)	3.307	622.300	2.922	250.300	537
Eólica Marina-1	1.659	160.000	691	86.400	33.037
Eólica Marina-2	1.889	160.000	787	86.400	6.969
Eólica Marina-3	2.193	160.000	914	86.400	53.224
Eólica Marina-4	2.613	160.000	1.089	86.400	15.931
Eólica Marina-5	3.232	160.000	1.347	86.400	55.597
Eólica terrestre accidentado-1	569	95.000	427	52.000	172.806
Eólica terrestre accidentado-2	685	95.000	514	52.000	167.519
Eólica terrestre accidentado-3	861	95.000	646	52.000	125.740
Eólica terrestre accidentado-4	1.158	95.000	868	52.000	57.158
Eólica terrestre accidentado-5	1.766	95.000	1.325	52.000	78.517
Eólica terrestre llano-1	427	88.000	285	48.100	90.789
Eólica terrestre llano-2	514	88.000	343	48.100	73.087
Eólica terrestre llano-3	646	88.000	431	48.100	77.245
Eólica terrestre llano-4	868	88.000	579	48.100	26.995
Eólica terrestre llano-5	1.325	88.000	883	48.100	45.239
Geotérmica -1	4.000	388.756	1.500	172.900	1.906
Geotérmica -2	4.000	485.918			511
Geotérmica -3	4.000	777.403			61
Minihidráulica	2.419	250.000	1.742	180.000	2.230
Olas-1	4.677	360.000	818	82.500	12.705
Olas-2	5.857	360.000	932	82.500	11.805
Olas-3	7.835	360.000	1.143	82.500	7.423
Olas-4	11.831	360.000	1.479	82.500	7.334
Olas-5	24.144	360.000	2.641	82.500	57692
PV_azimutal-1	2.868	1.012.338	2.390	120.034	277650

Continúa en página siguiente

Viene de página anterior

Tecnología	Costes actuales		Costes 2050		Potencial máximo (MW)
	Coste variable (c€/MWh)	Coste de inversión (c€/kW)	Coste variable (c€/MWh)	Coste de inversión (c€/kW)	
PV_azimutal-2	3.182	1.012.338	2.652	120.034	258627
PV_azimutal-3	3.574	1.012.338	2.978	120.034	62159
PV_azimutal-4	4.075	1.012.338	3.396	120.034	27302
PV_azimutal-5	4.740	1.012.338	3.950	120.034	6725
PV_edificación-1	4.534	811.393	3.779	96.208	108054
PV_edificación-2	5.464	811.393	4.554	96.208	82662
PV_edificación-3	6.874	811.393	5.728	96.208	56335
PV_edificación-4	9.264	811.393	7.720	96.208	340057
PV_edificación-5	14.204	811.393	11.836	96.208	273827
Termoeléctrica-1	2.800	443.931	400	137.291	818330
Termoeléctrica-2	2.800	443.931	400	137.291	1164913
Termoeléctrica-3	2.800	443.931	400	137.291	446461
Termoeléctrica-4	2.800	443.931	400	137.291	146737
Termoeléctrica-5	2.800	443.931	400	137.291	162326

5.2. Demanda por bloques y generación fija

Modelado de la inversión en energías renovables

En este apartado se ha analizado la necesidad de inversión en los distintos tipos de energías renovables para satisfacer la demanda eléctrica prevista. El objetivo del análisis es determinar, a partir de los potenciales técnicos existentes para cada tecnología, la potencia a instalar de cada una para cubrir la demanda con el fin de minimizar los costes económicos totales del sistema eléctrico. Dado que las distintas tecnologías presentan distintos costes de inversión y de operación, un ejercicio como éste permite considerar conjuntamente ambos costes de forma separada para tomar las mejores decisiones.

El análisis se ha realizado con un modelo de expansión de la generación desarrollado en el IIT, que ha sido simplificado para adaptarlo al problema en estudio.

Modelado

El modelo, como ya se ha dicho, es un modelo de expansión de la generación. Este modelo simula las decisiones de inversión y operación del sistema para satisfacer la demanda en cada período considerado. El modelo supone que el objetivo es la minimización de los costes totales, actualizados para el alcance del modelo. Así, decide qué potencia instalar y cuál acoplar al sistema en cada momento en función de los costes de inversión y operación, y sujeto a una serie de restricciones.

Las restricciones consideradas han sido:

- la potencia acoplada debe ser igual a la demanda del sistema,
- la potencia acoplada debe ser inferior a la potencia instalada,
- y la potencia instalada debe ser inferior al potencial disponible.

Por otra parte, se han introducido también restricciones en cuanto a la disponibilidad del recurso hidráulico: la utilización nunca puede ser superior al aporte en cada período (se ha considerado un año hidrológico medio), la capacidad del bombeo está limitada a la actualmente existente, y finalmente, la cantidad turbinada no puede ser mayor al 70% de la bombeada (por el rendimiento de las centrales de bombeo).

La demanda total considerada ha sido de 280TWh, y se ha considerado un margen de reserva del 20%. Si bien el margen habitual utilizado en los ejercicios de planificación es un 10%, dada la naturaleza variable de la mayoría de la generación renovable, se ha optado por elevar este margen hasta el 20% citado.

Esta demanda se ha dividido en 12 períodos (correspondientes a los meses del año), y a su vez cada período se ha dividido en 5 niveles de carga.

El alcance se ha definido en 25 años, con objeto de analizar correctamente la rentabilidad de cada tecnología.

Respecto a la hidroeléctrica, en este primer estudio empleamos los valores que había implementados en el modelo para: disponibilidad energética mensual de la hidroeléctrica regulable, potencia media mensual de la hidroeléctrica fluyente, potencias máxima y mínima de la hidroeléctrica regulable y del bombeo hidroeléctrico, y capacidad máxima de los embalses de hidroeléctrica regulable y bombeo hidroeléctrico.

Para el resto de tecnologías se ha asumido el factor de capacidad correspondiente a

operar en modo MPPT que presentamos en puntos anteriores y que por conveniencia recogemos a continuación. [Ver Tabla 32].

Tabla 32 Factores de capacidad considerados.

Tecnología	CF
Biomasa residuos	0,850
Biomasa_CFRR-H	0,850
Biomasa_CFRR-S	0,850
Biomasa_cultivos (R)	0,850
Biomasa_cultivos (SA+SAF)	0,850
Biomasa_cultivos (SAP)	0,850
Biomasa_cultivos (SH)	0,850
Biomasa_cultivos (SSA)	0,850
Biomasa_MB (1.000 mm/a)	0,850
Biomasa_MB (1.850 mm/a)	0,850
Biomasa_MB (425 mm/a)	0,850
Biomasa_MB (475 mm/a)	0,850
Biomasa_MB (550 mm/a)	0,850
Biomasa_MB (700 mm/a)	0,850
Eólica Marina-1	0,413
Eólica Marina-2	0,363
Eólica Marina-3	0,312
Eólica Marina-4	0,262
Eólica Marina-5	0,212
Eólica terrestre accidentado-1	0,401
Eólica terrestre accidentado-2	0,333
Eólica terrestre accidentado-3	0,265
Eólica terrestre accidentado-4	0,197
Eólica terrestre accidentado-5	0,129
Eólica terrestre llano-1	0,401
Eólica terrestre llano-2	0,333
Eólica terrestre llano-3	0,265
Eólica terrestre llano-4	0,197
Eólica terrestre llano-5	0,129
Geotérmica -1	0,900
Geotérmica -2	0,900
Geotérmica -3	0,900
Minihidráulica	0,354
Olas-1	0,244
Olas-2	0,195

Continúa en página siguiente

Viene de página anterior

Tecnología	CF
Olas-3	0,146
Olas-4	0,096
Olas-5	0,047
PV_azimutal-1	0,239
PV_azimutal-2	0,215
PV_azimutal-3	0,192
PV_azimutal-4	0,168
PV_azimutal-5	0,145
PV_edificación-1	0,151
PV_edificación-2	0,125
PV_edificación-3	0,100
PV_edificación-4	0,074
PV_edificación-5	0,048
Termoeléctrica-1	0,490
Termoeléctrica-2	0,425
Termoeléctrica-3	0,361
Termoeléctrica-4	0,296
Termoeléctrica-5	0,232

Resultados

Los resultados son hasta cierto punto los esperables: para los costes actuales, el sistema instala energía eólica terrestre en terreno llano tipo 1 hasta llegar a su límite de potencial, 90 GW, y la completa con 16 GW más de eólica terrestre en terreno accidentado tipo 1. Cuando los costes son los previstos

para el 2050, el resultado es el mismo, ya que no se modifica el orden de mérito de las tecnologías en sus primeros puestos.

En la Tabla-33 mostramos las potencias instaladas de cada una de las tecnologías según el modelo, tanto en el año inicial como en el final del periodo de análisis (25 años). Las potencias mostradas para el año final son potencias acumuladas en el periodo de análisis, y reflejan el incremento de potencia instalada requerida para ir acomodando el incremento de la demanda durante el periodo de análisis. La potencia hidroeléctrica no se muestra por considerarse en el análisis que ya estaba instalada en el año inicial. [Ver Tabla 33].

Efectivamente, éstas son las dos tecnologías más baratas para el sistema, tanto en costes de inversión como en costes de operación. Y además existe potencial suficiente como para cubrir la demanda. Así pues, el resultado del modelo es trivial.

En la Tabla-34 recogemos los costes de inversión requeridos para el sistema de generación, y en la Tabla-35 los costes variables de la electricidad producida. [Ver Tablas 34 y 35].

Tabla 33 Potencia instalada (GW).

Tecnología	Costes actuales		Costes 2050	
	Año Inicial	Año Final	Año Inicial	Año Final
Eólica terrestre llano-1	90,79	90,79	90,79	90,79
Eólica terrestre accidentado-1	16,51	49,34	16,51	49,34

Tabla 34 Costes de inversión (millones de euros).

Tecnología	Costes actuales		Costes 2050	
	Año Inicial	Año Final	Año Inicial	Año Final
TOTAL	95.579	126.768	52.255	69.326

Tabla 35 Costes variables de la electricidad producida.

Tecnología	Costes actuales		Costes 2050	
	Año Inicial	Año Final	Año Inicial	Año Final
TOTAL (millones de euros)	1.312	1.756	881	1.203
TOTAL (€/MWh)	4,68	5,04	3,14	3,45

Sin embargo, esta solución es difícil de justificar en la práctica, ya que no tiene en cuenta la variación del potencial disponible de las distintas tecnologías renovables en cada período. En efecto, se ha supuesto un factor de capacidad medio para todo el alcance del modelo, lo que no es realista cuando la capacidad de regulación del sistema es pequeña, como en el caso que nos ocupa.

Así, si en un bloque de demanda determinado el factor de capacidad fuera inferior al medio, no habría potencia suficiente para cubrir la demanda, lo que requeriría o bien un aumento de la potencia instalada de la tecnología en cuestión, o bien la entrada de otras tecnologías en el sistema. Como hemos mencionado, cuando la capacidad de regulación del sistema es suficiente, esto no es un problema ya que las centrales hidráulicas pueden cubrir estos huecos con su energía embalsada. Pero en el caso estudiado, con una alta participación de energías renovables y por tanto poca capacidad de regulación, esta hipótesis no parece realista.

Para poder dar resultados más realistas, sería necesario tratar con mayor detalle la potencia disponible por tecnología en cada período, llegando incluso al extremo de evaluar las 8.760 horas del año. Sin embargo, esto presenta problemas computacionales, por lo que no se ha intentado aquí.

5.3. Demanda y generación por bloques

Modelado de la inversión en energías renovables

En este apartado se ha analizado la necesidad de inversión en los distintos tipos de energías renovables para satisfacer la demanda eléctrica prevista. El objetivo del análisis es determinar, a partir de los potenciales técnicos existentes para cada tecnología, la potencia a instalar de cada una para cubrir la demanda con el fin de minimizar los costes económicos totales del sistema eléctrico. Dado que las distintas tecnologías presentan distintos costes de inversión y de operación, un ejercicio como éste permite considerar conjuntamente ambos costes de forma separada para tomar las mejores decisiones.

El análisis se ha realizado con un modelo de expansión de la generación desarrollado en el IIT, que ha sido simplificado para adaptarlo al problema en estudio (ver las simplificaciones más abajo).

Modelo utilizado

El modelo utilizado ha sido el modelo ESPAM, desarrollado en el IIT. Este modelo simula la expansión de la generación eléctrica bajo el objetivo de maximización del beneficio de los agentes. Es capaz de recoger el posible comportamiento oligopolista

de los mismos, así como incorporar los efectos de políticas como el control de emisiones de CO₂ o el apoyo a las energías renovables.

Para este caso, y dado el largo plazo considerado, el modelo ha sido simplificado: se ha considerado que no existe oligopolio en el mercado, y que por tanto los agentes se encuentran en una situación de competencia perfecta, por lo que el objetivo de minimización de costes se iguala al de maximización del beneficio. Tampoco se han considerado políticas de reducción de emisiones de CO₂ o de apoyo a las energías renovables.

Modelado

El modelo, como ya se ha dicho, es un modelo de expansión de la generación. Este modelo simula las decisiones de inversión y operación del sistema para satisfacer la demanda en cada período considerado. El modelo supone que el objetivo es la minimización de los costes totales, actualizados para el alcance del modelo. Así, decide qué potencia instalar y cuál acoplar al sistema en cada momento en función de los costes de inversión y operación, y sujeto a una serie de restricciones.

Las restricciones consideradas han sido:

- la potencia acoplada debe ser igual a la demanda del sistema,
- la potencia acoplada debe ser inferior a la potencia instalada,
- y la potencia instalada debe ser inferior al potencial disponible.

Por otra parte, se han introducido también restricciones en cuanto a la disponibilidad del recurso hidráulico: la utilización nunca

puede ser superior al aporte en cada período (se ha considerado un año hidrológico medio), la capacidad del bombeo está limitada a la actualmente existente, y finalmente, la cantidad turbinada no puede ser mayor al 70% de la bombeada (por el rendimiento de las centrales de bombeo).

La demanda total considerada ha sido de 280TWh, y se ha considerado un margen de reserva del 20%. Si bien el margen habitual utilizado en los ejercicios de planificación es un 10%, dada la naturaleza variable de la mayoría de la generación renovable, se ha optado por elevar este margen hasta el 20% citado, con el fin de recoger de alguna forma la mayor capacidad de reserva necesaria.

Esta demanda se ha dividido en 12 períodos (correspondientes a los meses del año), y a su vez cada período se ha dividido en 5 niveles de carga.

El alcance se ha definido en 25 años, con objeto de analizar correctamente la rentabilidad de cada tecnología. Se ha supuesto un crecimiento anual del 1% de la demanda, en línea con las previsiones habituales de la Agencia Internacional de la Energía para países desarrollados. Este supuesto se ha considerado razonable para el estudio, ya que:

- por una parte, los altos crecimientos de la demanda eléctrica experimentados en los años pasados en España deberían moderarse, y de hecho los supuestos de partida para este estudio asumen una estabilización o reducción del consumo energético.
- por otra parte, existe una tendencia en los países desarrollados a un incremento del nivel de electrificación. Por tanto, incluso aunque se consideren estabilizaciones en

el consumo de energía primaria, puede ser razonable suponer un cierto incremento del consumo de electricidad, por cuanto este consumo sustituye otras fuentes de energía primaria.

Por otra parte, para cada una de las tecnologías se ha considerado un factor de capacidad disponible variable en los distintos bloques de carga: es decir, salvo para las basadas en la biomasa, se supone que la energía producible por las distintas tecnologías en función de la potencia instalada es variable en cada momento, asociado a la variabilidad del recurso (viento, sol, olas...). Si bien esta variabilidad puede ser instantánea, las limitaciones de capacidad de computación han hecho que la variabilidad se recoja en períodos de mayor duración (los mismos 60 períodos que los considerados para la demanda). Así, para cada uno de los períodos se ha considerado el factor de capacidad medio para el total de horas contenidas en el mismo, que se ha extraído del procesado de las series temporales correspondientes.

Evidentemente, esto es un supuesto simplificador, que va en contra del realismo de los resultados: esta agregación hace que no se recojan de forma precisa los posibles superávit o déficit de potencia instantáneos del sistema, y por tanto la posible necesidad de potencia instalada de reserva para responder a los déficit.

Así, si en un bloque de demanda determinado el factor de capacidad fuera inferior al medio, no habría potencia suficiente para cubrir la demanda, lo que requeriría o bien un aumento de la potencia instalada de la tecnología en cuestión, o bien la entrada de otras tecnologías en el sistema. Como hemos mencionado, cuando la capacidad de regulación del sistema es suficiente, esto no es un problema ya que las centrales hidráulicas pueden cubrir estos huecos con su energía embalsada. Pero en el caso estudiado, con una alta participación de energías renovables y por tanto poca capacidad de regulación, esta hipótesis no parece realista.

Para poder dar resultados más realistas, sería necesario tratar con mayor detalle la potencia disponible por tecnología en cada período, llegando incluso al extremo de evaluar las 8.760 horas del año. Sin embargo, como ya se ha mencionado, este supuesto es necesario para permitir ejecutar el modelo. Por otra parte, y como ya se ha mencionado, se ha aumentado el margen de reserva para tratar de tener en cuenta este aspecto.

En cuanto a la disponibilidad de energía hidráulica y de bombeo, los datos empleados son coherentes con el resto de análisis desarrollados en este proyecto, y se recogen a continuación. [Ver Tablas 36 y 37].

Tabla 36 Aportes hidráulicos.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Regulable (GWh disponibles)	3.737	3.521	3.701	3.127	2.495	1.603	965	558	450	995	1.906	3.119
Fluyente (MW)	845	870	826	722	574	406	253	154	150	262	473	705

Tabla 37 Capacidad del los embalses (potencia máxima y mínima) y reserva máxima.

	P_{\min} (MW)	P_{\max} (MW)	R_{\max} (GWh)
Regulable	0	16.570	25.000
Bombeo	0	3.700	955

Resultados

Los resultados son hasta cierto punto los esperables: para los costes actuales, el sistema instala energía eólica terrestre en terreno llano tipo 1 hasta llegar a su límite de potencial, 90 GW, y la completa con 39 GW más de eólica terrestre accidentado tipo 1 (o 72 GW en el caso del último año de la simulación). Cuando los costes son los previstos para el 2050, el resultado es el mismo, ya que no se modifica el orden de mérito de las tecnologías en sus primeros puestos.

Se han incluido resultados tanto para el año inicial como para el año final de la simulación, con el fin de mostrar la posible evolución de los distintos parámetros.

No se muestran los datos correspondientes a la energía hidráulica ya instalada en el sistema: no hay nuevas instalaciones de hidráulica, por lo que su coste de inversión es nulo. Y su coste de operación es despreciable. En cuanto a la energía producida, es básicamente la total disponible según reflejan las tablas de datos de entrada.

La potencia instalada es la potencia acumulada en el año indicado (por tanto, la del año final incluye la del inicial). Esta potencia varía entre la necesaria para el año inicial y el final, por el crecimiento de la demanda supuesto. Se ha supuesto que

toda la potencia necesaria para el primer año se instala instantáneamente, aunque evidentemente en la realidad sería más bien una instalación gradual. Sin embargo, este supuesto no resta validez al análisis. *[Ver Tabla 38].*

Efectivamente, las tecnologías eólicas son las más baratas para el sistema, tanto en costes de inversión como en costes de operación. Y ambas tienen potencial suficiente para, junto con la energía hidráulica, satisfacer la demanda. Por tanto, el resultado es hasta cierto punto trivial. Los resultados no cambian para distintos escenarios de costes.

A continuación se muestran los costes de inversión y de operación del sistema. Como antes, se muestran los valores para el año inicial de la simulación y para el año final (con una demanda mayor), y también para las dos hipótesis de costes. De nuevo, también la inversión del año final incluye la del año inicial, ya que son inversiones acumuladas. Los costes están actualizados al 8%. *[Ver Tablas 39 a 41].*

Tabla 38 Potencia instalada (GW).

Tecnología	Costes actuales		Costes 2050	
	Año Inicial	Año Final	Año Inicial	Año Final
Eólica terrestre llano-1	90,79	90,79	90,79	90,79
Eólica terrestre accidentado-1	38,86	72,21	38,86	72,21

Tabla 39 Costes de inversión (millones de euros).

Tecnología	Costes actuales		Costes 2050	
	Año Inicial	Año Final	Año Inicial	Año Final
TOTAL	116.815	148.491	63.879	81.217

Tabla 40 Costes variables de la electricidad producida (millones de euros).

Tecnología	Costes actuales		Costes 2050	
	Año Inicial	Año Final	Año Inicial	Año Final
TOTAL	1.341	1.771	907	1.220

Tabla 41 Costes totales (medido como coste anualizado equivalente, LEC (c€/kWh)).

Tecnología	Costes actuales	Costes 2050
TOTAL	1,709	0,961

5.4. Discusión

Hemos realizado dos simulaciones con modelos de expansión de la generación representativos del estado del arte actual, para buscar la configuración óptima de un mix de generación basado en renovables, que como punto de partida tuviera sólo la potencia hidroeléctrica (regulada y fluyente) actualmente instalada. La primera simulación asume que las diversas tecnologías renovables están disponibles con un CF constante durante todo el año, e igual al CF medio anual de la serie temporal operando

en MPPT. La segunda simulación asume que el CF de cada tecnología se modifica en cada uno de los bloques de carga considerados para la demanda. Los CF para cada bloque de carga se han obtenido procesando la serie temporal correspondiente.

Los resultados, en términos de SM, son unos mix de generación que en el año inicial (demanda de 280 TW.h/a) cubren la demanda (SF = 100%) con un margen de reserva del 20%, y vienen dados por SM = 2,56 para el caso de CF constante y SM = 3,26 para el caso de CF variable en los bloques de carga.

Estos resultados deben compararse con los que obtuvimos en el capítulo anterior dedicado al análisis temporal del acoplamiento generación-demanda. El mix-20, basado en eólica terrestre e hidroeléctrica, con un $SM = 2,5$ nos proporcionaba $SF = 87,83\%$ sin considerar margen de reserva alguno. El mix-21, basado en eólica terrestre e hidroeléctrica, con un $SM = 5,54$ nos proporcionaba $SF = 97,74\%$ sin considerar margen de reserva alguno.

Por tanto, podemos concluir que los modelos de expansión de la generación basados en un tratamiento monótono de la demanda, incluso si consideramos el CF variable en los bloques de carga, infradimensiona considerablemente la capacidad necesaria del mix de generación para cubrir la demanda. Esto es una consecuencia directa de la incapacidad de estos métodos monótonos para incorporar el acoplamiento generación-demanda en una situación donde la generación presenta una dependencia temporal tan importante o más que la de la demanda, siendo por tanto incapaces de determinar el CF real con el que operan las tecnologías en modo regulación.

Los modelos de expansión de la generación actuales están pensados para sistemas de las siguientes características:

- Tecnologías de generación con dos componentes de costes: inversión y O&M.
- Costes de O&M dominados por los costes de combustible, que a su vez tienen también un gran peso sobre el coste total.
- El CF de estas tecnologías depende sólo de cómo se decida operar con ellas, estando el recurso disponible en cualquier momento que se quiera emplear.

En general, el LEC tiene un término independiente del CF y directamente proporcional a los costes de O&M y combustible, y otro término inversamente proporcional al CF y directamente proporcional a los costes de inversión. Aquellas tecnologías, como las convencionales, con costes dominados por los del combustible tienen una dependencia relativamente pequeña del LEC con el CF. En el caso de un sistema de generación basado en renovables, el coste total está dominado por los costes de inversión (a excepción de la biomasa), por lo que la dependencia del coste total (LEC) con el CF es mucho más fuerte.

Por otro lado, en un sistema de generación basado en las renovables, para la mayoría de las tecnologías no se puede decidir a priori el CF con el que van a funcionar en cada bloque de carga, pues éste depende tanto de la estrategia de operación (al igual que en el sistema "convencional") como de la disponibilidad del recurso, aspecto que escapa a los modelos de expansión de la generación actuales, con un enfoque monótono en lugar de cronológico. Es decir, en un sistema de generación basado en renovables hay dos dependencias temporales relevantes y no correlacionadas: la de la demanda y la de la capacidad de generación. Los modelos basados en un enfoque monótono dan un peso relevante a una de estas dependencias temporales, la de la demanda, y se dejan fuera como mínimo la otra mitad del problema. Por tanto, los modelos de expansión de la generación actuales al no ver el acoplamiento generación-demanda del parque generador, no pueden garantizar que el mix propuesto sea capaz de cubrir las cargas en todos los momentos del año.

Para planificar correctamente la expansión de la generación de los sistemas de generación basados en renovables sería necesario modificar los modelos para añadirles bloques de disponibilidad de recurso de cada una de las tecnologías correlacionados con los bloques de demanda. Esta es la aproximación que hemos probado de realizar con el segundo estudio con el modelo ESPAM. Sin embargo, la gran diversidad tecnológica conduce a una complejidad del procesamiento estadístico que probablemente no compense por la pérdida de información sufrida al agrupar por bloques dominados por la demanda. Debe tenerse en cuenta además que el punto de partida para este procesamiento de la capacidad de generación por bloques de carga es la serie temporal completa (cronológica) de capacidad de generación de cada tecnología, es decir, el dato necesario para proceder a un análisis cronológico del acoplamiento generación-demanda.

Parece que lo adecuado sería ampliar las capacidades de cálculo de estos modelos de expansión de la generación para proceder, de forma iterativa, a una planificación de la generación, pasando por el análisis del acoplamiento generación-demanda en cada una de las 8.760 h/año, y de esta forma recoger el efecto final de las distintas estrategias de operación sobre el coste total de la electricidad generada. En efecto, las decisiones tomadas en cada hora del año relativas a la tecnología prioritaria para cubrir la demanda, afectarán al CF anual que obtendremos para cada una de las tecnologías, y por tanto afectará significativamente a las actuaciones económicas del sistema finalmente obtenidas. Y esta decisión no se puede tomar sin conocer la disponibilidad del recurso energético en este instante de

tiempo, y su efecto sobre el resto del año. Elegir en un instante de tiempo una tecnología para cubrir la demanda sólo porque es la más favorable en términos de costes de inversión y de O&M (en el fondo de LEC en modo MPPT) puede conducirnos, si la disponibilidad del recurso energético asociado es bajo en este instante de tiempo, a reducir el CF anual de esa tecnología hasta un punto tal que su LEC real sea superior al de otras tecnologías. En las simulaciones realizadas con los modelos de expansión de la generación han ido entrando las tecnologías en base a su LEC en modo MPPT, pero la incapacidad de evaluar el CF real con el que finalmente operan (lo que daría el sobredimensionado necesario) ha conducido a unos mix que realmente no son capaces de cubrir la demanda.

Por tanto, lo que sucede con los sistemas de generación basados en renovables es que las dos herramientas que para los sistemas "convencionales" están diferenciadas y se usan de forma secuencial, la de expansión de la generación y la del despacho óptimo, quedan acopladas y deben resolverse simultáneamente, colapsando en los mismos requerimientos de cálculo en base cronológica horaria extendida a todo el año. Más adelante mostraremos los resultados obtenidos al desarrollar y aplicar una herramienta de estas características.

