



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería eléctrica

Análisis y modelado de la sostenibilidad energética en Europa: la energía eólica

Autor:

Martín Cadenas, Pedro

Tutor:

Miguel González, Luis Javier
Departamento de Ingeniería de
Sistemas y Automática

Valladolid, julio de 2017.



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

Análisis y modelado de la sostenibilidad energética en Europa: la energía eólica

Martín Cadenas, Pedro

Resumen

Este Trabajo Fin de Grado expone el marco en el que nos encontramos respecto al cambio climático, valorando las soluciones planteadas para combatirlo, haciendo hincapié sobre el sector de generación eléctrica y la energía eólica. Para ello nos realizamos preguntas tales como: ¿Qué importancia tiene el sector eléctrico en el cambio climático? ¿Hasta qué punto son viables los planes de la Comisión Europea con respecto a la energía eólica?, etc.

Para desarrollar el estudio se realizarán por un lado análisis personales y por otro un sistema dinámico que abarcará el periodo 2017-2050, donde se introducirán predicciones y/o datos y se extraerán diferentes conclusiones.

No se pretende realizar un análisis excesivamente cuantitativo (teniendo en cuenta que se pretenden realizar evoluciones futuras) sino dibujar una serie de líneas o trazas con las que poder entender el contexto general y el margen de actuación.

Palabras clave:

Energía eólica, sostenibilidad, cambio climático, dinámica de sistemas, energía eléctrica en Europa

Abstract

This Work End of Degree exposes the current situation of the climate change, valuing the solutions proposed to combat it, specifically in the power sector and the wind energy. For this we ask questions such as: What is the magnitude of the power sector in the climate change? To what extent are the plans of European Commission about the wind energy?, etc.

To develop the study, on the one hand, personal analyzes will be performed, and on the other hand will be implemented a dynamic system that include the lapse 2017-2050, where will be introduced predictions or/and data and will be extracted different inferences.

The aim is not to do a very deep analysis or quantitative analysis (given that the work is about future evolutions), is to design any guidelines with the purpose of understand the general context.

Keywords:

Wind power, sustainability, climate change, system dynamics, electric power in Europe

A mis padres, en especial a mi madre por poner, durante toda su vida, toda su energía a nuestro servicio.

CONTENIDO

1	Introducción y objetivos.....	7
1.1	Justificación del proyecto.....	7
1.2	Objetivos	7
1.3	Presentación memoria	7
2	Cambio climático	8
2.1	Situación histórica.....	8
2.2	Situación actual.....	10
2.3	Situación futura	14
2.3.1	Situación futura en España	15
3	La importancia del sector eléctrico en el cambio climático.....	16
4	Propuestas estratégicas: la energía eólica	18
4.1	“Roadmap 2050”	18
4.2	Predicciones propias.....	25
5	Modelo.....	31
5.1	Elementos de entrada.....	31
5.1.1	Necesidad de energía eléctrica.....	31
5.1.2	Vida útil de generadores.....	38
5.1.3	Materiales.....	40
5.1.4	Coste económico.....	44
5.1.5	Factores de capacidad y su evolución	51
5.1.6	Tiempos de estudio, tramitación y construcción	59
5.1.7	Política o planificación externa	59
5.2	Elementos de salida.....	60
5.2.1	Coste económico.....	60
5.2.2	Impactos ecológicos	61
5.2.3	Materiales.....	71
5.3	Estructura del modelo y elementos de realimentación	71
6	Simulación.....	79
6.1	Simulación 1: “Roadmap 2050”	79
6.2	Simulación 2: Variación del factor de capacidad.....	82
6.3	Simulación 3: Variación de necesidades de energía	83
6.4	Simulación 4: Variación de tiempo medio de turbinas.....	85
6.5	Simulación 5: Variación de costes monetarios	86
6.6	Simulación 6: Variación de FC, tiempo medio de turbinas y costes monetarios. ..	87

6.7 Simulación 7: Variación de FC, necesidades de energía, tiempo medio de turbinas y costes monetarios.....	90
7 Conclusiones.....	93
7.1 Conclusiones particulares Roadmap. Uso del modelo	93
7.1.1 Costes económicos	93
7.1.2 Materiales.....	94
7.1.3 CO2	100
7.1.4 Agua	101
7.2 Conclusiones generales Roadmap.....	102
7.2.1 Factor de capacidad onshore.....	102
7.2.2 Incertidumbre tecnología offshore.....	102
7.2.3 Demanda de energía eléctrica	102
7.2.4 Desarrollo mix energético.....	102
7.3 Conclusiones generales: más allá de la energía eólica	103
7.3.1 Dentro de Europa	103
7.3.2 Europa y el mundo	104
Anexos.....	106
Anexo 1. Cambio climático	106
Anexo 2. Propuestas estratégicas: la energía eólica	107
Anexo 2.1. Roadmap.....	107
Anexo 3. Modelo.....	112
Anexo 3.1. Necesidades de energía eléctrica	112
Anexo 3.2. Vida útil generadores	113
Anexo 3.3. Materiales	114
Anexo 3.4. Coste económico	115
Anexo 3.5. Factores de capacidad.....	119
Anexo 3.6. Políticas.....	120
Anexo 4. Elementos de salida	122
Anexo 4.1. Impactos ecológicos.....	122
Anexo 5. Estructura del modelo	124
Anexo 6. Simulaciones.....	125
Anexo 7. Conclusiones.....	128
8 Bibliografía	141

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Nos encontramos envueltos en dos contextos de generación de incertidumbres: un gran cambio socioeconómico y un cambio climático. Ambos contextos nos invitan a pensar en la singularidad de la época, y suponen –ante la consciencia de ello- una responsabilidad ineludible por parte de profesionales y/o estudiantes cualificados. La labor de un ingeniero es la de proporcionar soluciones concretas a problemas concretos, y dado que el mayor problema que plantea hoy día la humanidad es el cambio climático, debemos abordarlo todos en razón de nuestras posibilidades y capacidades.

1.2 OBJETIVOS

Se busca aportar una visión clara de la viabilidad -o inviabilidad- de la transición energética necesaria para rebajar las emisiones de efecto invernadero. Nos centraremos concretamente en la generación eólica en Europa, aportando los impactos que supondría dicha transición tanto a nivel económico-financiero, de necesidad de recursos y a nivel ecológico. Se trata de dar diferentes pinceladas -no realizar un análisis exhaustivo- para poder identificar las aristas o las limitaciones del marco en el que nos hallaremos en futuro para poder mejorar la acción presente.

1.3 PRESENTACIÓN MEMORIA

El documento constará de varias partes: en primer lugar se realizará un repaso breve a la situación del cambio climático, con breves apuntes sobre el devenir a medio y largo plazo, contextualizando la gravedad del problema y acotando el tiempo de actuación posible. A continuación se expondrán las respuestas ante dicho problema, concretando en el “Roadmap 2050” elaborado por organismos europeos, y se realizarán distintas observaciones y correcciones sobre dicho estudio. Más adelante, sobre la propuesta oficial se realizará un modelo dinámico, con unas entradas y salidas más o menos acotadas, y a partir de las observaciones y correcciones propuestas se observarán las desviaciones. Para finalizar se pondrán en valor las desviaciones observadas y se concluirá si el “Roadmap 2050” respecto a la eólica es realista o no, planteándose en la medida de lo posible alternativas. Todo el trabajo se complementa y se apoya en análisis propios presentes en anexos a los que se hace referencia reiteradamente, con el objetivo de hacer más liviana la lectura y no sobrecargar los capítulos con excesivas tablas y gráficas.

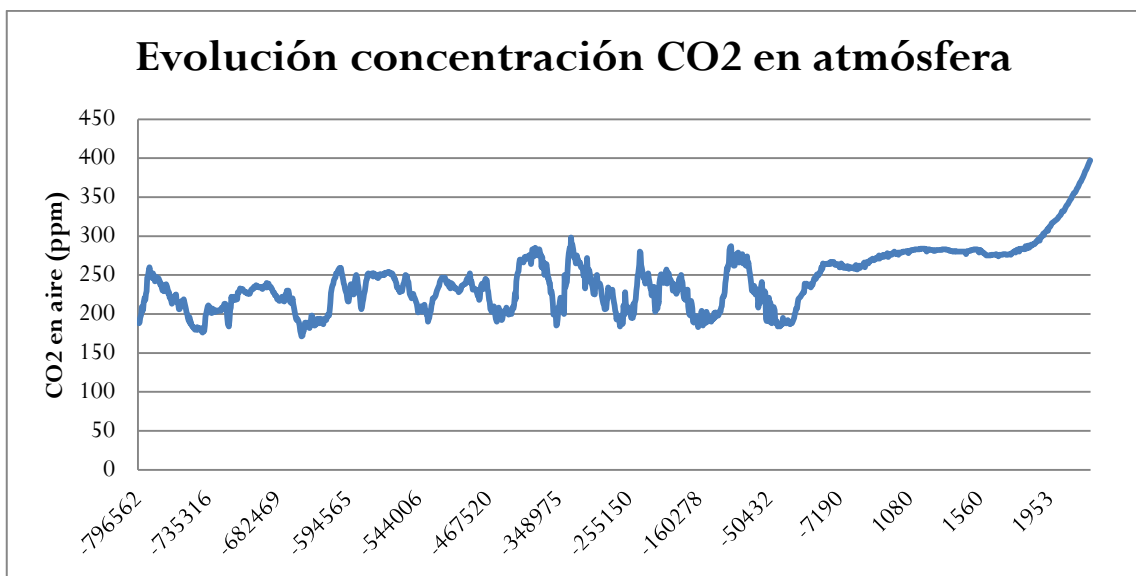
2 CAMBIO CLIMÁTICO

2.1 SITUACIÓN HISTÓRICA

El consenso respecto a la realidad del cambio climático es grande tanto en el ámbito científico como en el popular, no nos detendremos en demostrar nada más allá, por lo que se recomienda saltar al punto 2.2 a quien esté ya familiarizado con la problemática y singularidades del cambio climático.

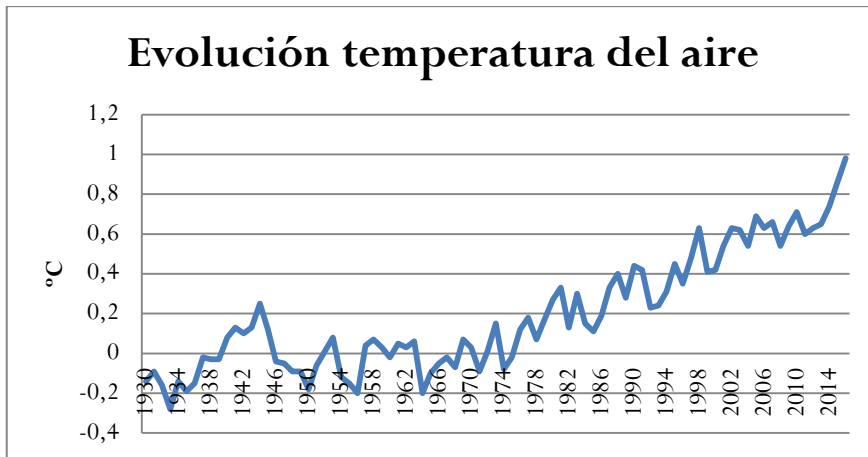
Aunque el consenso sea grande, no parecen surgir iniciativas que realmente tengan posibilidades de atajar el problema, debido, entre otras cosas, a que se percibe el problema pero no su inmediatez. Trataremos de poner en contexto la situación.

La evolución de la concentración de CO₂ históricamente se ha movido en el entorno de las 180 a 300 ppm. Pero a partir de la aparición de combustibles fósiles el nivel se ha disparado en muy poco tiempo hasta las 400 ppm en 2017 sólo de CO₂ (sin contar otros gases de efecto invernadero, con los cuales se alcanzan ya más de 440 ppm de CO₂ equivalente).



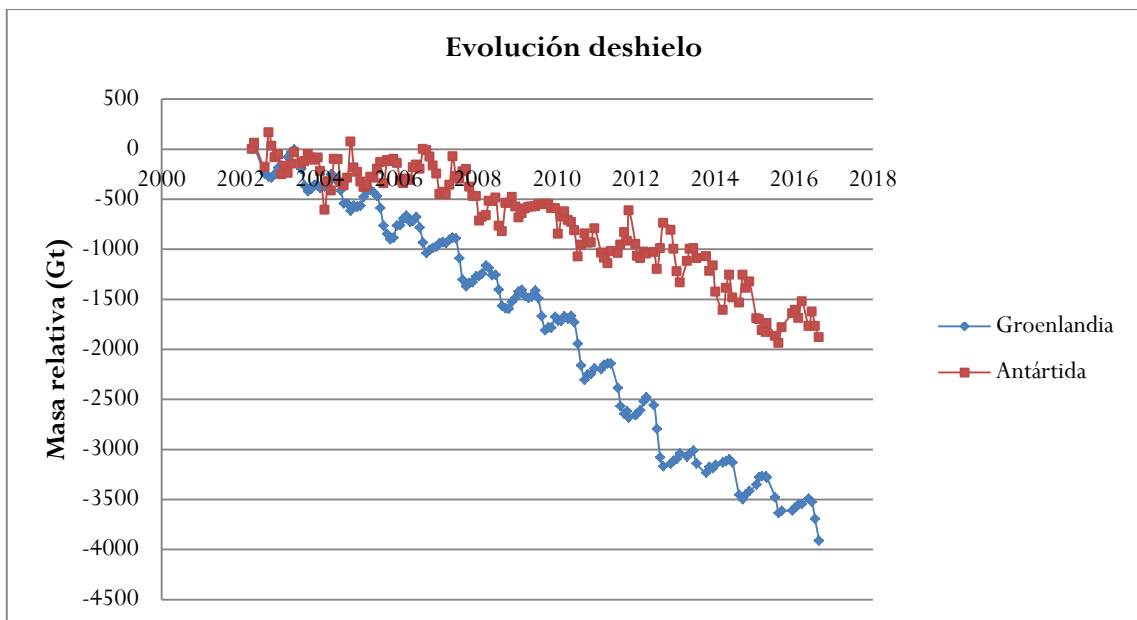
Fuente: [1] EPA. Escala no lineal.

Este aumento de la concentración del CO₂ supone un aumento de la temperatura terrestre debido al efecto invernadero, también observado en la infinidad de sensores alrededor de la tierra:



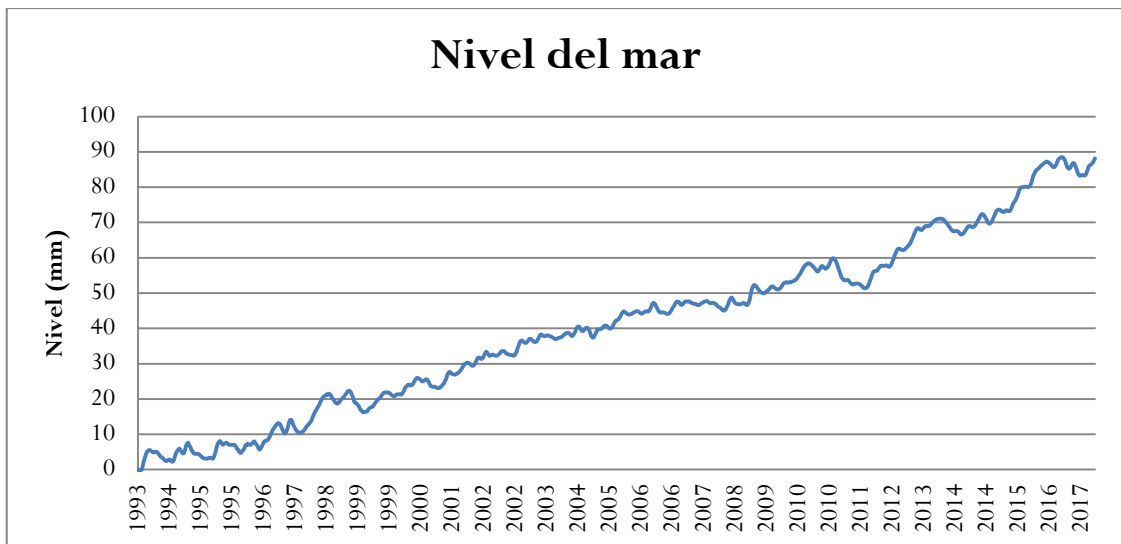
Fuente: [\[2\]](#) NASA.

A la par, se observa una disminución en el hielo existente en los dos grandes contenedores del globo: Groenlandia y Antártida:



Fuente: [\[3\]](#) y [\[4\]](#) NASA

Respecto al deshielo, existe controversia desde que se elaboraron informes que suponen un aumento de la masa de hielo de la Antártida, no obstante dichos informes no contravienen al presupuesto del cambio climático dado lo proporcionado en [\[2\]](#) NASA, también en [\[5\]](#) ESA, ya que los demás indicadores siguen siendo coherentes, tales como la evolución del nivel del mar:



Fuente: [6] NASA. Nivel medio del mar con ajuste GIA (Global Isostatic Adjustment – Ajuste por movimiento tectónico)

Donde se observa que ha habido un aumento desde 1993 de casi 10 centímetros (medio palmo), y de unos 20 centímetros desde la era preindustrial.

No nos detendremos más en aportar correlaciones coherentes con el cambio climático, para información más detallada consultar <[7], IPCC>, <[8], ESRL>, <[9] AEMA, CCI y OMS , (<[10] Mc Pherson>) y <[11] NASA>.

2.2 SITUACIÓN ACTUAL

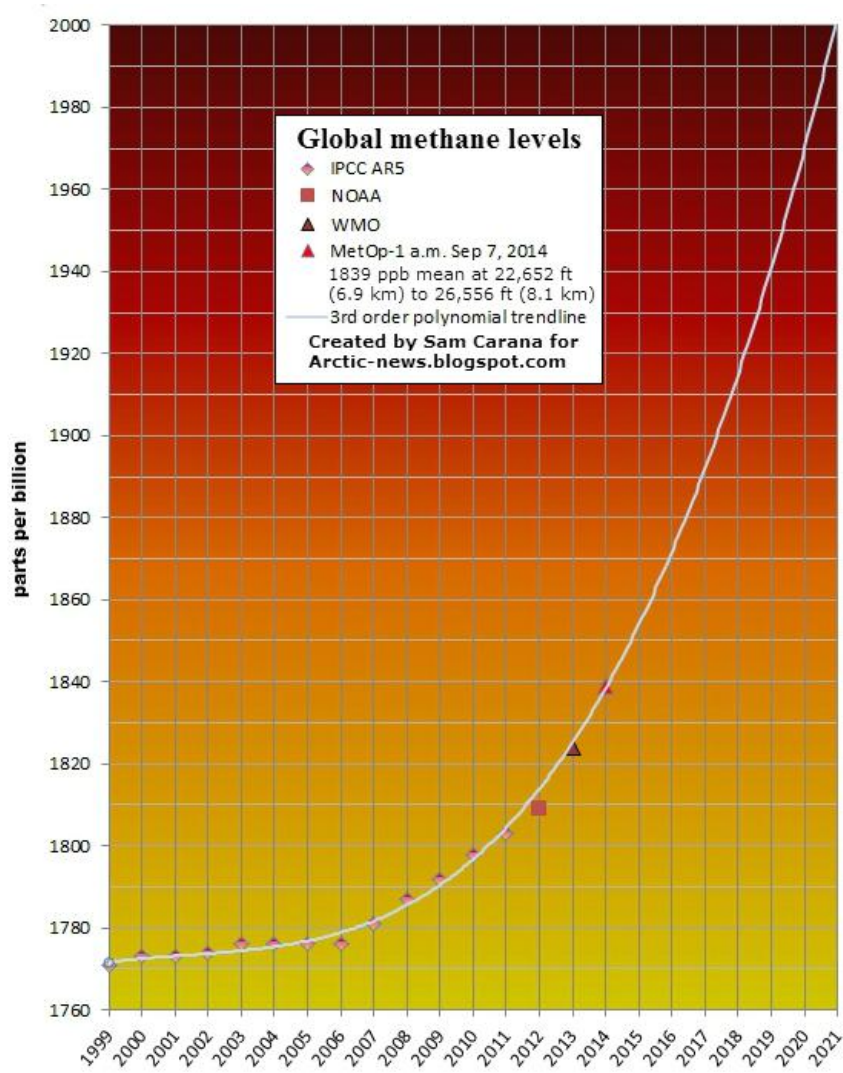
Yendo a lo concreto: ¿Cuáles son los riesgos reales dependiendo del nivel de desarrollo del cambio climático? El IPCC habla de 5 “MDP” o motivos de preocupación, a partir de los cuales propone un índice de riesgos. Estos MDP son:

- 1 Sistemas únicos y amenazados: especies y sistemas con capacidad adaptativa limitada, tales como arrecifes de coral.
- 2 Episodios meteorológicos extremos: olas de calor, precipitación extrema, inundaciones, etcétera.
- 3 Distribución de los impactos: desigualdad en los impactos
- 4 Impactos totales a nivel global: pérdida amplia de biodiversidad con destrucción conexas de bienes y servicios ecosistémicos.
- 5 Episodios singulares a gran escala: cambios abruptos e irreversibles

Para estos MDP se estima el nivel de riesgo desde indetectable a muy alto, siendo alto a partir de 1.5°C (desde niveles de temperatura preindustriales) para el punto uno, desde 2°C para el punto dos, 2-2.5°C para el punto tres, y 4.5°C para los puntos cuatro y cinco. Es decir, a partir de un grado (último dato de temperatura terrestre 2016: 0.98°C <[2] NASA>) habría riesgo alto de que se perdiesen ecosistemas únicos y ocurriesen algunos episodios meteorológicos extremos (ambos fenómenos ya observables), a partir de 2°C hay riesgo alto de

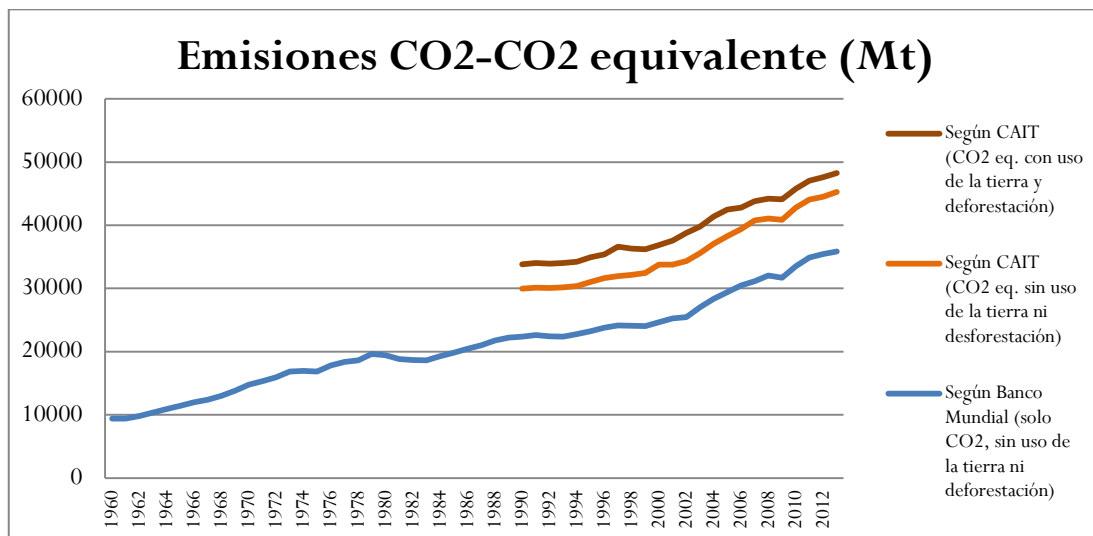
mayor desigualdad en la distribución de impactos (con las implicaciones políticas y sociales que ello conlleva), finalmente a partir de 4.5°C existe riesgo alto de que haya impactos totales globales y episodios singulares a gran escala. Si bien, como decimos, a partir de 2.5°C existiría riesgo alto (a partir de 1°C moderado-alto) de desigualdad en los impactos, con unas consecuencias (grandes olas de emigración, grave inestabilidad política) ya bastante graves e impredecibles en las cuales sufrirían principalmente los países menos desarrollados, a partir de 4.5°C se prevé riesgo alto de impactos totales globales y de episodios singulares a gran escala, lo cual supondría una catástrofe de enormes dimensiones. Todo ello teniendo en cuenta que el IPCC tiende a ser conservador como veremos más adelante; otros autores como <[\[12\]](#) Mc Pherson, Guy> apuntan: *“If we see a 3.5 to 4C baseline increase, I see no way to have habitat. We are at .85C (2013) above baseline and we’ve already triggered all these self-reinforcing feedback loops”*.

Ahora bien, la pregunta es: ¿Cuánto de urgente es el cambio climático? Aquí las opiniones divergen: en el reciente Acuerdo de París se estableció un límite de 2°C respecto de la temperatura base preindustrial; dicho límite no fue aceptado por algunos países que lo consideran demasiado alto. Por otro lado existe una cierta tendencia a rebajar los efectos del cambio climático en los estudios más prestigiosos u oficiales, los informes IPCC empeoran sus predicciones en cada nuevo estudio, el informe <[\[13\]](#) IPCC> de 1990 decía: “These scenarios can be compared with the recent assessment of Working Group I which, for a 'business as usual' scenario, has predicted the increase in global temperatures to be about 1°C above the present value by 2025 and 3°C before the end of next century”. Bien, en primer lugar estamos, según la tendencia de los últimos años, en posición de alcanzar 1°C respecto de 1990 en 3-4 años (2020); respecto al año 2100, en el último informe de 2014 se prevén para ese mismo año y en el escenario base 4°C, temperatura que ya sería totalmente desastrosa. Parece que, dada la complejidad del sistema climático global y la tendencia a ser conservadores se está subestimando el cambio climático, obviando realimentaciones existentes en el sistema que pudieran existir y por último no teniendo en cuenta o apartando del estudio principal peligros como el de la liberación de metano en el Ártico debido a la descompactación del permafrost, liberación que añadiría 0.5°C al menos, al aumento de temperatura ya existente (Ver <[\[14\]](#) Nature Geoscience> y <[\[15\]](#) Abraham, John>), vemos gráficamente el aumento del crecimiento interanual del nivel de metano en la atmósfera aportado por el estudio de McPherson:



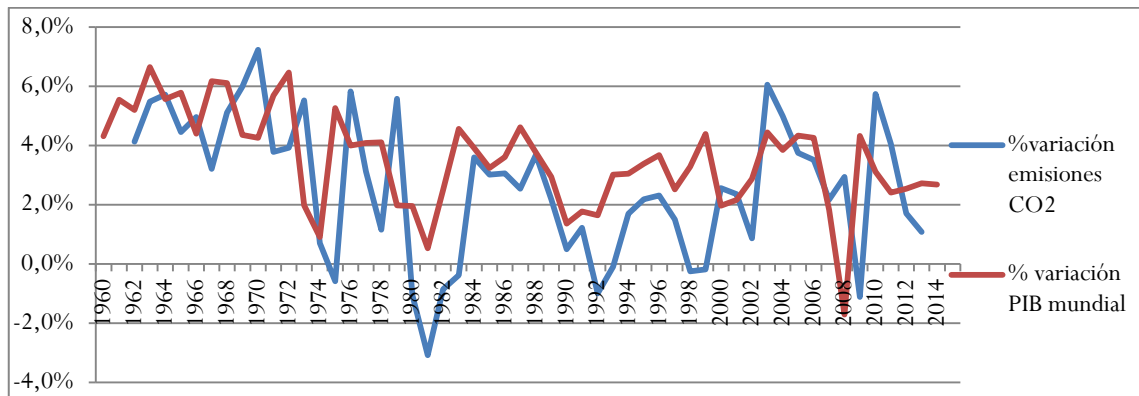
Fuente: [16] Mc Pherson, Guy

Mientras tanto las emisiones de CO2 siguen creciendo año tras año:



Fuentes: [17] Banco mundial y [18] CAIT

Y lo que es más peligroso, la variación de emisiones respecto al año anterior es positiva todos los años y no decrece (por ello la pendiente de las emisiones se hace más inclinada), habiendo además una clara correlación entre el crecimiento de las emisiones de CO2 interanuales y el crecimiento del PIB:

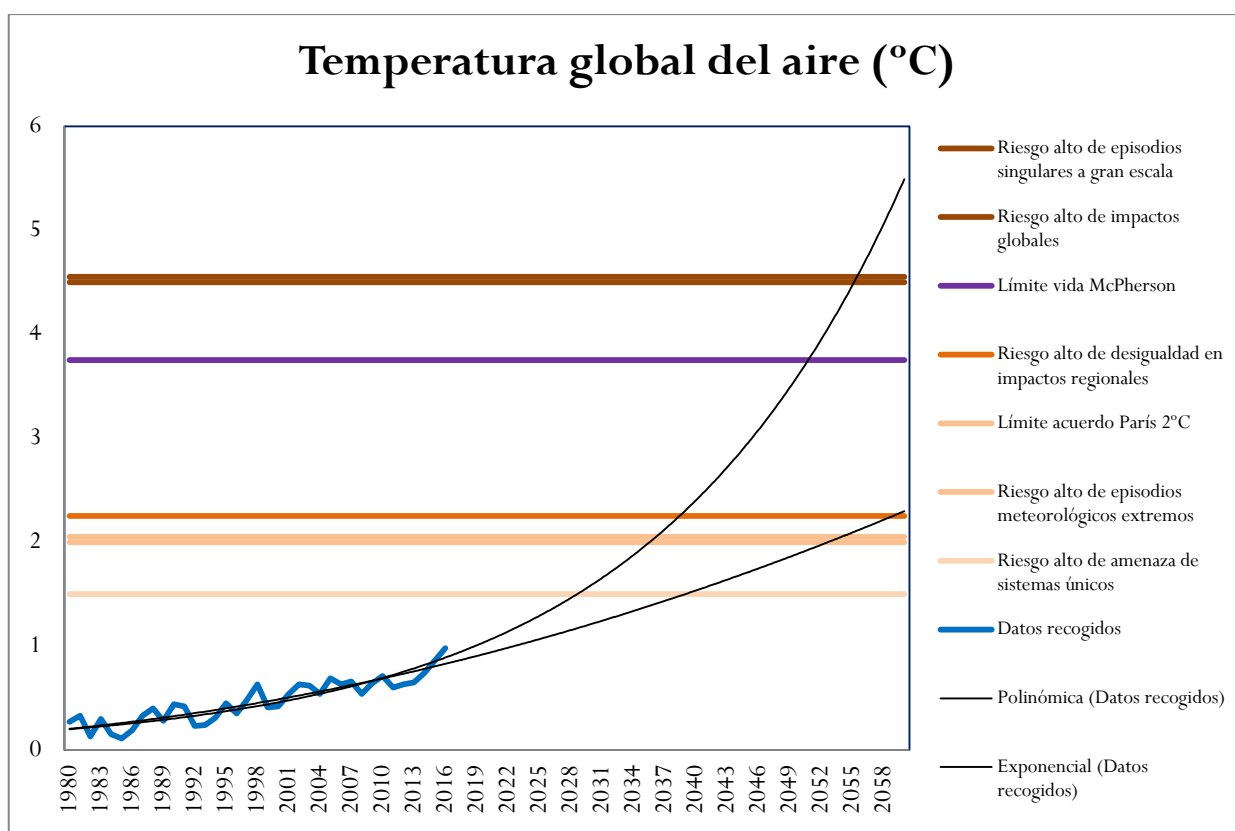


Fuente: [19] Banco mundial y [18] CAIT

Existiendo una correlación de 0.77 (se observa también en el gráfico 2.1 de anexos). Ello entra en contradicción con la inmensa mayoría de los informes oficiales que buscan soluciones al cambio climático, los cuales en ningún momento imaginan o predicen una disminución del PIB interanual, obviando esta correlación tan clara. Esto será un punto de análisis al final del presente trabajo.

2.3 SITUACIÓN FUTURA

No está en absoluto claro que haya una solución determinada y pautada plausible



Fuentes: Datos temperatura: [2] NASA. Límites: [20] IPCC. Líneas de tendencia: elaboración propia. Límite vida: [12] Mc Pherson

En la gráfica propuesta se indican las temperaturas alcanzadas respecto a la línea base preindustrial, mostrando los límites con riesgo alto propuestos por el IPCC 2014 y por el estudio de McPherson. Las líneas de tendencia muestran dos escenarios: el base, donde el crecimiento de las emisiones se mantiene constante y con él la temperatura también aumenta su crecimiento, y el de mitigación de emisiones donde el crecimiento anual del aumento de la temperatura es menor. El primer escenario supone seguir en la línea base de crecimiento económico actual, coherente con la correlación entre las emisiones, el PIB y el aumento de la temperatura y pronosticando una catástrofe mundial en las próximas décadas, sin tener en cuenta posibles realimentaciones ocultas que pudieran agravar la curva de temperatura. El segundo escenario supone una actuación rápida (actualmente inexistente), con una estabilización o incluso reducción de las emisiones (hasta ahora no observadas). El IPCC en su informe de 2014 reza: *“However, stabilizing temperature increase to below 2°C relative to pre-industrial levels will require an urgent and fundamental departure from business as usual”*.

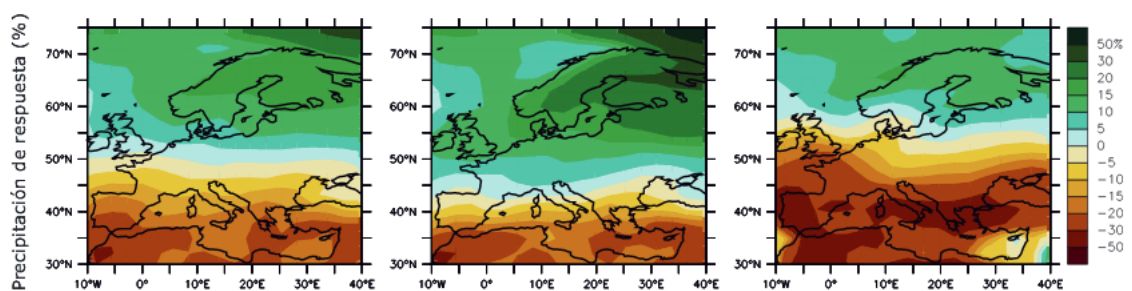
A pesar de lo “sobrepasante” de la realidad, la responsabilidad de cualquier persona es la de trabajar favoreciendo soluciones, por pequeñas que éstas

sean, e intentando entender mejor el problema -apasionante por su singularidad- del cambio climático.

2.3.1 SITUACIÓN FUTURA EN ESPAÑA

En el informe conjunto de AEMA, CCIS y OMS se estudian los efectos del cambio climático en Europa, denotando diversos efectos, tales como el cambio en las precipitaciones:

Mapa 5.5 Cambio modelizado de la precipitación entre 1980-1999 y 2080-2099



Nota: Izquierda: anual; centro: invernal (DEF); derecha: estival (JJA)% de los cambios en el supuesto de emisiones A1B del IE-EE del IPCC promediados a partir de veintiún modelos (simulaciones del conjunto de datos de varios modelos basado en el escenario A1B).

Fuente: Christensen *et al.*, 2007. Publicado con la autorización del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

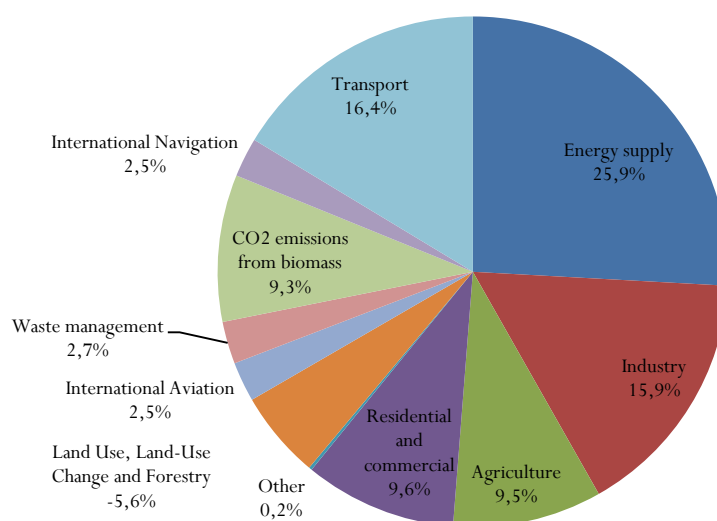
Fuente: [9] AEMA, CCI y OMS

En consecuencia y junto con el aumento de la temperatura y la disminución de las precipitaciones: aumento de los incendios forestales y su gravedad, sequías, pérdidas en cultivos.... España sería en general perjudicada de forma heterogénea, habiendo, paradójicamente, zonas en que mejorarían algunos sectores tales como el agrario (en el norte), mientras que el sur se vería perjudicado. Ello generaría tensiones entre los distintos territorios con unas consecuencias del todo imprevisibles. Información más detallada en <[9] AEMA, CCI y OMS>.

3 LA IMPORTANCIA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL CAMBIO CLIMÁTICO

El sector eléctrico tiene una importancia relativa en el total de emisiones de gases de efecto invernadero, siendo responsable en 2014 de entre un 20 y un 30% de las mismas, dependiendo si tenemos en cuenta las emisiones de todo el sector desde la búsqueda de suministros hasta el consumo o solamente la propia generación de electricidad:

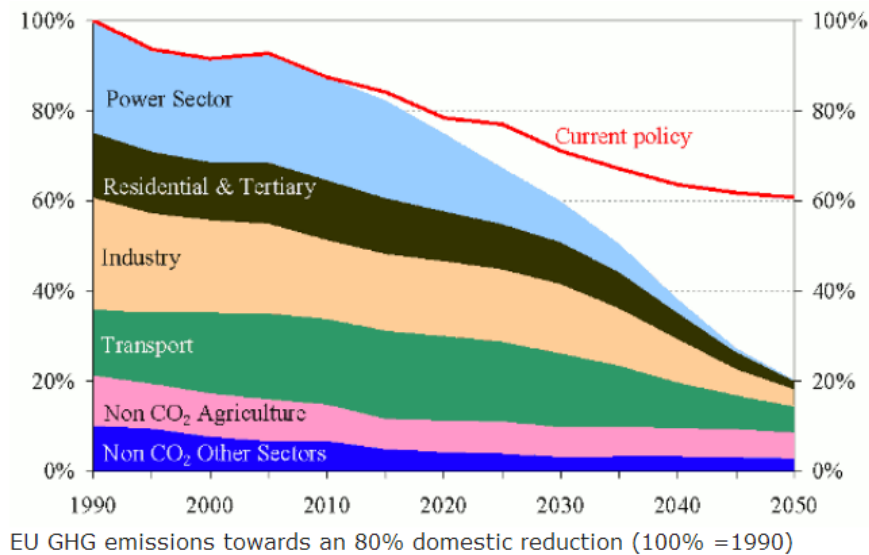
Emisiones por sector en la UE (2014)



Fuente: [21] EEA (European Environment Agency)

El sector eléctrico tiene una importancia central en el problema del cambio climático y debe abordarse con total preferencia, es evidente que la mayor parte de la actividad humana necesita de energía eléctrica, por lo que si el sector eléctrico no es “limpio” cualquier otra actividad tampoco lo será de forma indirecta. Teniendo en cuenta este papel central de la generación eléctrica, tampoco se debe olvidar que se deben reducir las emisiones en todos los demás sectores para alcanzar una disminución relevante que efectivamente pueda disminuir las emisiones y su impacto.

En cualquier caso, la responsabilidad del sector eléctrico es una de las más importantes y si queremos actuar frente al cambio climático debemos fijar nuestra atención en este sector. El “Roadmap 2050” elaborado por la Comisión Europea, que será un documento central en este trabajo, otorga un potencial de reducción de emisiones de entre el 80% y el 95% para toda la economía de la UE y de prácticamente un 100% para el sector eléctrico. Vemos gráficamente lo que propone dicho Roadmap:



Fuente: [22] EC (European Commission)

Sin embargo, a pesar de que la generación eléctrica debe reducir casi por completo sus emisiones de CO₂ equivalente, no sólo no se plantea la posibilidad de disminuir la demanda eléctrica, -que sería a priori lo más coherente- sino que todos los estudios recalcan en sus proyecciones el aumento de demanda eléctrica en 2050 respecto de los valores de 1990; sin ir más lejos el “Roadmap 2050” propone un aumento del 77%.

Este trabajo, mediante el análisis de la energía eólica en Europa, tratará de aportar luces a la hora de afrontar el cambio necesario en la estructura de generación eléctrica, teniendo en cuenta que el desarrollo de dicha energía es clave en la transformación del sector. Dicho de otra manera, se intentará responder a las siguientes preguntas: ¿Cómo de posible es la implantación de la energía eólica propuesta por la Comisión Europea para 2050? ¿Cuánto costaría, en términos monetarios y de materiales dicha implantación? ¿Qué impactos se provocarían y cuáles se evitarían? Etc.

4 PROPUESTAS ESTRATÉGICAS: LA ENERGÍA EÓLICA

En el primer punto de este apartado expondremos la estrategia oficial de la Comisión Europea (abordada en la serie de documentos “Roadmap 2050”) en forma general, y más concretamente respecto a la energía eólica. En el segundo apartado abordaremos otros puntos de vista respecto de dicho informe, desgranando datos y observando si lo propuesto por el “Roadmap 2050” es o no coherente con la realidad, todo ello no de manera exhaustiva sino solamente incidiendo sobre los puntos que se valoran más importantes y/o más susceptibles de ser modelados.

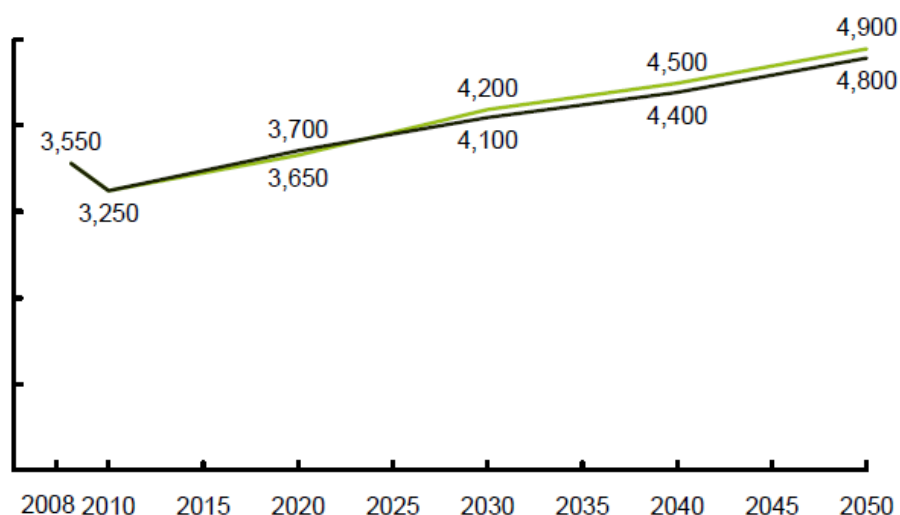
4.1 “ROADMAP 2050”

La producción eólica necesaria para descarbonizar al 80% la economía de la UE más Noruega y Suiza para 2050 viene estimada por el European Climate Foundation (ECF) en la serie de documentos “Roadmap 2050”. En dicho informe se presentan diferentes aspectos: la previsión de demanda eléctrica para 2050, el mix que sería necesario en 2050 para cubrir esa demanda, y conseguir el objetivo de descarbonizar al 100% la generación eléctrica, y una progresión aproximada de las distintas fuentes de energía. Extraemos gráficamente estos puntos de dicho informe, en primer lugar la demanda eléctrica prevista:

Power demand in the baseline and the decarbonized pathways develop similarly

EU-27, Norway and Switzerland power demand, TWh per year

Decarbonized pathways
Baseline



Fuente: [23] ECF (European Climate Foundation).

Se observa que la senda de la descarbonización requiere menos energía en los estadios iniciales (-50 TWh/año en el entorno de 2020), y más en los finales (+100 TWh/año desde 2030 a 2050).

A continuación el mix para el año 2050:

A balanced mix of production technologies has been assumed

In percentage of production

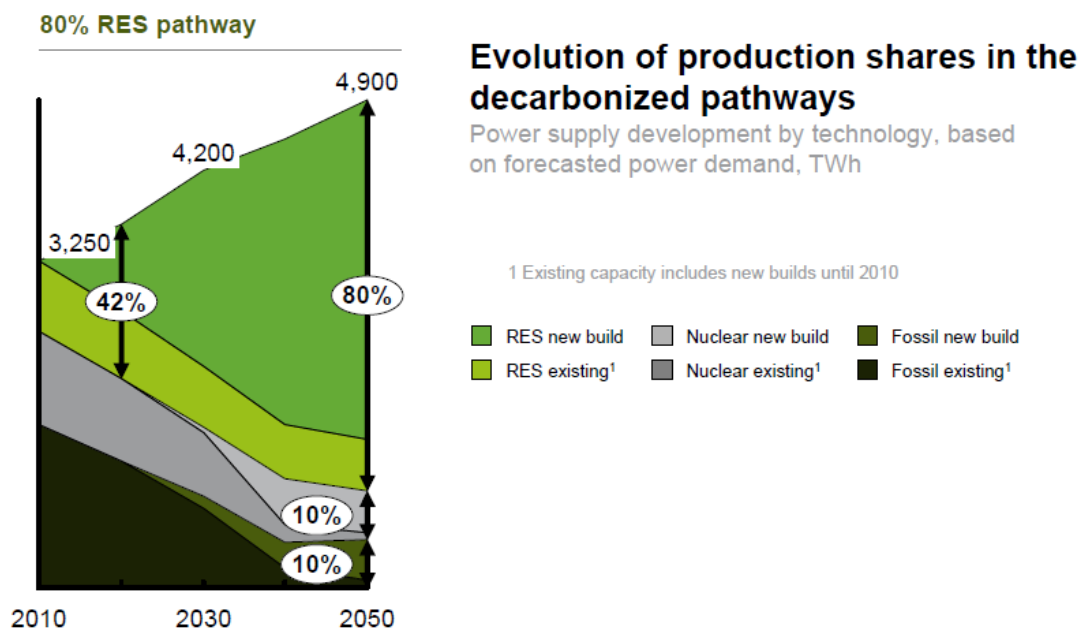
	Coal	Coal CCS	Coal CCS retrofit ¹	Gas	Gas CCS	Gas CCS retrofit	Nu-clear	Wind		Solar		Bio-mass	Geo-thermal	Large Hydro
								On-shore	Off-shore	PV	CSP			
80% RES 10% CCS 10% nuclear	0	3	2	0	5	0	10	15	15	19	5	12	2	12
60% RES 20% CCS 20% nuclear	0	7	3	0	10	0	20	11	10	12	5	8	2	12
40% RES 30% CCS 30% nuclear	0	7	3	0	10	0	20	11	10	12	5	8	2	12
Baseline: 34% RES 49% coal/gas 17% nuclear	21	0	0	28	0	0	17	9	2	1	1	8	1	12

¹ Only on "CCS ready" plants

Fuente: [23] ECF

Donde ya observamos que en el escenario con 80% de energías renovables, que es el que se usará en este trabajo, la energía eólica cubre el 30% de la demanda a partes iguales entre la *onshore* y la *offshore*.

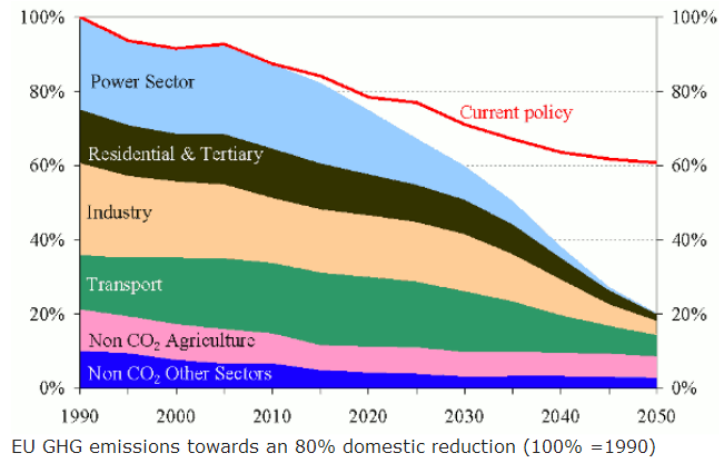
La evolución del mix (2010-2050):



Fuente: [23] ECF. Imagen modificada

Respecto a la evolución del mix para la energía eólica no se obtienen datos concretos en el "Roadmap 2050", por lo que estimamos una evolución, concretada en el anexo 2.

La evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero: en la evolución base (current policy) y en las expectativas del “Roadmap 2050”. Se observa, como ya vimos en el capítulo 3 que el sector eléctrico (power sector) reduce sus emisiones a 0:



Fuente: [22] European Commission

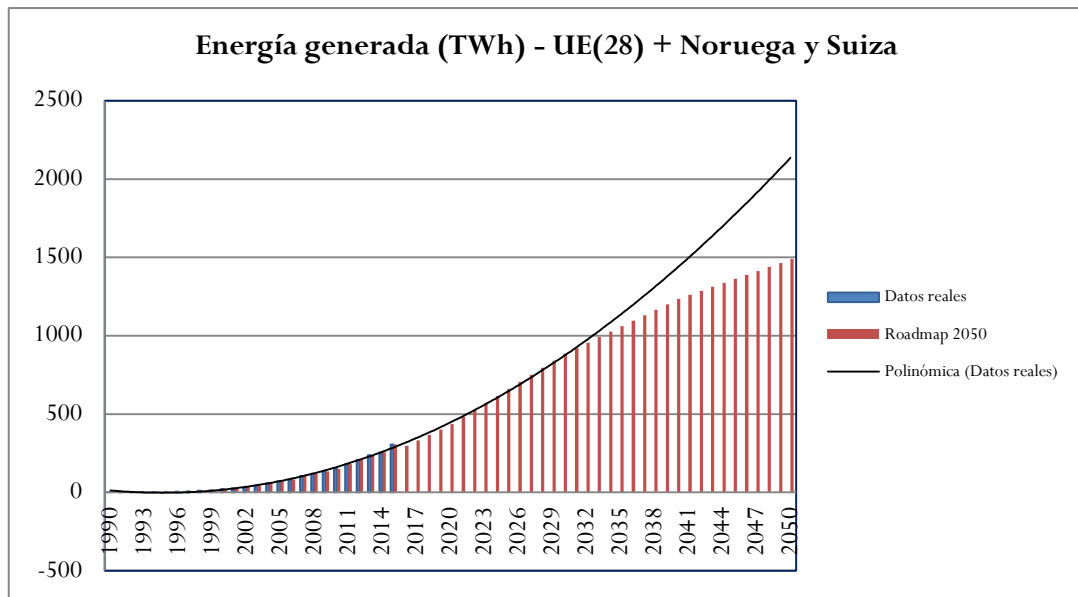
En resumen, el “Roadmap 2050” proyecta unas pautas claras para las distintas energías y el mix mediante una política sostenida en el tiempo que implementa energías renovables en detrimento de las fósiles. Trabajaremos por tanto con las proyecciones aportadas por el “Roadmap 2050”, que pasaremos a desglosar a continuación.

Desarrollo actual y “Roadmap 2050”

Una vez contextualizada la propuesta del “Roadmap 2050”, se estudia en particular la energía eólica, su estado y sus proyecciones.

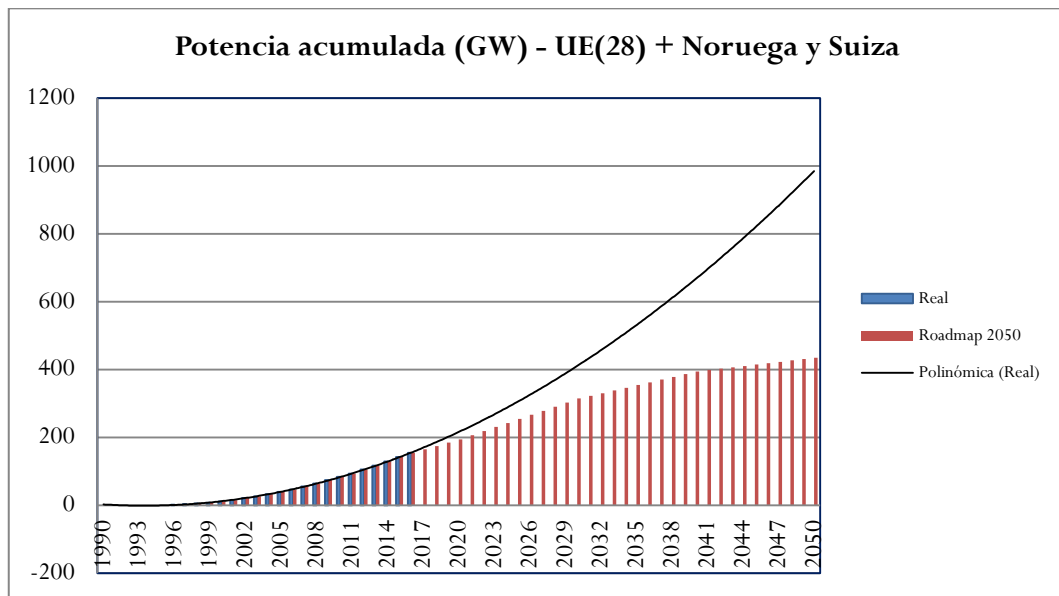
Este punto trata de acotar las magnitudes de las que vamos a hablar, estas proyecciones deben ser entendidas no como una predicción realista sino como una aproximación para poner en magnitud las cuantías de lo que vamos a hablar. No podemos predecir qué es lo que va a suceder solamente observando qué es lo que ha sucedido sino también sabiendo cómo es lo que sucede; en otras palabras, si alargáramos una tendencia lo suficiente (100 o 200 años) observaríamos que la energía generada (o potencia instalada) tendería al infinito, lo cual es imposible en un contexto finito, por lo tanto hemos de incluir en el análisis al menos límites observables y no basarnos únicamente en una tendencia. En el propio informe “Roadmap 2050” las previsiones son más bajas cuanto más nos alejamos en el tiempo, esto es, cuando la tendencia va perdiendo influencia; esto sucede con la energía generada y la potencia total instalada, en ambas las tendencias son mayores a la predicción de dicho estudio, de lo que deducimos que la curva de aprendizaje tiene límites.

Podemos observarlo cruzando los datos de energía generada propuesta por el Roadmap para la eólica y la energía generada hasta ahora junto con una línea de tendencia:



Fuente: [23] ECF (rojo, valores aproximados) y [24] IEA (azul). Línea de tendencia: elaboración propia

Se observa cómo el propio Roadmap estima los límites de los que hemos hablado y propone una ralentización del crecimiento a partir de 2030. Respecto a la potencia acumulada se observa lo mismo:



Fuente: [23] ECF (rojo, valores aproximados) y [24] IEA (azul). Línea de tendencia: elaboración propia

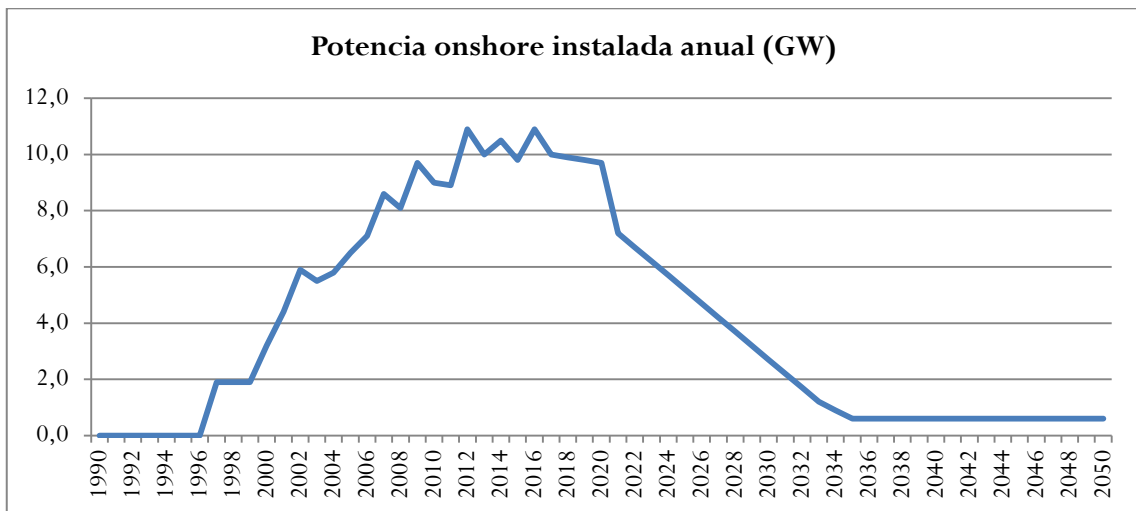
Observamos pues, que la energía eólica generada no sobrepasará los 2000 TWh anuales y que la potencia acumulada parece difícil que supere los 1000 GW ya que el desarrollo de ambas tendencias sin límite nos aportan esos valores, por lo que parece claro que si se aplican límites, la aceleración que presenta el

crecimiento se vería disminuida seguramente a valores negativos. Más proyecciones para contextualizar y comprender el orden de magnitud en el anexo 2.

Modelado final mediante “Roadmap 2050”

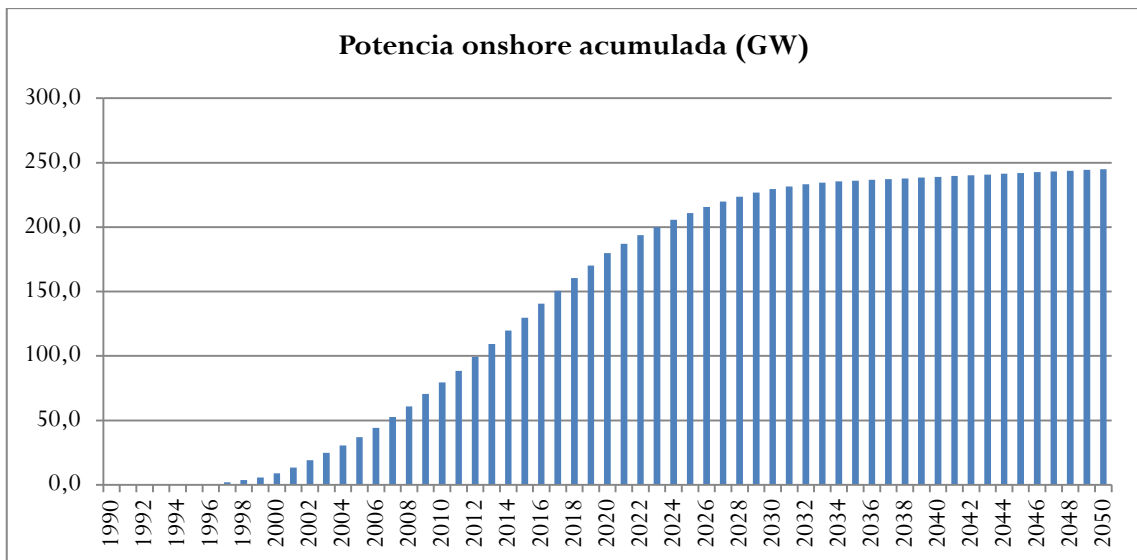
Finalmente, se presenta la potencia instalada anual hasta 2050 para ambas tecnologías, recogidas en anexo 2 de manera más extensa, junto con su justificación. A continuación se presentan los resultados gráficamente.

Al desgranar los datos aportados por el “Roadmap 2050” nos damos cuenta de que el ritmo de instalación de la tecnología *onshore* debe disminuir antes de una década dado que el objetivo del Roadmap para *onshore* son 245 GW y actualmente hay más de 140 GW, mientras que la tecnología *offshore* debería ir progresivamente aumentando la potencia instalada anual dado que hay instalados unos 12 GW y se proyectan 190 GW para 2050. Todo ello parece coherente ya que la tecnología terrestre es bastante madura y se podría pensar en la escasez de emplazamientos con viento aprovechable, mientras que la tecnología *offshore* es aún bastante inmadura pero tiene, potencialmente, más emplazamientos. También puede haber limitaciones de penetración en el mix energético por parte de la eólica y otros factores a tener en cuenta; no obstante no se desarrollará en este trabajo.



Fuente: [23] ECF y elaboración propia

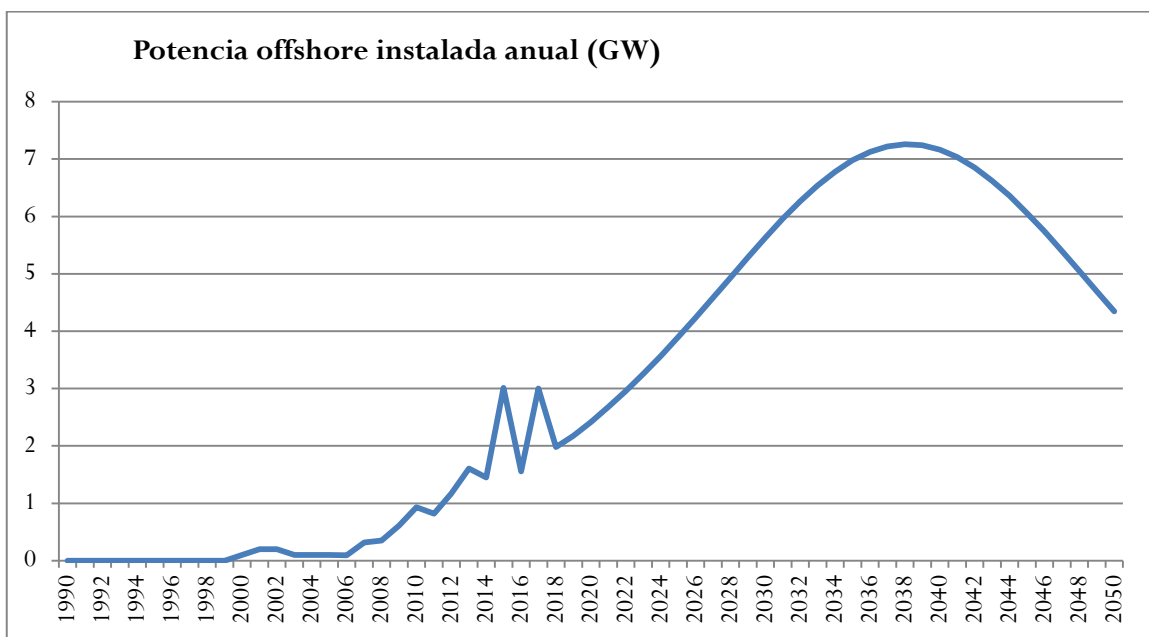
No se tienen en cuenta en los gráficos la potencia instalada de reposición o por obsolescencia, que supondremos igual a la retirada: si la reflejáramos, la potencia instalada anual se mantendría más alta no disminuyendo tanto.



Fuente: [23] ECF y elaboración propia.

Tal y como propone el “Roadmap 2050” se alcanzan los 245 GW *onshore*.

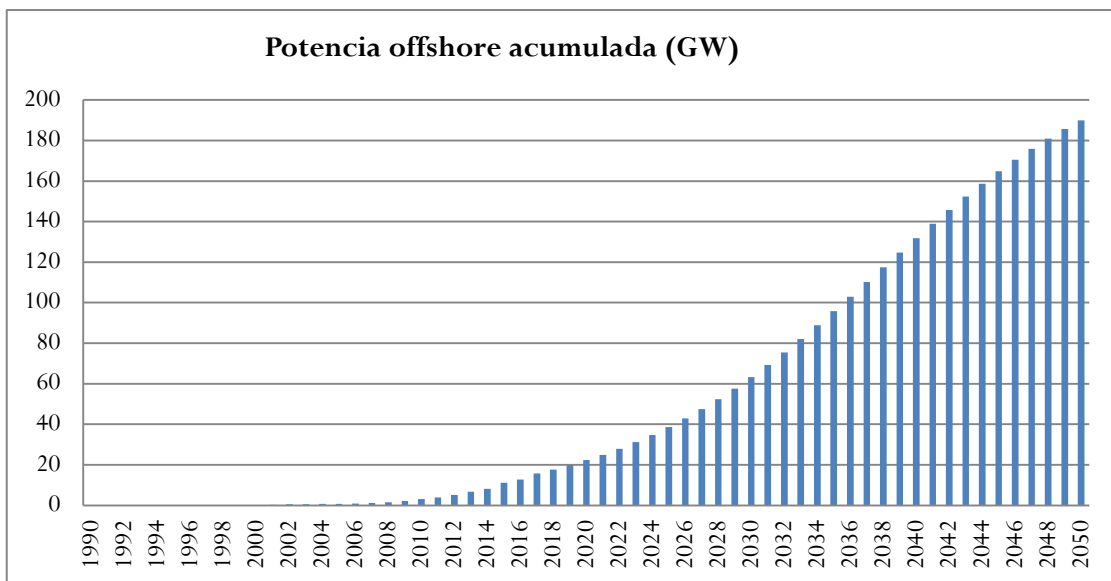
Respecto a la potencia *offshore* instalada la trayectoria es diferente ya que aún no se ha instalado apenas un 6% de lo proyectado por el Roadmap para 2050, por lo que la potencia anual que se instala debería seguir una senda de crecimiento hasta el entorno de 2040:



Fuente: [23] ECF y elaboración propia.

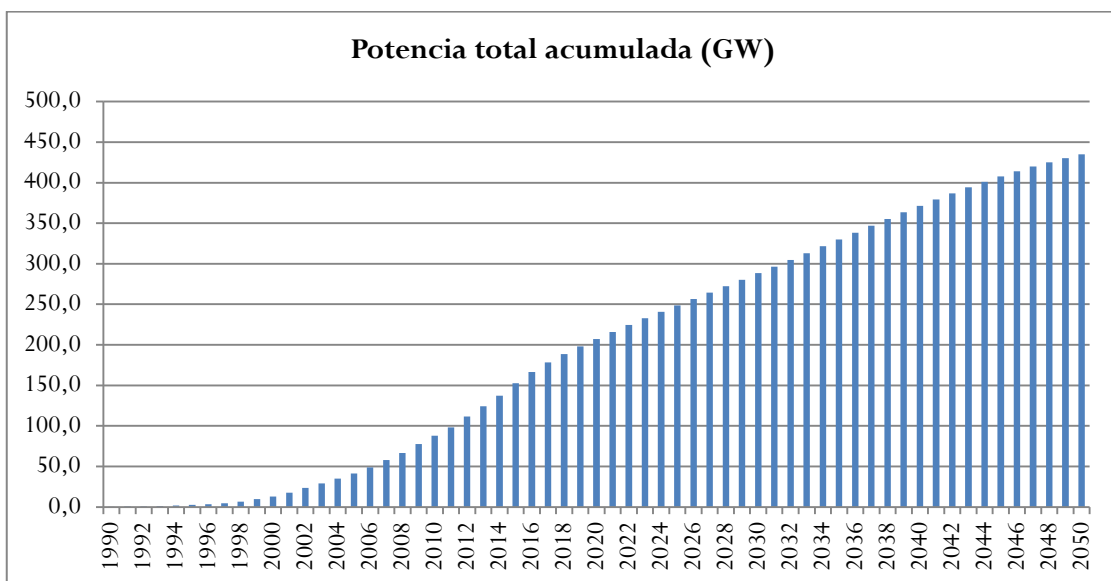
El crecimiento es sostenido y se confía a futuro: no existe en los primeros años escasez de emplazamientos, pero sí tecnología aún inmadura y menos competitiva que la *onshore*.

Vemos en la siguiente gráfica que la potencia acumulada *offshore* tiene actualmente concavidad positiva (o hacia arriba), mientras que la *onshore* la tiene negativa, ello hace referencia al grado de desarrollo de cada tecnología.



Fuente: [23] ECF y elaboración propia.

En 2050 se alcanzan los 190 GW propuestos por “Roadmap 2050”. Finalmente vemos el desarrollo de la energía eólica en su conjunto:



Fuente: [23] ECF y elaboración propia.

En 2050 tendríamos 435 GW (190 *offshore* y 245 *onshore*), tal y como propone el “Roadmap 2050”.

A continuación desarrollaremos algunas implicaciones de lo propuesto, detallando posibles contradicciones y abriendo camino a variaciones que luego se implantarían en el modelado.

4.2 PREDICCIONES PROPIAS

Se trata de realizar una serie de aproximaciones para observar las dificultades que generan la implantación de energía eólica y las predicciones del “Roadmap 2050”. A partir de dichas aproximaciones se observarán los puntos donde no concuerden lo propuesto por el “Roadmap 2050” y otros estudios y elaboraciones propias; a partir de ahí se realizarán distintas estimaciones que se aplicarán al modelo para cuantificar los impactos de los cambios.

Aproximación mediante factor de carga

Realizaremos unos cálculos para ver cuán posibles o reales son las previsiones propuestas en dicho *Roadmap*. En el año 2015 había en Europa instalados unos 143 GW entre *onshore* (129.6) y *offshore* (10.4), los cuales, siendo un año favorable en cuanto a viento, produjeron unos 305 TWh, es decir, cada GW instalado produjo algo más de 2TWh, o el factor de carga fue de:

$$\frac{305000 \text{ GWh}}{143\text{GW} \cdot 8760\text{h}} = 24.4 \%$$

Ahora vamos a observar los datos que propone el “*Roadmap 2050*”. Según dicho estudio se necesitan 435 GW en total, 290 *onshore* y 135 *offshore*, con los cuales se ha de abastecer el 30% de la demanda de la UE a partes iguales entre marítima y terrestre, con lo cual, suponiendo la demanda eléctrica en 4900TWh suponen 1470 TWh a repartir a partes iguales entre ambas tecnologías (tal y como propone “*Roadmap 2050*”, ya expuesto en 4.1), con lo que cada una debería aportar 735 TWh. Es claro que con la primera aproximación realizada respecto al factor de capacidad actual no se podría abastecer la demanda prevista con los 435 GW propuestos, aunque también es cierto que casi toda la capacidad instalada actual es de tecnología *onshore*, por lo que no se puede aplicar el factor de capacidad a la suma de potencia propuesta para ambas tecnologías; tendremos que observar los datos por separado para ambas tecnologías. Por tanto los separamos en dos “paquetes de energía” de 735 TWh anuales cada uno.

En primer lugar, para la tecnología *offshore*, y siguiendo con lo propuesto por el “*Roadmap 2050*”, observamos que se proponen 190 GW que deben producir unos 735 TWh, esto es, necesitaríamos un factor de capacidad global para los parques *offshore* de:

$$\frac{735 \text{ 000 GWh}}{135\text{GW} \cdot 8760\text{h}} = 44.2 \%$$

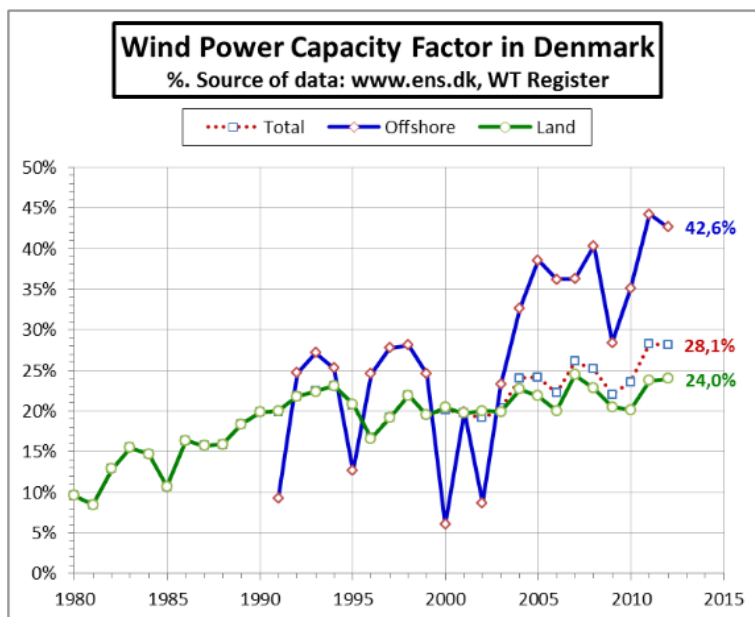
<[25](#) NREL> prevé una mejora del factor de capacidad por lo que parece, a priori, que 190 GW serían suficientes para abastecer la demanda propuesta. El

estudio de <[\[26\]](#) IRENA> supone un aumento del factor de capacidad para 2025 de un 4% respecto al de 2015, ya que aunque habrá mejoras tecnológicas, las pérdidas en el transporte al colocar los parques más alejados de la costa jugarán en contra de la mejora del factor de capacidad. Suponiendo un factor de capacidad de un 39% según la estimación de <[\[27\]](#) OpenEI> (que realiza una media entre distintos estudios sin valorar cuáles pueden ser más acertados) y una mejora del 4% por década, tenemos que las instalaciones nuevas en 2050 tendrían factor de capacidad de 52%, y teniendo en cuenta que no solo las instalaciones nuevas de 2050 estarían funcionando sino también otras más antiguas con factores de capacidad menores, y que el factor de capacidad necesario sería de 44.2% según nuestros cálculos, la potencia instalada podría ser suficiente. No obstante se estudiará en el punto 5.1.5 los factores de capacidad y su evolución.

Por su parte la tecnología *onshore* necesitaría un factor de carga de:

$$\frac{735000 \text{ GWh}}{245\text{GW} \cdot 8760\text{h}} = 34.25 \%$$

Según la muestra presentada por <[\[27\]](#) OpenEI> la tecnología *onshore* tiene un factor de capacidad del 38%, aunque en este caso existe mucha más variabilidad en la muestra de estudios extraída (mayor desviación típica), además de no ser coherente con el factor de capacidad real hallado en la UE en el año 2015 (año favorable por condiciones de viento), ni con el histórico en países con gran penetración de eólica como Dinamarca o España (ver 5.1.5 del presente trabajo), además de que otros estudios que no aparecen en dicha media, como <[\[28\]](#) Chabot, Bernard>, que asumen una diferencia grande entre el factor de carga marino y terrestre (alrededor de un 15% de diferencia). Además, como veremos en el apartado 4.1.5 el factor de capacidad en zonas de



Fuente: [\[28\]](#) Chabot, Bernard

gran implantación nunca ha superado el 28%. Por tanto nos quedaremos con el dato aportado por la EWEA, que presume un factor de carga de un 24%. A esto habría que sumarle el aprendizaje anual, hasta llegar a 2050, el cual parece ser algo menor que el de la tecnología *offshore*; lo podemos apreciar en la siguiente gráfica de un estudio danés. En

él se observa que el factor de carga describe un aumento ligero, de aproximadamente un 2% por década. Por tanto, para 2050 podemos estimar un factor de capacidad de un 30%:

$$30\% \cdot 245GW \cdot 8760h = 643\,860\,GWh$$

Que sumados a los:

$$44\% \cdot 190GW \cdot 8760h = 735\,000\,GWh$$

Queda un total de 1379 TWh, algo menor a los 1470 TWh necesarios estimados por el “Roadmap 2050”, por lo que según esta aproximación habría que instalar mayor potencia.

En resumen, hay dos cuestiones que claramente ponen en riesgo las predicciones del “Roadmap 2050”: una es el factor de capacidad de la eólica *onshore* (que es insuficiente para abastecer los 735 TWh asignados por el Roadmap) y otro es la incertidumbre respecto a la implantación de parques *offshore*. Estas dos dudas se tratarán de implantar en el modelo para observar qué cambios podrían producir.

Aproximación-comprobación mediante emisiones CO2 equivalente

El “Roadmap 2050” propone que el sector eléctrico provoque 0 emisiones en 2050. Vamos a intentar discernir las posibilidades que tiene esta propuesta.

Suponemos de nuevo la demanda prevista para 2050 en 4900 TWh propuesta por el “Roadmap 2050”. Según dicho plan, el mix energético de generación eléctrica en 2050 sería el siguiente:

In percentage of production

	Coal			Gas	Gas			Wind			Solar		Bio-mass	Geo-thermal	Large Hydro
	Coal	Coal CCS	Coal CCS retrofit ¹		Gas CCS	Gas CCS retrofit	Nu-clear	On-shore	Off-shore	PV	CSP				
100% RES 0% CCS 0% nuclear	0	0	0	0	0	0	0	15	15	19	20 ²	12	7 ³	12	
80% RES 10% CCS 10% nuclear	0	3	2	0	5	0	10	15	15	19	5	12	2	12	
60% RES 20% CCS 20% nuclear	0	7	3	0	10	0	20	11	10	12	5	8	2	12	
40% RES 30% CCS 30% nuclear	0	7	3	0	10	0	20	11	10	12	5	8	2	12	
Baseline: 34% RES 49% coal/gas 17% nuclear	21	0	0	28	0	0	17	9	2	1	1	8	1	12	

1 Only on "CCS ready" plants

2 5% from Europe and 15% from North Africa

3 2% traditional, 5% enhanced

SOURCE: Team analysis

Fuente: [23] ECF

Nos referimos a la segunda fila. Según esta disposición, cada tecnología tendría que generar el porcentaje descrito en la tabla de los 4900 TWh estimados en el caso en que se cubriera el objetivo del 100% de descarbonización; de manera que por ejemplo la fotovoltaica produciría:

$$0.19 \cdot 4900 \text{ TWh} = 931 \text{ TWh}$$

De forma que si conocemos la intensidad de emisión de gases de efecto invernadero por tecnología, conoceremos si lo propuesto es verosímil o no. Teniendo en cuenta los datos aportados por el mapa <[7], IPCC > sobre la intensidad de emisiones de cada tecnología actual recogidos en la siguiente tabla:

Tecnología	gCO ₂ eq./kWh
Eólica	12
Solar	45
Hidráulica	24
Geotérmico	24
Biomasa	230
Nuclear	12
Gas	490
Carbón	820
Petróleo	650

Podemos cruzar los datos para obtener el nivel de emisiones para 2050 (asumiendo que no habrá reducción de los mismos en 2050), teniendo en cuenta que la tecnología de producción mediante carbón y gas propuesta por el "Roadmap 2050" no es como la actual (Incluye CCS, Carbon Capture Storage) por lo que no podemos aplicar los valores de la tabla sino que tendremos que

averiguarlos en otras fuentes. La captura de CO₂ en las tecnologías CCS está en torno al 88%, no obstante la propia captura del CO₂ requiere aumentar la energía necesaria en las plantas, por ello y porque las plantas CCS aún están en fase piloto, los estudios suelen divergir bastante en el dato final, en una horquilla de entre 65 a 245 para gas y de 98 a 398 para carbón <[\[29\]](#) IPCC>; dado el carácter aproximativo de este análisis tomaremos la mediana en ambos casos.

Tecnología	gCO ₂ eq./kWh
Eólica	12
Solar	45
Hidráulica	24
Geotérmico	24
Biomasa	230
Nuclear	12
Gas	490
Carbón	820
Petróleo	650
Carbón CCS	247
Gas CCS	155

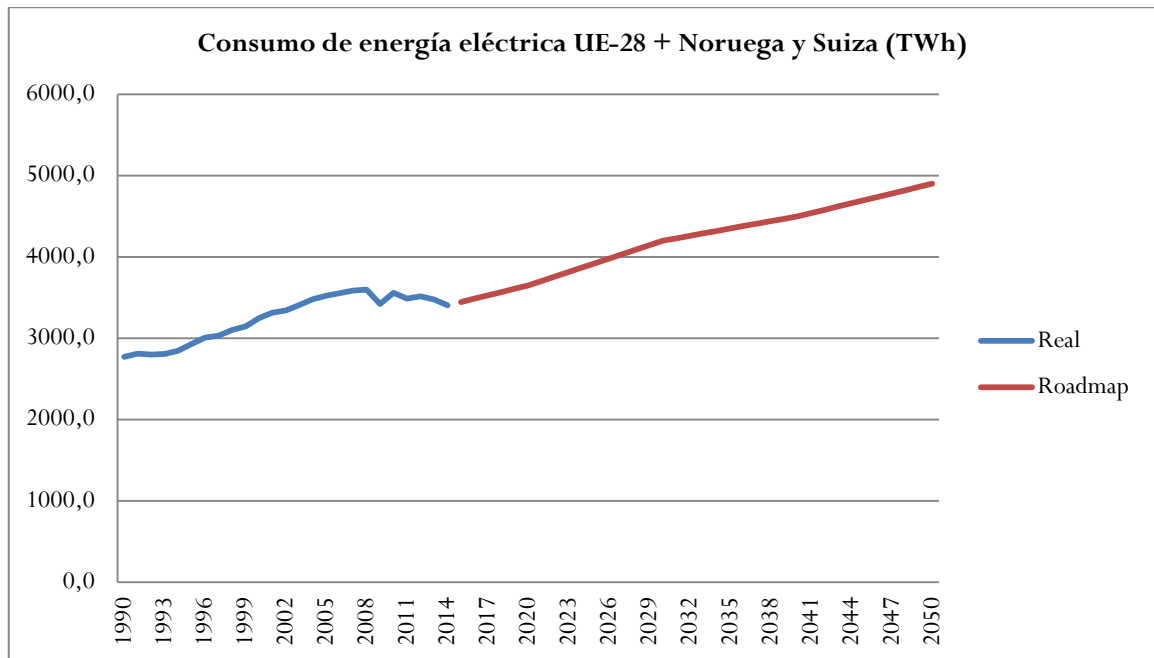
Cruzando la intensidad de carbón de cada tecnología por unidad de energía con el reparto o mix energético en 2050 obtenemos que la generación de CO₂ equivalente para 2050 sería de:

	Share	Factor intensidad gCO ₂ eq./kWh	t CO ₂ eq./año
Carbón	0%	820	0
Carbón CCS	3%	247	36309
Carbón CCS retrofit	2%	247	24206
Gas	0%	490	0
Gas CCS	5%	155	37975
Gas CCS retrofit	0%	155	0
Nuclear	10%	12	5880
Eólica <i>onshore</i>	15%	12	8820
Eólica <i>offshore</i>	15%	12	8820
Solar fotovoltaica	19%	45	41895
Solar de concentración	5%	45	11025
Biomasa	12%	230	135240
Geotérmica	2%	24	2352
Hidráulica	12%	24	14112
			326 634
			Total
Emisiones de CO ₂ eq. en 1990:			1 933 646
Emisiones de CO ₂ eq. respecto a 1990:			16,9%

Realizando los mismos cálculos para la producción de CO2 equivalente en 1990, extrayendo los datos de intensidad del carbón (gCO2 eq./kWh) de <[\[30\]](#) EEA>, obtenemos que la aproximación en cuanto a la descarbonización propuesta por el “Roadmap 2050” es inverosímil aun suponiendo factibles las instalaciones requeridas de cada tecnología, esto es debido a que se suponen nulas las emisiones de las tecnologías CCS y de la biomasa principalmente, ya que las otras tecnologías tienen niveles bajos y seguramente no serían excesivamente relevantes en el marco general.

Aproximación mediante necesidades de energía

Los últimos datos de demanda de energía eléctrica junto con las previsiones del Roadmap se detallan en el siguiente gráfico:



Datos: Azul: (1990-2014) [\[24\]](#) IEA. Rojo: Aproximación propia a partir de “Roadmap 2050”.

Se observa claramente la tendencia actual: en 2004 el crecimiento se ralentizó y en 2008 empezó a decrecer. Vista la tendencia parece bastante improbable que en las próximas décadas pueda haber un crecimiento tan notable como el que propone el Roadmap, por lo que éste será un punto a valorar a la hora de realizar el modelo.

5 MODELO

Una vez definidas las propuestas estratégicas y algunas de sus posibles contradicciones, mediante un modelo en Vensim trataremos de ilustrar cómo sería el desarrollo de la energía eólica hasta 2050 para poner en perspectiva y si es posible en evidencia, la factibilidad de las estrategias propuestas, pudiendo además variar parámetros rápidamente y ver al momento las consecuencias en otros elementos. Explicaremos el modelo en tres partes: los elementos de entrada, los de salida y una explicación estructural de dicho modelo junto con los elementos de realimentación.

5.1 ELEMENTOS DE ENTRADA

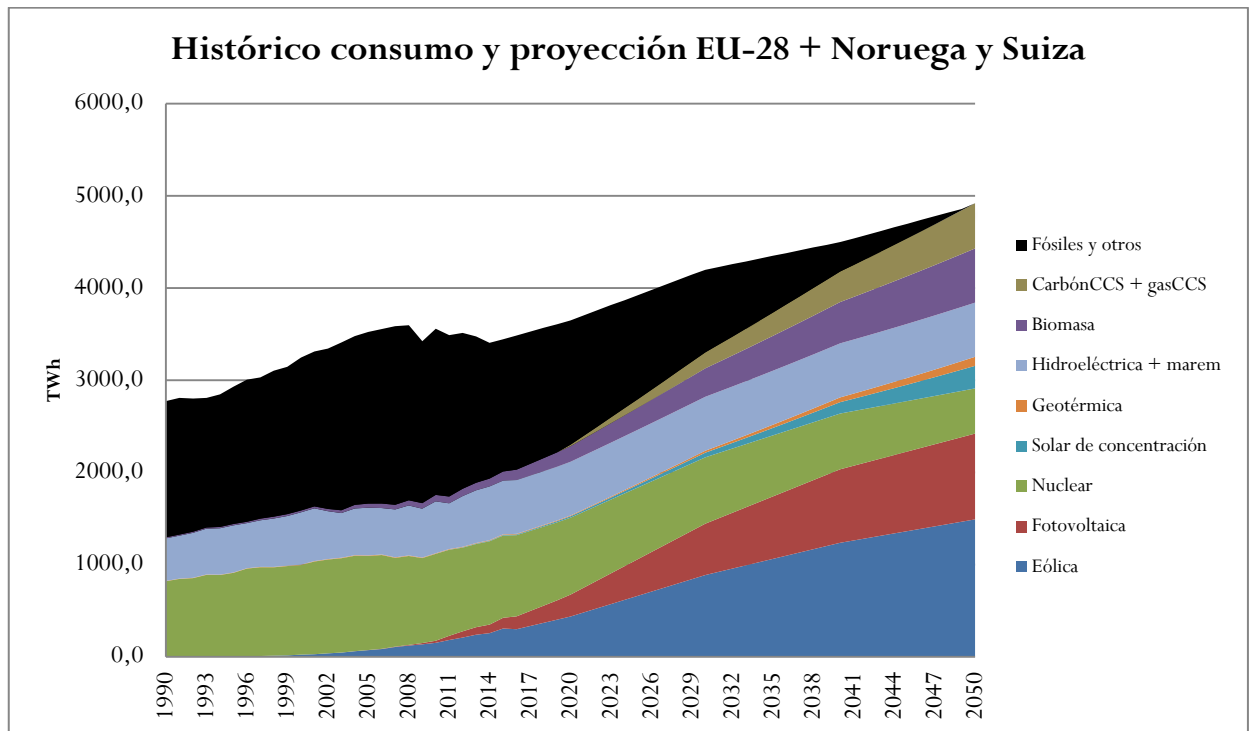
Son los elementos que aportan información al sistema, que intervienen de forma externa e invariable. Dicha información viene recopilada en un libro Excel adjunto al TFG en la versión digital. En los siguientes puntos del presente apartado se detalla cada elemento de entrada, la información que aporta al modelo y su justificación. Debe tenerse en cuenta que hasta el punto 5.3, donde se explica la estructura del modelo, no se podrá comprender su funcionamiento general.

5.1.1 NECESIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El punto de partida del modelo es la energía que necesitaría producir la tecnología eólica anualmente de forma que mediante el factor de capacidad logremos obtener la potencia necesaria para suplir esa necesidad de energía. Esta energía vendrá dada por dos factores: la energía demandada total (el consumo total eléctrico) y el porcentaje que cubriría la energía eólica dentro del mix, que sería lo introducido en el modelo. Dicha necesidad de energía vendrá dada en un principio por lo propuesto por el “Roadmap 2050”, que solo explicita la cantidad que debe suplir la tecnología eólica para 2050 (también para 2030 pero lo obviaremos), por lo que los valores interanuales se aproximan de forma interpolada. Teniendo en cuenta el estudio de <[\[31\]](#) Fraunhofer> se proponen dos escenarios alternativos debido a que se considera que el “Roadmap 2050” es excesivamente alcista: proviene de un organismo europeo que “no puede” prever un crecimiento bajo de la economía ya que ahuyentaría la inversión. Sin embargo, y sin pretender entrar en análisis económicos de mayor calado, parece que el crecimiento de la UE en las próximas décadas se verá ralentizado dada la tendencia actual y la falta de presión demográfica interna que el propio informe del Roadmap reconoce, por ello se propone integrar al estudio la demanda eléctrica del estudio de Fraunhofer (<[\[31\]](#) Fraunhofer>) para realizar las variaciones oportunas.

Escenario “Roadmap 2050”

Se presenta la evolución de la demanda hasta 2017 y la predicción del “Roadmap 2050” junto con interpolaciones interanuales (lineales en su mayoría). Mientras que la energía total es obtenida directamente del “Roadmap 2050”, las cantidades cubiertas por cada tecnología son aproximadas en el periodo 2017-2050 a partir de los datos reales de 2017 y lo propuesto para 2050 por el Roadmap:

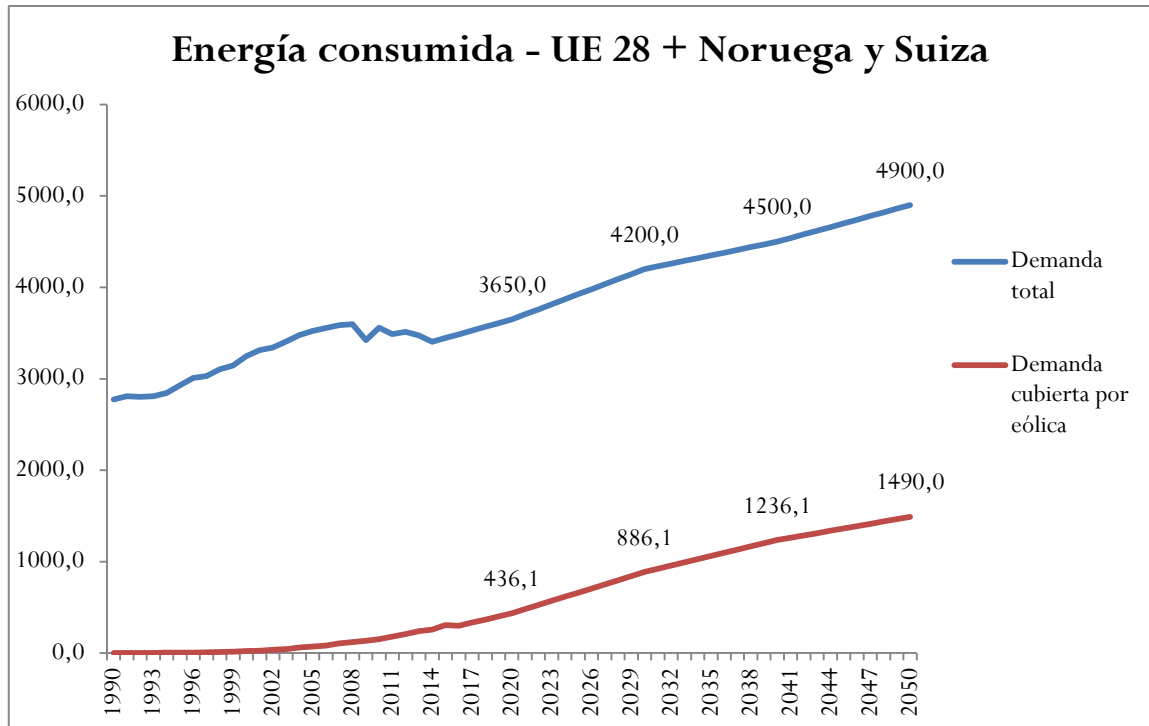


Datos 1990-2014: [24] IEA. Estimaciones 2014-2050: previsión “Roadmap 2050” en [23] ECF. Gráfico: elaboración propia. Datos en tabla 5.1.1 de anexos.

A grandes rasgos podemos observar en el gráfico cómo, a lo largo de los años, principalmente la energía eólica y la solar deben suplir la disminución del uso de fósiles convencionales y de la gradual disminución de la nuclear. En menor medida contribuiría la biomasa, y el carbón CCS junto con el gas CCS no “colaborarían” hasta bien entrada la década de 2020, de la misma forma la geotérmica y la CSP o solar de concentración, que entrarían en juego bien entrada la década de 2030. La hidráulica se mantendría en los niveles actuales. Todo esto quiere decir que, exceptuando las energías “libres” de emisiones como la eólica, solar fotovoltaica e hidráulica (que actualmente representan alrededor del 27% de la generación eléctrica), en 2050 apenas habrá centrales con la misma tecnología que las actuales, eliminándose todas las centrales de carbón convencional y de gas de ciclo combinado, y a la vez introduciéndose nuevas centrales de biomasa, geotérmicas, CSP y eólica *offshore* (a niveles altos de penetración en el mix). Esto supone una fuerte apuesta y confianza por el avance tecnológico, ya que más del 50% de las tecnologías proyectadas para 2050 no han sido, en algunos casos (como la eólica *offshore*) más que

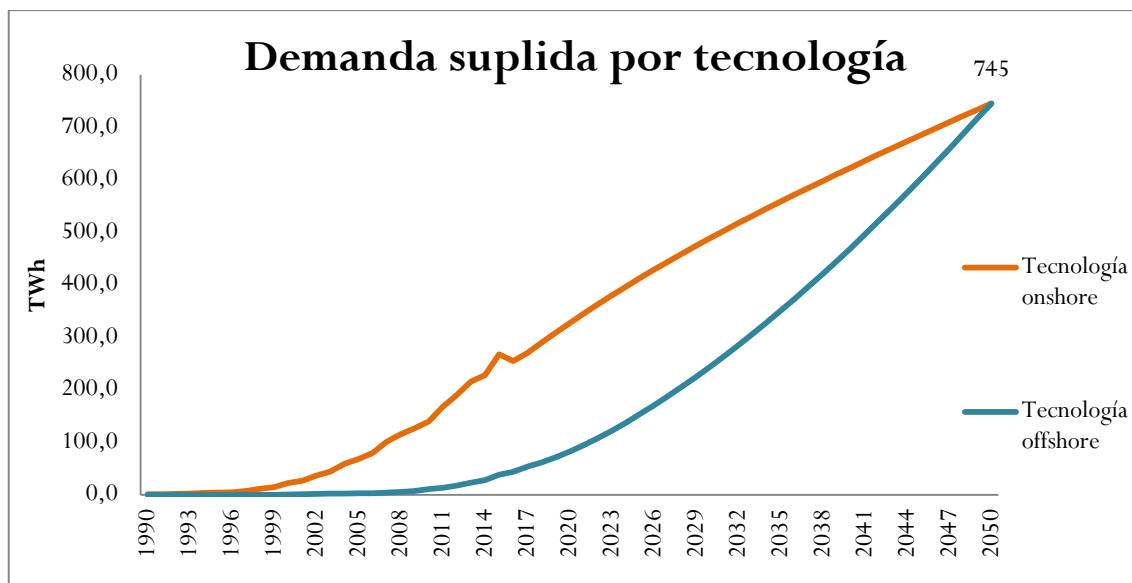
incipientemente implantadas, o tienen serias dudas respecto a su rentabilidad y en otros (como apunta <[32] PEi> respecto del almacenamiento CCS) apenas demostradas con prototipos o muestras.

En el siguiente gráfico se presentan los valores de los que se partirá en el modelo para la energía eólica, partiendo de la demanda total propuesta por el “Roadmap 2050” y del “share” también propuesto por dicho estudio:



Fuente: “Roadmap 2050” en [23] ECF e interpolación propia (2017-2050).

A continuación desgranamos la cantidad de energía que habrían de suplir la tecnología *onshore* y *offshore* por separado mediante los datos reales, lo propuesto para el 2050 por el Roadmap e interpolación propia entre la actualidad y 2050:



FUENTE: "ROADMAP 2050" EN[23] ECF Y TENDENCIAS OBSERVADAS.

La tecnología *onshore* seguirá produciendo más energía que la *offshore* pero disminuyendo su crecimiento mientras que la *offshore* producirá menos pero aumentará su crecimiento, lo que provoca el encuentro de ambas en 2050.

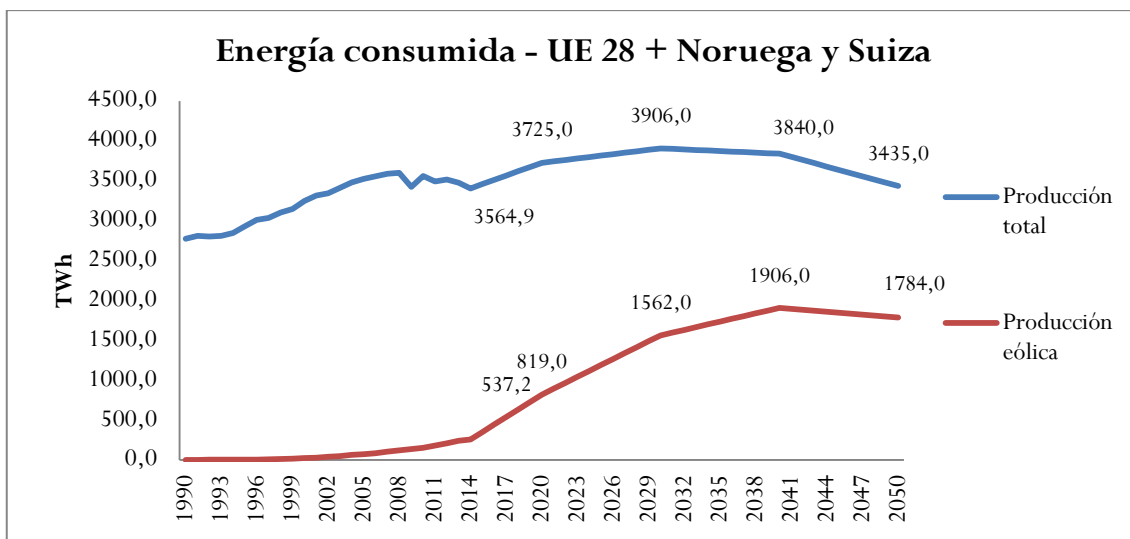
A continuación presentamos un segundo estudio que nos servirá después para estimar las variaciones en la demanda que introduciremos.

Escenario Fraunhofer

Escogemos este estudio tanto por su previsión a la baja de demanda eléctrica respecto al informe Roadmap como por el porcentaje dispar que cubre la eólica en el mix, también respecto al Roadmap. En el escenario de alta demanda propone 4251 TWh para 2050 en la UE de los 27¹ más Noruega y Suiza (Roadmap propone 4900 TWh), mientras que en el escenario de menor demanda se proponen 3417 TWh (misma demanda que en 2014 y menor que la del pasado año 2016 que fue de 3486 TWh). Además, este estudio propone, a diferencia del "Roadmap 2050", que la energía suplida por las tecnologías *onshore* y *offshore* no serán iguales en 2050, generando 1559 TWh la tecnología terrestre con 522 GW y 225 TWh la marina con 60 GW. Abrimos, por tanto, dos escenarios alternativos a partir de la demanda propuesta por Fraunhofer: uno en que ambas tecnologías se reparten a partes iguales la demanda eléctrica (menor en suma) y otra en que se sigue lo propuesto por Fraunhofer, con una distribución desequilibrada entre *onshore* y *offshore*.

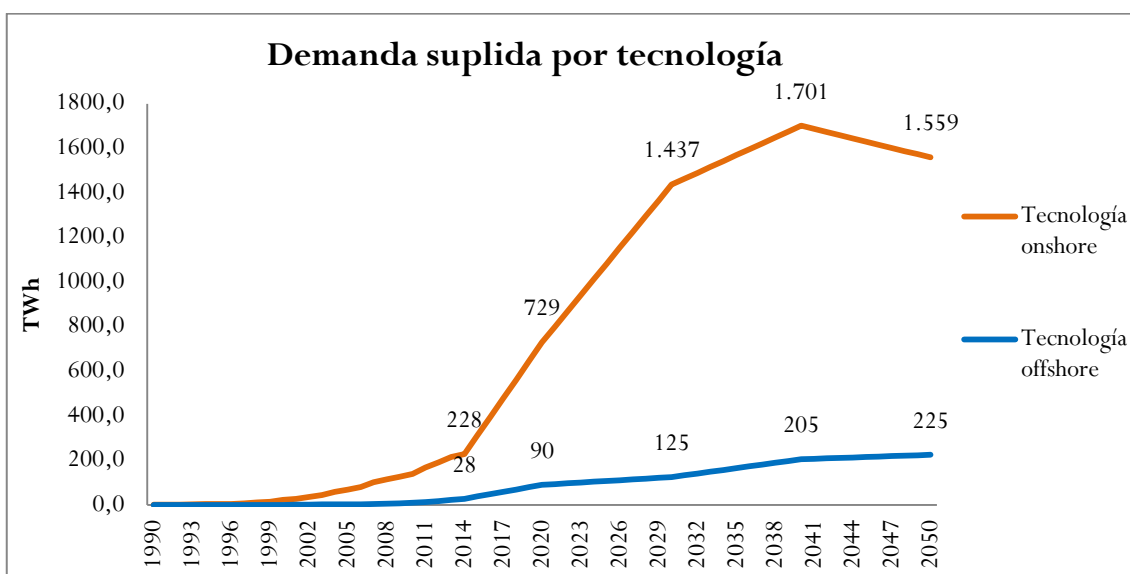
Pasamos a plasmar ambos escenarios, viendo en primer lugar la demanda total y la cubierta por la energía eólica:

¹ No se incorpora Croacia que se unió en 2013. Se añaden 18 TWh (que es el consumo aproximado anual de Croacia) para equipararlo a la UE de los 28 más Noruega y Suiza



Fuente: [\[31\]](#) Fraunhofer (valores por década e interpolación lineal propia)

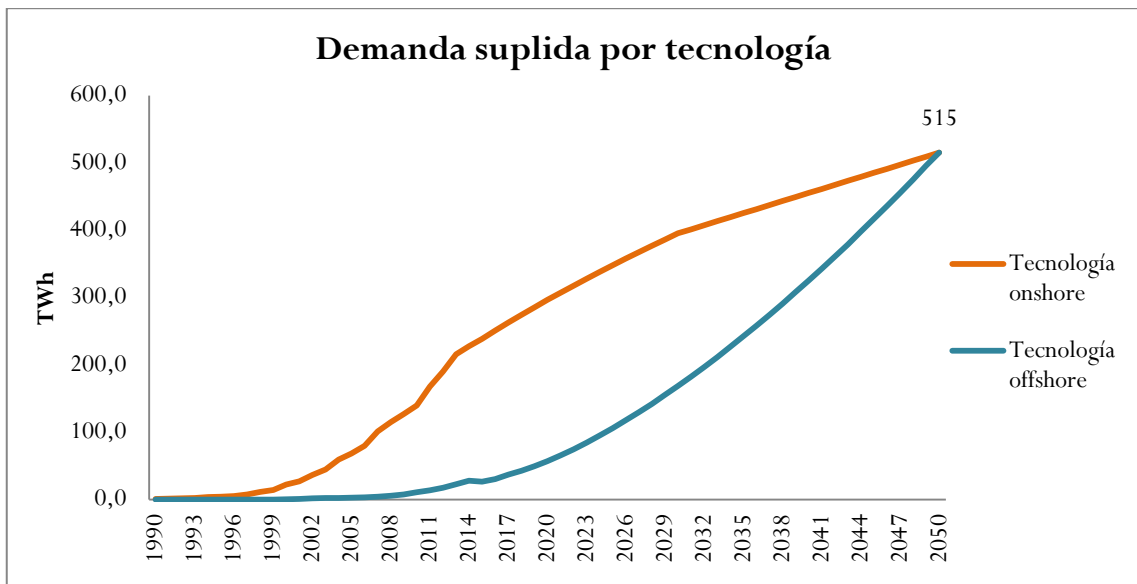
Queda lejos en esta proyección la demanda total propuesta por el Roadmap para 2050 de 4900 TWh; la demanda aumenta las primeras décadas hasta 2030, cuando empieza a disminuir hasta llegar a niveles de 2014. Sin embargo, para Fraunhofer la energía que supliría la tecnología eólica sería mayor que la propuesta por el “Roadmap 2050”. A continuación desagregamos los datos en ambas tecnologías según Fraunhofer:



Fuente: [\[31\]](#) Fraunhofer (valores por década e interpolación lineal propia)

Hemos visto dos resultados que difieren del Roadmap: en primer lugar, la demanda total de energía eléctrica se presupone menor mientras que la energía generada por la eólica es mayor (esto último sería lo verdaderamente relevante para nuestro estudio) y en segundo lugar *onshore* y *offshore* no tienen la misma capacidad de generación, llevándose la mayoría del peso la tecnología *onshore*. Por ello elaboramos dos escenarios de variación, uno en que la energía generada por cada tecnología eólica será menor pero igual (una mezcla entre

Roadmap y Fraunhofer) y otra en que la energía generada por la tecnología *onshore* sea mayor y la *offshore* menor, siendo la suma de ambas mayor que la del Roadmap original tal y como propone Fraunhofer. En realidad no realizaremos dos escenarios sino que serían los límites del espectro en el que se podrá mover la necesidad de energía en el modelo. Vemos gráficamente el primer escenario de variación, donde suponemos en primer lugar la demanda propuesta por Fraunhofer pero esta vez supliendo la energía eólica el 30% de la demanda total en 2050, tal y como propone el “Roadmap 2050”, esto es, suponer una demanda menor pero el mismo mix tanto para 2050 como para la transición hacia 2050:



Fuente: Demanda total- [31] Fraunhofer. Share demanda total- “Roadmap 2050” en [23] ECF (15% *onshore* y 15% *offshore*). Interpolación propia

El segundo escenario intenta acercarnos a los niveles de generación (mayores) propuestos por Fraunhofer para la *onshore*, mientras que para la *offshore* no contemplamos una capacidad de generación más allá de los 745 TWh en 2050 ya que Fraunhofer propone menos (225 TWh) que el Roadmap. Fijamos entonces el valor máximo en 1200 TWh para *onshore*. A la hora de modificar estos valores anualmente tenemos que tener en cuenta que la necesidad de energía estimada es más probable o fiable en los primeros años (2017 y siguientes) dada la tendencia real, sin embargo en las proyecciones más lejanas hay mayor incertidumbre. Por tanto para variar los valores no se realizará una multiplicación simple a todos los datos iniciales anuales, sino que la modificación será más intensa a medida que nos alejamos en el tiempo. Desde el modelo introduciremos el múltiplo en 2050 de la variación que buscamos, y mediante la siguiente fórmula se hallan los respectivos valores anuales:

$$Energía_{nec.modif.} = Energía_0(1 - multiplicador_{2050} \cdot a^{(2050-año)})$$

Siendo la *Energía necesaria modificada* la nueva necesidad de energía para cada año, el *multiplicador2050* el valor en tanto por uno de la energía que

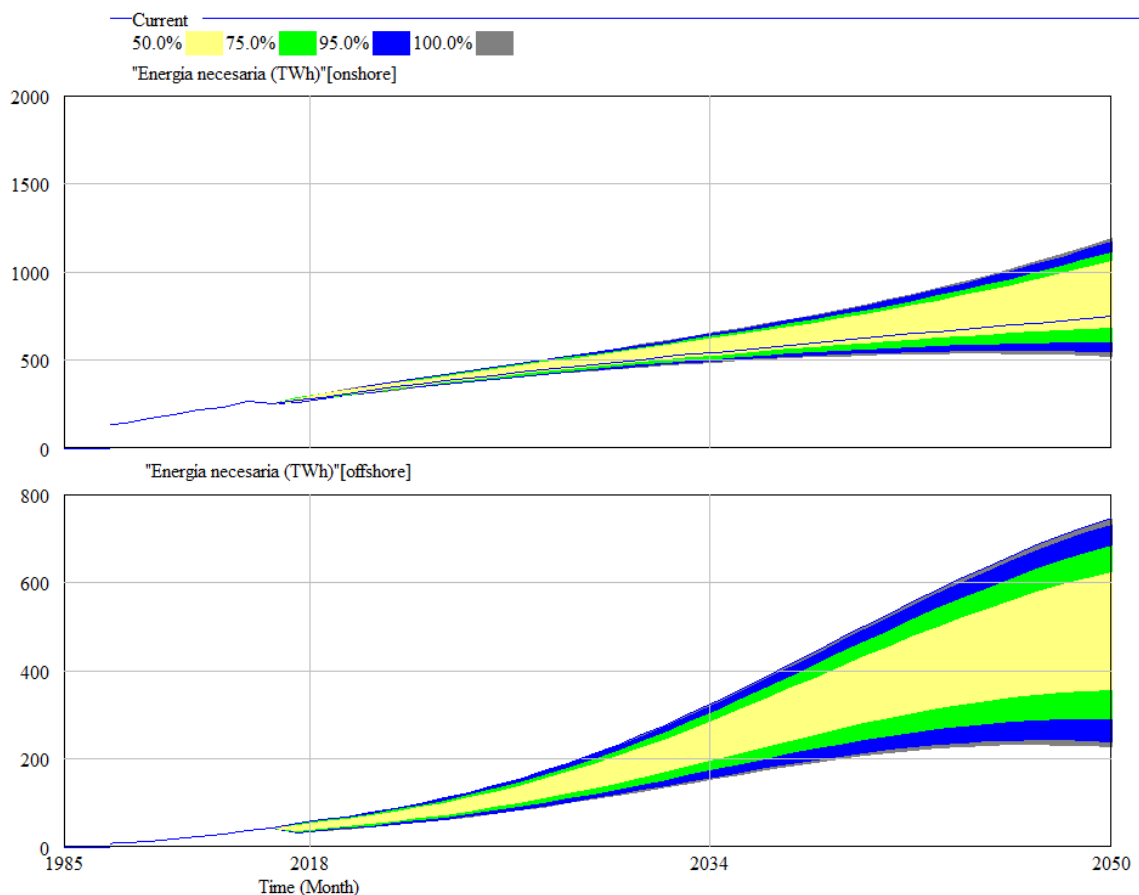
buscamos reducir en 2050 (por ejemplo, si buscamos una energía necesaria un 20% menor a la inicial para 2050 introducimos 0.2) y el parámetro a en este caso un valor arbitrario para *onshore* de 0.935 (para *offshore* sería de 0.983). Lo que se busca mediante esta fórmula es que el multiplicador aplicado vaya tomando mayor importancia según van pasando los años por lo dicho respecto a la tendencia, de forma que solamente variando el multiplicador en el modelo se realizará una curva más o menos coherente (a continuación acotaremos los valores que darían resultados coherentes), pero que cambia en el tiempo de acuerdo a las observaciones ya hechas.

Los valores acotados para el multiplicador serán:

Onshore [-1, 0.309136] que proporcionan los valores, en TWh, de energía necesaria para 2050 de [515 a 1490]

Offshore [0, 0.698] que proporcionan los valores de [225 a 745]

Realizando el análisis de sensibilidad en el modelo, obtenemos el siguiente rango:



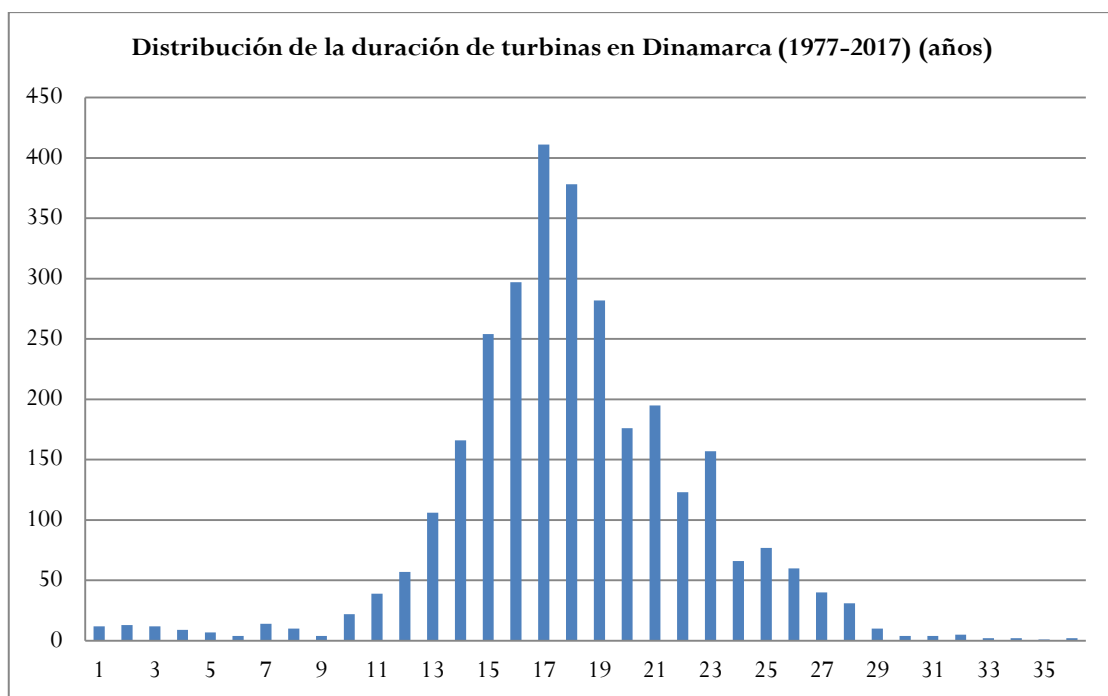
Fuente: elaboración propia a partir de proyecciones Roadmap y Fraunhofer

Vemos que la energía necesaria para *onshore* puede ser mayor o menor que los valores iniciales del Roadmap (735 TWh en 2050, representado por la línea azul

en el gráfico para *onshore*), sin embargo para la *offshore* solo se contemplan escenarios menores, estando el del Roadmap en el límite superior.

5.1.2 VIDA ÚTIL DE GENERADORES

A la hora de estimar la duración media de las turbinas eólicas hemos de observar los datos existentes y su tendencia. Tenemos que tener en cuenta que la tecnología ha avanzado bastante en este aspecto y que las primeras turbinas no tenían el mismo grado de desarrollo tecnológico. No obstante hay que tener en consideración que el desarrollo no tiene por qué ser siempre positivo, ya que la decisión última del promotor de un parque o turbina eólica viene dada en base a un cálculo económico, por lo que si sale más rentable una turbina de menor duración debido a la disminución en el coste de materiales menos avanzados y/o técnicas de construcción menos sofisticadas, ésta será la elegida. Un primer acercamiento mediante datos de <[\[33\]](#) Danish Energy Agency> sobre el histórico de las turbinas instaladas en Dinamarca, nos aporta la siguiente distribución:

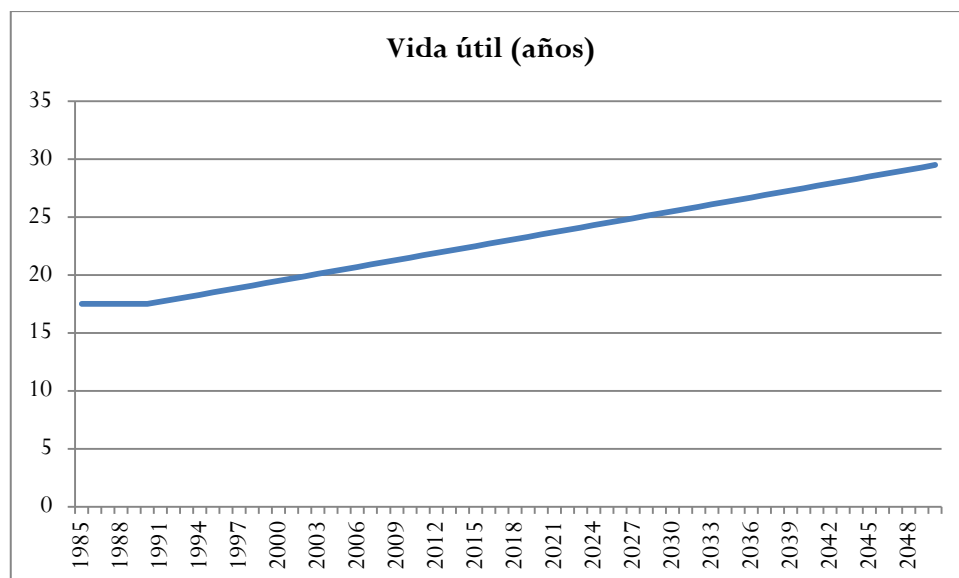


Fuente: [\[33\]](#) Danish Energy Agency

Donde se obtiene una media de vida útil de 17.5 años refiriéndonos a las ya desmanteladas; hay que tener en cuenta que el corto intervalo de tiempo para medir una magnitud como ésta puede introducir sesgos. La media aproximada en la mayoría de referencias apunta a 20 años, el gobierno de Reino Unido usa un valor de 25 años en <[\[34\]](#) Cohen, Tamara > para calcular los subsidios, mientras <[\[35\]](#) Myers, Maxine> estima que, tras 19 años de funcionamiento se

sigue extrayendo el 75% de la energía inicial . Por último, apuntar que el aumento en el tamaño de las turbinas probablemente juegue a favor de la vida útil de éstas, ya que no parece razonable económicamente –ni ecológicamente– fabricar turbinas de mayor tamaño que no vengan acompañadas de mejoras en este aspecto.

En conclusión, y a la vista de lo obtenido, modelaremos la vida útil de forma lineal, sin diferenciar en tecnologías *onshore* y *offshore* dados los numerosos matices en ambas tecnologías: se podría pensar que la tecnología *offshore* ha de tener mayor esperanza de vida debido a su mayor coste fijo o de instalación, pero según <[\[36\]](#) Kraemer, Susan> las torres están pensadas para 40 o 50 años, por lo que en caso de sustitución solamente se sustituirían la cabeza y las palas, disminuyendo sensiblemente la reinversión. La esperanza de vida usada en el modelo seguirá la siguiente senda:



Fuente: elaboración propia

Los datos detallados en el anexo 3.2.

Variaciones a la vida útil de generadores

De forma análoga a lo explicado para las necesidades de energía, podremos variar la vida útil de los aerogeneradores mediante un multiplicador, pero esta vez usándolo para todo el periodo 1985-2050:

$$Vida\ útil_{modif.} = Vida\ útil_0 (1 - multiplicador_{2050} \cdot a^{(2050-año)})$$

Siendo el *multiplicador 2050* el que determinaría cuánto aumenta o disminuye en tanto por uno la vida útil inicial 2050 y el parámetro *a* un valor arbitrario de 0.97.

El rango de variación del multiplicador, igual para ambas tecnologías, se obtiene mediante hoja Excel: [-0.1, 0.2] que comportan una vida útil en 2050 de [23.6,

32.5]. Vemos este rango de variación mediante análisis de sensibilidad en Vensim en el anexo 3.2.

5.1.3 MATERIALES

Dividiremos este apartado en tecnología *onshore* y *offshore*, dadas las notables diferencias entre ambas en este aspecto.

Materiales para eólica terrestre

Los materiales necesarios para la eólica terrestre dependen de varios factores, siendo los más importantes la torre y el generador. A medida que las torres han aumentado de tamaño, ha sido necesario buscar materiales más baratos, por ello las torres de hasta 1.5MW son construidas con torres de acero mientras que las nuevas incorporan una parte de hormigón, mucho más barato <[\[37\]](#) Lässig, Jorge Luis et Apcarian, Anabel >.

Por otro lado, en la búsqueda de mayor eficiencia, se tiende a usar imanes permanentes en el generador, los cuales necesitan de las llamadas “tierras raras”, (en concreto el neodimio) elementos químicos de difícil obtención habitualmente y en su mayoría en territorio chino. Aunque se está estudiando para solventar este problema <[\[38\]](#) Bollero, David> aún no parece que sea posible sustituir el diseño mediante tierras raras y, a falta de estudios serios que hagan predicciones sobre ello, no contemplaremos estos cambios.

Basaremos esta necesidad de materiales en un estudio estadounidense de la USGS (United States Geological Survey), donde se realizan unas estimaciones del material necesario para la transición esperada hacia 2030 <[\[39\]](#) USGS>. En este estudio se aporta la siguiente tabla, que adaptaremos a continuación al caso europeo:

Table 5. Estimated requirements for materials per megawatt capacity of electricity for representative wind turbine technologies.

[kg, kilogram; kg/MW, kilograms per megawatt; MW, megawatt; Nd, neodymium; Nd-Fe-B, neodymium, iron, and boron; Nd₂O₃, neodymium oxide; XX, not applicable]

Turbine	Steel, stainless (kg/MW)	Concrete (kg/MW)	Fiberglass (kg/MW)	Miscellaneous ¹ (kg/MW)	Copper ² (kg/MW)	Nd in magnet ³ (kg/MW)	Cast iron (kg/MW)	Total weight (kg/MW)
Current generation ⁴	115,000	590,000	9,800	8,050	2,500	0	23,900	750,000
Next generation ⁵	103,000	402,000	6,800	9,300	3,000	43.2	20,000	540,000
Average change in megawatt consumption, in percent	-10	-32	-31	+16	+20	XX	-16	-28
	(million kg)	(million kg)	(million kg)	(million kg)	(million kg)	(million kg)	(million kg)	(million kg)
Average for 2010–2030 ⁶	1,500	6,800	110	130	40	0.38	310	8,890
Total by 2030 ⁷	30,000	135,000	2,300	2,400	750	6	6,000	176,456

¹Includes aluminum, plastic, epoxy resins, polymer foam, and wood.

²Includes copper windings, copper alloys in components, copper wire, and copper in electronics.

³Estimates of rare-earth element requirements were developed based on published information on rare-earth content of wind turbine generators from Hatch (2009) and Lifton (2009). Wind turbines of the current generation typically did not use permanent magnets; therefore, the rare-earth element requirement of these wind turbines was considered negligible. It was assumed that 20 percent of the next generation wind turbines would use rare-earth permanent magnets. The remaining 80 percent would either use conventional electromagnets or ferrite permanent magnets that use no rare-earth elements. A next generation wind turbine that used a rare-earth permanent magnet would require 216 kg/MW Nd or 251 kg/MW Nd₂O₃, assuming that Nd accounts for about 27 percent of the weight of a rare-earth (Nd-Fe-B) permanent magnet. The Nd content of the average next generation wind turbine was therefore estimated as [(80 percent × 0) + (20 percent × 216 kg/MW)] = 43.2 kg/MW Nd [50 kg/MW Nd₂O₃].

⁴The representative current-generation onshore wind turbine is capable of generating 1.5 MW of electricity using conventional technology that includes a three-blade rotor, steel tower, three-stage gearbox, and a wound-rotor type generator.

⁵The representative next-generation wind turbine is capable of generating 3 MW of electricity and could use more composite materials in the rotor blades, steel-concrete towers, and a mixed generator technology assuming 80 percent double-fed induction generator technology and 20 percent permanent magnet technology. The latter could use rare-earth elements.

⁶The estimate of the average amount of material that would be required annually for 2010–2030 in order to achieve the goal of wind power supplying 20 percent of the U.S. demand for electricity by 2030 based on the distribution of current and next generation wind turbines as reported in appendix 2.

⁷The estimate of the total amount of material that would be required for 2010–2030 in order to achieve the goal of having wind power supply 20 percent of the U.S. demand for electricity by 2030 based on the distribution of current and next generation wind turbines as reported in appendix 2.

Fuente: [39] USGS

Desde otros estudios se observan cantidades cercanas a las ya citadas, junto con tendencias concordantes según el material y año de estudio en los materiales más importantes; por tanto entendemos que los datos extraídos del estudio estadounidense nos serán útiles.

Material	Jacobson and Delucchi (2011)	Ardente et al. (2008)	Martínez et al. (2009)	Schleisner (2000)		Kleijn and Voet (2010)		Weinzettel et al. (2009)
				onshore	offshore	onshore	offshore	offshore
Steel	x	100.6	89.9	105.4	113.2	135.0	148.0	311.0
Concrete	x		350.0	565.0	1,130.0	306.0	1050.0	
Magnetic materials	0.2						0.15	
Aluminium	x	0.1		2.8	2.8	0.26	0.42	0.5
Copper	x	1.4	1.8	0.7	5.9	1.83	2.75	11.7
Wood epoxy, resin	x		6.6					0.3
Glass fiber	x	7.5	4.4					10.4
Plastic	x	0.1		4.0	4.0	1.92	2.09	1.8
Polyethylene					1.1			2.9
Iron		9.1	28.8	24.0	48.0			13.8
Oil products		0.2		0.2	0.2			15.0
Lead					6.7	0.0	3.79	2.6
Sand, gravel			0.2	4.2	4.2	0.0	150.0	646.0
Glass, ceramics				2.2	2.2			0.01
Logs (wood)								0.07
Others		0.6		1.4	1.4			0.05

Table 2.1: Material intensities for wind turbines. All numbers are given in kg/kW.

Fuente: [40] Brumme, Anja

Todas las necesidades de materiales se recogen de las tablas presentadas, exceptuando:

- Resina epoxi: Según <[\[41\]](#) ERC> hasta 2012 se habían necesitado casi 250,000 toneladas solo para las palas, anualmente 52,000 toneladas para el conjunto del molino. Teniendo en cuenta que la potencia instalada en ese periodo rondaba los 10 GW, asumimos una necesidad de 5,200 toneladas por GW.

En la tabla anterior se describen las necesidades de material de las turbinas en 2011 y las siguientes generaciones de turbinas (hasta 2030). En la tabla del mismo estudio recogida en anexo 3.3 se realizan los cálculos para el caso norteamericano, atendiendo a la potencia a instalar anual y al grado de penetración de los nuevos tipos de turbina.

Recogiendo la parte que nos interesa (los materiales necesarios y el grado de penetración de la nueva composición de turbinas), se ha elaborado la siguiente tabla:

Materiales onshore	2010 (t/MW)	2030 (t/MW)
Acero (kt)	111,4	105,4
Hormigón (kt)	498,5	404,5
Materiales magnéticos (kt)	0,10	0,12
Aluminio* (kt)	8,9	9,5
Cobre (kt)	2,0	2,2
Resina epoxi (kt)	6,6	6,6
Fibra de vidrio (kt)	7,9	6,4
Plástico (kt)	2,0	2,0
Polietileno (kt)		
Hierro (kt)	22,3	20,3
Derivados petróleo (kt)	0,2	0,2
Arena, gravilla (kt)	1,5	1,5
Vidrio, cerámicas(kt)	2,2	2,2
Madera (kt)		
Otros (kt)	1,0	1,0

Fuente: elaboración propia a partir de los estudios [\[39\]](#) USGS y [\[40\]](#) Brumme, Anja. *- Aluminio no viene desglosado en el estudio de USGS, se remarcan los materiales que engloba dicho estudio.

A partir de la tabla obtenida tenemos el cambio en la necesidad de materiales de 2010 a 2030 debido a la implantación de turbinas de nueva generación, interpolando la transición del periodo 2010-2030 de forma lineal. En el anexo 3.3 podemos ver un desarrollo de lo expuesto mediante la tabla 2.

Materiales para eólica marina

Las turbinas *offshore* tienen unas características diferentes a la terrestre ya que obviamente la sujeción inferior que se requiere es mucho más compleja. Hasta ahora se ha optado por cimentación, por lo que la *offshore* está de momento limitada a zonas marítimas de poca profundidad. Las turbinas flotantes aún están en desarrollo y no parece que vayan a ser rentables a corto y medio plazo aunque sí ha habido desarrollos (<[42](#) Renewable Energy Magazine >).

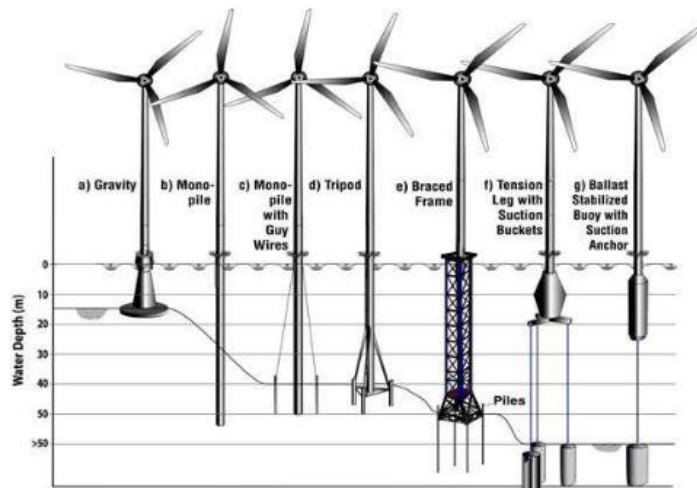


Fig. 6. Various types of support structures and their applicable water depth (Malhotra, 2007b, c).

Para obtener las necesidades de material hemos recurrido a diferentes estudios, recogidos en <[40](#) Brumme, Anja > y se ha realizado una media ponderada reduciendo el valor a 0.5 al estudio de Schleisner por ser más antiguo (2000):

Schleisner (2000) <i>offshore</i>	Kleijn and Voet (2010) <i>offshore</i>	Weinzettel (2009) <i>offshore</i>	Media <i>offshore</i> (t/MW)	
113,2	148	311	206,2	Acero
1130	1050		1076,7	Hormigón
	0,15		0,2	Materiales magnéticos
2,8	0,42	0,5	0,9	Aluminio
5,9	2,75	11,7	7,0	Cobre
		0,3	0,3	Resina epoxi
		10,4	10,4	Fibra de vidrio
4	2,09	1,8	2,4	Plástico
1,1		2,9	2,3	Polietileno
48		13,8	25,2	Hierro
0,2		15	10,1	Derivados petróleo
6,7	3,79	2,6	3,9	Plomo
4,2	150	646	319,2	Arena, gravilla
2,2		0,01	0,7	Vidrio, cerámicas
		0,07	0,0	Madera
1,4		0,05	0,5	Otros

Nos quedamos por tanto con la última columna junto con el material correspondiente para incorporar a las salidas del modelo, no realizando, como sí se hizo en la tecnología *onshore*, una progresión de la necesidad de materiales hasta 2050 por falta de estudios encontrados respecto a ello, por lo que esta necesidad de materiales se mantendrá fija en el tiempo.

5.1.4 COSTE ECONÓMICO

Según NREL (National Renewable Energy Laboratory) el 71% del coste inicial de las plantas *onshore* es debido a la turbina, mientras que para los parques *offshore* la mayor partida, sobre un 38%, proviene del sistema que acompaña a las turbinas como el tendido eléctrico, la cimentación y la instalación, siendo las turbinas el 32% del coste total. Por ello, y a pesar de que hay habitualmente más horas equivalentes de viento, la energía eólica marina apenas ha sido implantada en comparación con la terrestre.

El coste de una instalación eléctrica o de una tecnología determinada siempre viene dado en unidades monetarias (€, \$, etc) dividido por unidad de potencia o bien de energía (W o Wh). Nuestro modelado se realiza en base a unidades de potencia, primero realizamos un estudio previo de la demanda necesaria prevista y a partir de ella determinamos cuánto ha de suplir la energía eólica *onshore* y *offshore* y cuánta potencia se necesitaría instalar para cubrir esa demanda. Podemos, por tanto, aplicar un coste fijo por unidad de potencia añadiendo el coste total del ciclo de vida, aplicar el coste por unidad de energía extraída o bien combinar ambos para realizar una simulación más cercana a la realidad, ya que los costes vienen dados por una inversión inicial y a continuación costes de operación y mantenimiento.

5.1.4.1 Coste económico total

A la hora de hablar de coste económico total, debemos usar el término LCOE (Levelised Cost Of Electricity), el cual viene definido simplifcadamente de la siguiente forma:

$$LCOE = \frac{\sum \text{costes totales sobre el ciclo de vida}}{\sum \text{energía producida sobre el ciclo de vida}} \quad (\text{€/kWh})$$

Este indicador es el que más determina la decisión entre tecnologías de producción de energía, tomando gran relevancia en el análisis de rentabilidad, por ello la eólica *offshore* está menos extendida que la *onshore*. Este parámetro

no tiene en cuenta todas las externalidades tales como impactos medioambientales².

No obstante, este indicador no está exento de variaciones al necesitar de análisis a futuro, donde pueden variar diferentes factores fijados para el cálculo. Para ilustrarlo, en <[43] NREL> se realiza un análisis de sensibilidad para el LCOE según diversos factores:

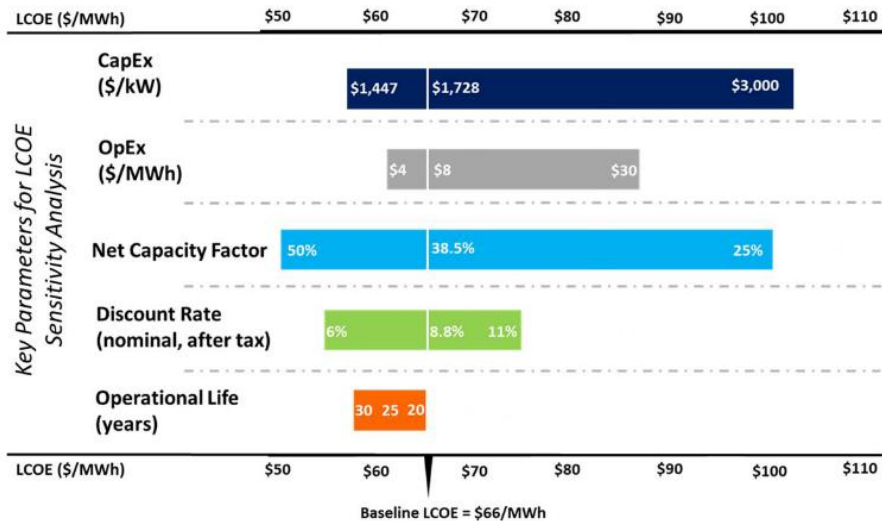


Figure 10. Sensitivity of offshore wind LCOE to key input parameters

Source: NREL

Dado que el precio varía sensiblemente según la región y/o el país debido a numerosos factores tales como la moneda, la cercanía de ciertas materias primas, las relaciones comerciales, etc... usaremos varias estimaciones dando especial relevancia a los datos recogidos en suelo europeo:

A la vista de los tres grupos de datos recogidos, realizamos una tabla comparativa para determinar en primer lugar el LCOE con el que vamos a trabajar al inicio de la simulación:

² Aunque no todos los LCOE incluyen los mismos costes, pueden o no, introducir los costes derivados por la red eléctrica, de financiación, etc. Asimismo podrían ser introducidos costes medioambientales a pesar de la dificultad que presentan a la hora de ser cuantificados.

Alemania (2013)			
Onshore	€/kWh	Offshore	€/kWh
High	0,11	High	0,19
Low	0,05	Low	0,12

Otros (2009-2015)			
Onshore	€/kWh	Offshore	€/kWh
High	0,07	High	0,16
Low	0,06	Low	0,11

UK (2016)			
Onshore	€/kWh	Offshore	€/kWh
High	0,07	High	0,16
Central	0,06	Central	0,14
Low	0,04	Low	0,12

Dinamarca (2015)	
Onshore	€/kWh
Central	0,07

Promedio			
Onshore	€/kWh	Offshore	€/kWh
	0,07		0,14

Datos Alemania: <[44] Fraunhofer>

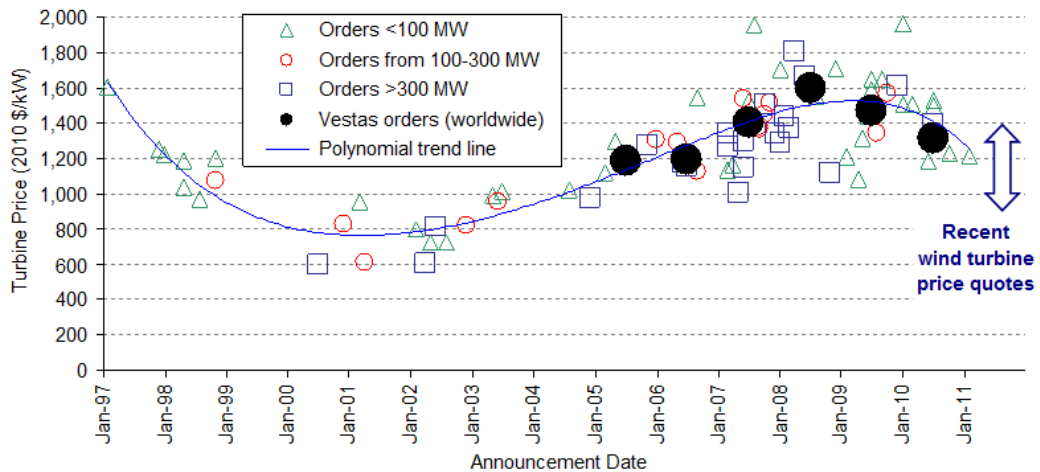
DATOS UK: <[45] BEIS> (CAMBIO LIBRA-EURO MARZO 2017).

Datos globales <[27] OpenEI (cambio dólar-euro Marzo 2017).

Datos Dinamarca: <[46] Danish Energy Agency>

En adelante tendremos en cuenta la media hallada para ambas tecnologías.

Para prever el coste para las siguientes décadas se pueden emplear distintos métodos, tales como la curva de aprendizaje, estudios expertos o modelos ingenieriles. La mayoría de estudios se basan en el primer método, que suele ser excesivamente simplificador ya que obvia límites que pueden hallarse intrínsecos en cualquier sistema, como limitaciones físicas de algunos recursos, fluctuaciones en el precio de las materias primas o factores económicos subyacentes. En la siguiente imagen podemos comprobar que no sólo influyen las curvas de aprendizaje en el coste de la energía eólica: hasta el año 2003 el coste de fabricación bajó año tras año, sin embargo podemos observar el sensible aumento en los años siguientes: una curva simple de aprendizaje no lo hubiera previsto:



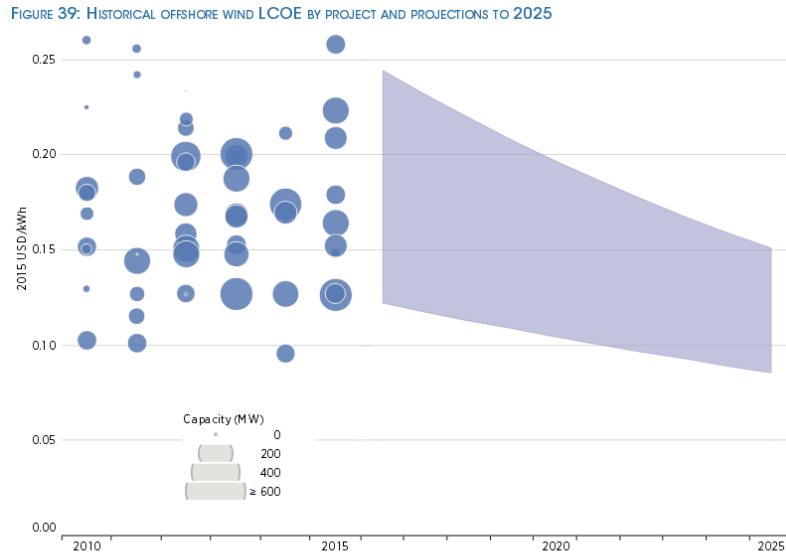
Fuente: [47] Wisser and Bolinger.

Hay infinitos factores que influyen en el coste, por lo que tendremos que limitarnos a observar los que parecen más importantes y a tener en cuenta otros estudios, principalmente los que han tenido más condicionantes en cuenta y, según criterio propio, mejor usados. En nuestro caso usaremos una curva intermedia propuesta por el *IEA Wind Task 26* donde se aglutinan diversos estudios y se estima una reducción del 20 al 30% del LCOE.

Para el coste por unidad de energía producida *onshore* tenemos en cuenta una disminución del 17% por década según <[26] IRENA>, que tiende a estabilizarse:

Año	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Variación		-8,50%	-17,00%	-25,50%	-34,00%	-42,50%
€/MWh	70	64,1	58,1	52,2	46,2	40,3

Respecto al LCOE *offshore* hemos estimado un valor inicial de 140€/MWh, pero su potencial de reducción es algo más peliagudo. IRENA destaca que hubo una reducción en UK del 11% entre 2010 y 2014, pero lo cierto es que no hay una tendencia clara, y debido a que los parques deberán situarse cada vez más alejados, el coste no parece claramente determinado a disminuir. Esto se ve claramente en un gráfico aportado por IRENA, donde las proyecciones no concuerdan con la tendencia:



Source: IRENA Renewable Cost Database and IRENA, 2016b.

Por tanto fijaremos el valor de 140€/MWh para todo el período 2017-2050. Los datos detallados están presentes en el anexo 3.4.

5.1.4.2 Coste económico inicial Onshore

Respecto al coste por kW instalado, partiremos del dato aportado por <[\[48\]](#) IEA> de 1400 €/kW para *onshore* (2015), y la tendencia a seguir será la siguiente, descrita en el informe de IRENA:

TABLE 5.3: DIFFERENT ESTIMATES OF THE POTENTIAL FOR COST REDUCTIONS IN THE INSTALLED COST OF ONSHORE WIND, 2011 TO 2050

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	(%)							
IEA				-18				-23
EWEA	-11	-22	-28	-29				
GWEC	-5 to -6	-9 to -12		-16 to -18				
Mott MacDonald		-12				-23		
US DOE				-10				

Sources: DOE, 2008; GWEC and Greenpeace, 2010; EWEA, 2011c; IEA, 2009 and Mott MacDonald, 2011

Fuente: [\[49\]](#) IRENA

De donde realizamos una media para cada año, quedando, desde 2011:

2015	2020	2025	2030	2040	2050
-8,3	-14,8	-28,0	-18,5	-23,0	-23,0

Y ajustamos linealmente los datos a 2015, ya que la tendencia está descrita para el periodo 2011 a 2050 y nuestro dato inicial es de 2015, suponemos entonces absorbida la bajada de - 8.3% de coste tras observar los datos aportados por IEA en el año 2011 y 2015:

Año	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Variación		-6,53%	-7,90%	-9,27%	-12,00%	-14,73%
€/kW	1400	1308,5	1289,4	1270,3	1232,0	1193,7

Fuente: datos: [49] IRENA y elaboración propia.

Offshore

Recogemos valores de varios estudios y los agrupamos, extrayendo una media:

Estudio	Máx (€/kW)	Mín (€/kW)	Media (€/kW)
IRENA (2015)	4610	2455	3532,5
NREL (2013)	4550	2460	3505
Fraunhofer IWES (2004-2014)	5360	3940	4650
BVG (2014)			2700
EWEA (2012)			3470
IEA (2016)			3670

Total			3588
-------	--	--	------

Fuentes: [26] IRENA, [43] NREL, [44] Fraunhofer, [50] BVG, [51] EWEA, [52] IEA.

Este dato (3588€/kW) lo usaremos para el año inicial, y lo mantendremos durante todo el estudio hasta el año 2050 ya que no se observa una disminución clara, habiendo gran incertidumbre respecto a los costes futuros:

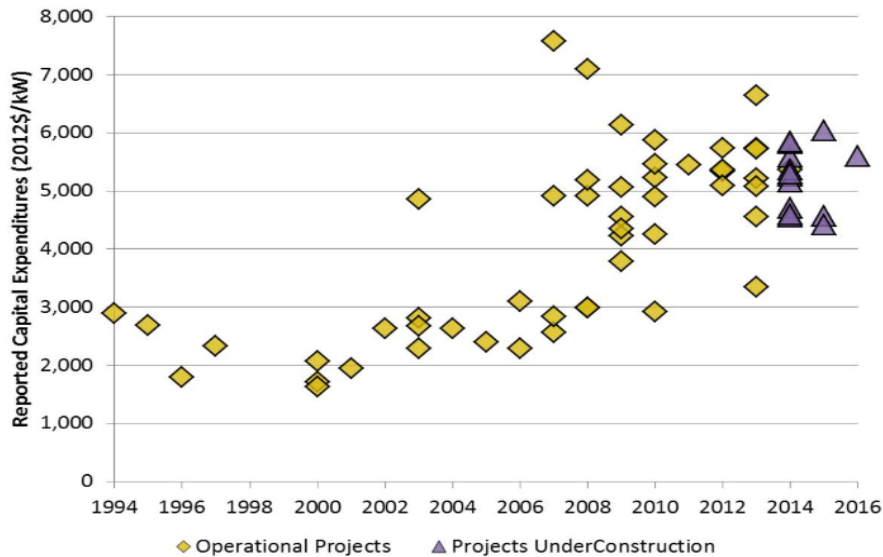


Figure 7. Reported capital costs for installed, under construction, contracted, and approved offshore wind projects in \$2012 (2000 to 2016)

Source: Hamilton et al. 2014

Costes económicos pasados

Para estimar el coste hasta el presente de la implantación de la energía eólica realizaremos la siguiente progresión:

En el caso de la tecnología *onshore*, tomaremos el valor de 2004 dado por <[\[49\]](#) IRENA> (1500 €/kW) y lo interpolaremos linealmente desde 2015 hacia atrás, obviando las observadas fluctuaciones dado el poco peso específico (por el aumento progresivo de la potencia total instalada) que tendrá para 2050 el coste de años anteriores al 2010. Respecto al LCOE para *onshore* mantendremos la tendencia de 2015-2020 pero hacia atrás.

En cuanto a la tecnología *offshore*, dada la reducción de costes observada en los últimos años y el poco peso específico respecto del total en 2050, se estima de forma aproximada un aumento del 10% por década (hacia atrás) tanto para el coste inicial como para el LCOE.

Resumen

En conclusión, para el modelado habrá un coste presente de 1400 €/kW y 70€/MWh para *onshore* y de 3588 €/kW y 140 €/ MWh para *offshore*, que irá variando a lo largo de los años como ya se ha indicado, estando los datos para cada año en el anexo 3.4.

Variaciones

Para la tecnología *onshore* hay mayor cantidad de datos por lo que suponemos más fiabilidad, por tanto la variación será uniforme para todo el periodo 1985-2050 desde un -5% hasta un +5%, tanto para el coste inicial como para el LCOE.

En cuanto a la tecnología *offshore*, realizamos un cálculo a partir de la siguiente fórmula, tanto para el coste inicial como para el LCOE de manera análoga a las variaciones en necesidades de energía propuestas, variando todo el periodo 1985-2050:

$$Coste_{modif} = Coste_0(1 - multiplicador_{2050} \cdot a^{(2050-año)})$$

Donde el multiplicador será, en tanto por uno, la reducción del coste en 2050, y a un valor arbitrario de 0.97 para el coste inicial y para el LCOE. Lo que se consigue con esta fórmula es subir o bajar la curva a lo largo del periodo estudiado, teniendo mayor peso dicha modificación a medida que nos acercamos a 2050. El rango de variación del multiplicador será, tanto para LCOE como para el coste inicial: [0, 0.3] (una reducción en 2050 de entre 0 a 30%), que arrojan unos valores para el coste inicial de [2511.6, 3588] y para el LCOE de [98 a 140]. Se aportan más detalles en anexo 3.4.

5.1.5 FACTORES DE CAPACIDAD Y SU EVOLUCIÓN

El factor de capacidad es vital en nuestro modelado ya que determinará la cantidad de energía suplida por cada MW instalado: a menor factor de capacidad menor energía generada y mayor potencia necesaria para un mismo supuesto de energía necesaria.

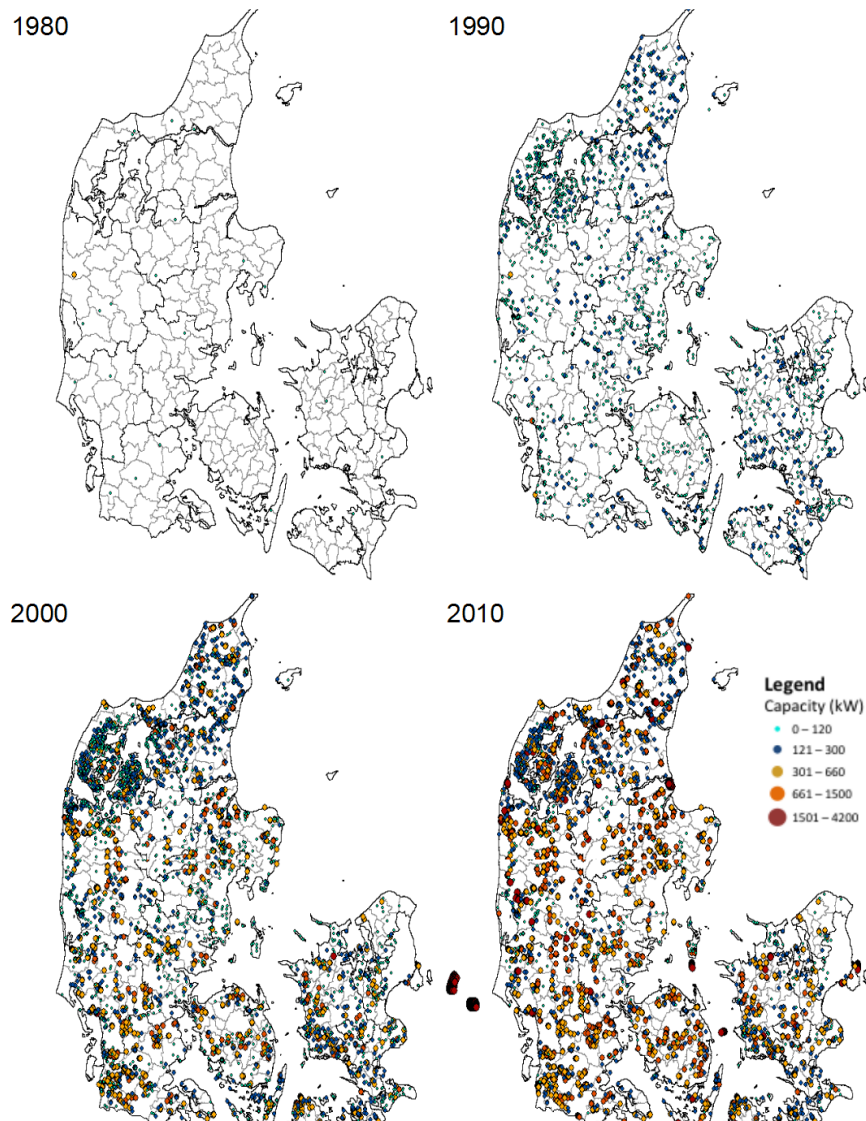
Tecnología *onshore*

Vamos a tratar de averiguar cómo se comporta el factor de capacidad respecto a la tecnología *onshore* según va aumentando la potencia instalada en una región determinada, dado que, no en todos los lugares sopla el mismo viento, que las primeras instalaciones se sitúan donde hay más recurso eólico y dado el avance tecnológico a la hora de mejorar el factor de capacidad. Para determinar cómo pueden ser las tendencias nos fijaremos en regiones o países con un desarrollo alto de la energía eólica, donde los mejores emplazamientos ya han sido explotados y los dos últimos factores citados ya han entrado en juego con claridad.

- Dinamarca

La potencia instalada en Dinamarca puede observarse gráficamente en la siguiente figura:

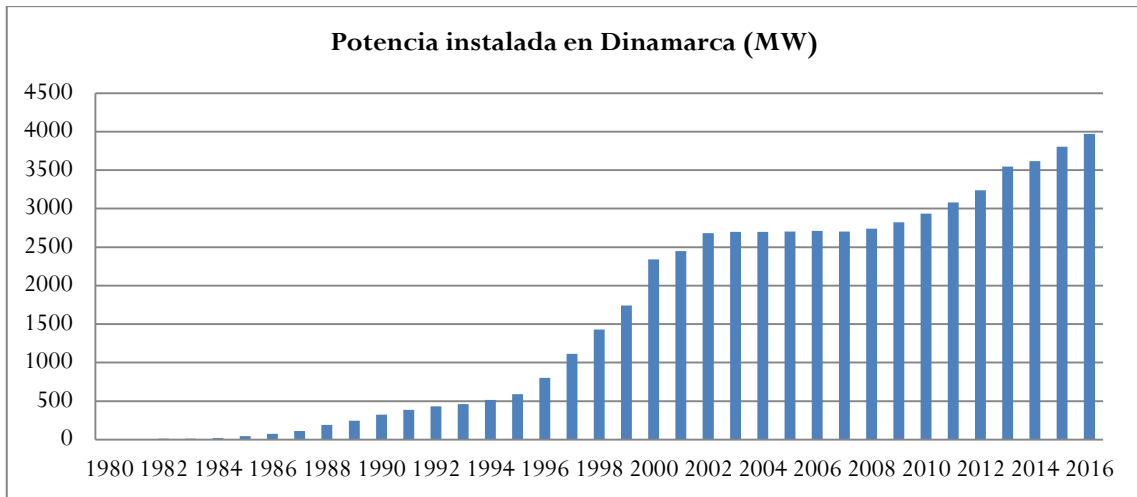
Figure 1: Snapshots of Installed Wind Turbines in Denmark



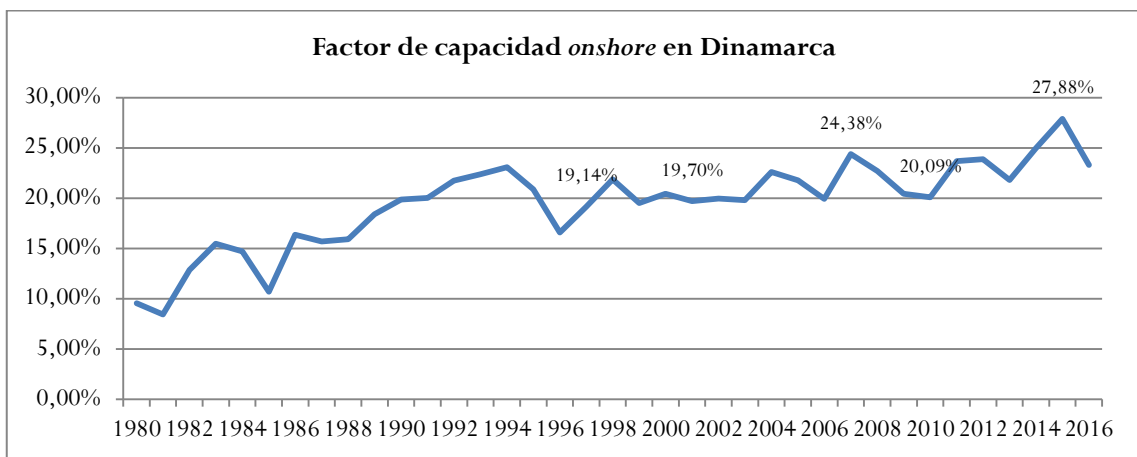
Fuente: http://www.des.ucdavis.edu/faculty/Lin/DKwind_paper.pdf

Vemos cómo se han instalado numerosas turbinas eólicas en toda la región (más de 3000 de distintas potencias) en 30 años. Esto nos facilita el trabajo a la hora de observar la evolución de la eólica en una determinada zona o país, ya que tenemos datos reales en zonas con gran densidad eólica.

Observamos la potencia instalada en Dinamarca a lo largo de las últimas décadas y la evolución del factor de capacidad en ese mismo periodo:



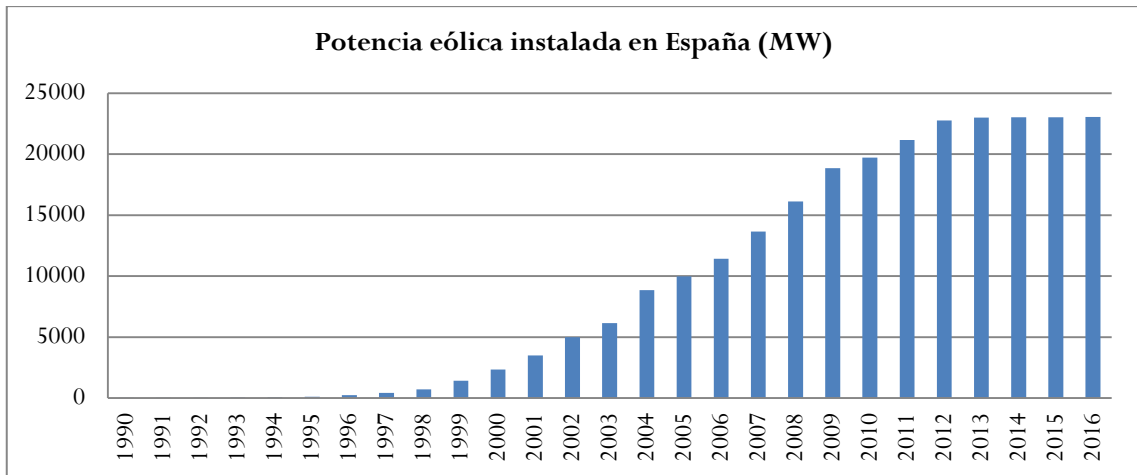
Fuente: [33] Danish Energy Agency



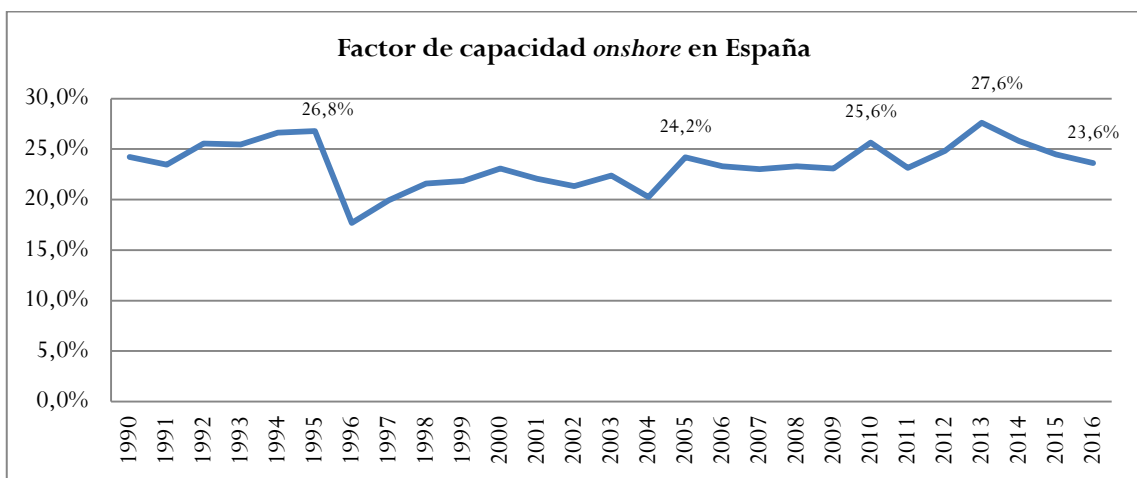
Fuente: datos potencia y energía generada -[33] Danish Energy Agency y elaboración propia

Los datos relevantes se observan a partir de 1996 aproximadamente, dado el bajo valor de potencia instalada anterior. Se observa una tendencia general a estabilizarse en el entorno del 24%. También se observa que, en cada escalón o aumento interanual de potencia instalada mejora a su vez el factor de capacidad, pudiendo ser debido a la mejora tecnológica implantada en dichos parques nuevos.

- España



Fuente: [53] REE



Fuente: datos potencia y energía generada -[53] REE. Elaboración propia

Obviando la bajada de factor de capacidad debido a las puntuales faltas de penetración en la red y a los días de parada a pesar de haber viento por un precio excesivamente bajo, la tendencia del factor de capacidad tiende a mantenerse entorno al 25% y es probable que bajara a medida que se fueran ocupando más emplazamientos.

En ambos países observamos la misma tendencia: crecimiento más o menos alto en los primeros años y después un estancamiento de ese crecimiento. Es significativo también que el máximo para ambos países sea parecido. Las razones de este estancamiento pueden ser múltiples, desde la ocupación -ya mencionada- de los mejores emplazamientos, hasta una disminución de la fuerza del viento a medida que se instalan gran cantidad de parques en una zona determinada, lo cual indica -sin demostrar- <[54] Bach, Paul-Frederik>. Todo parece indicar que el factor de capacidad tenderá a disminuir a medida que se intente aprovechar energía eólica de emplazamientos “regulares”, ya que se necesitarán grandes turbinas para posibilitar el arranque a bajas velocidades y aprovechar esos emplazamientos de menor velocidad media del viento; esto

no significa que se extraiga menos energía, sino que se extraerá más pero costará más infraestructura extraerla.

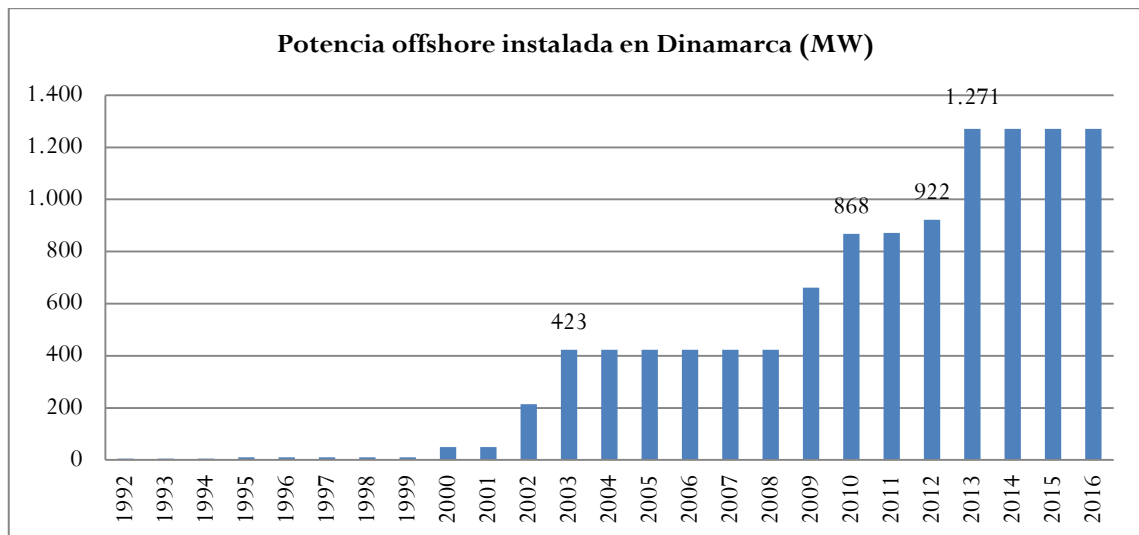
Es también reseñable la diferencia en el factor de capacidad danés y el español: el parque danés es más antiguo y tiene valores menores, pero aún parece que tiene mayor margen de mejora, sin embargo el español, con parques más recientes, parece haberse estabilizado.

En conclusión, y dado que no todos los países europeos tienen tanta potencia instalada o densidad de potencia eólica por superficie como España o Dinamarca ni las mismas condiciones de viento, para nuestro estudio seguiremos una senda que asciende debido a la mejora tecnológica hasta el entorno del 25% pero que desacelera debido al copado de las mejores ubicaciones. Dicha curva será en cualquier caso inferior a la propuesta por el “Roadmap 2050”. Al final del presente capítulo se tratará este punto.

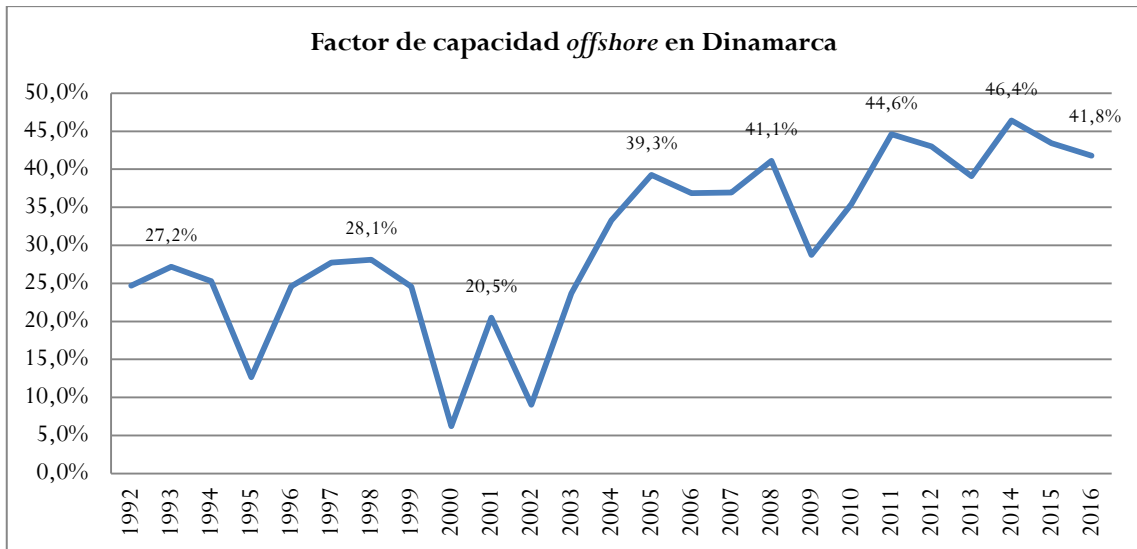
Tecnología offshore

Respecto a la tecnología marina tenemos menos datos en cuanto al desarrollo de la misma. Para determinar el factor o los factores a usar a lo largo del tiempo, nos apoyaremos en la evolución del factor de capacidad danés y del de un conglomerado de estudios recogido en <[\[27\]](#) OpenEI>.

Los datos del caso danés son los siguientes:



Fuente: [\[33\]](#) Danish Energy Agency

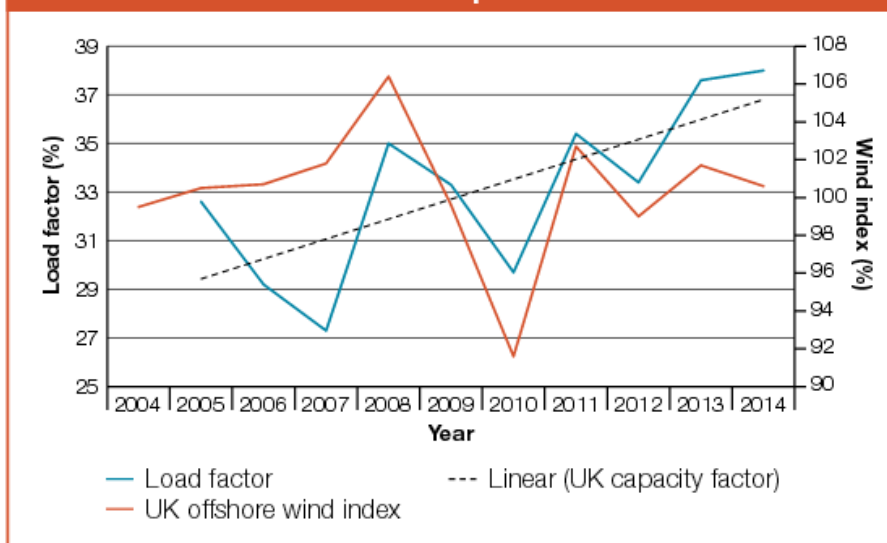


Fuente: datos potencia y energía generada: [33] Danish Energy Agency. Factor de capacidad: elaboración propia

Aunque en este caso la potencia instalada es quizá insuficiente hasta el 2003 (donde empieza a haber una potencia instalada total relevante) para realizar una evaluación fiable del factor de capacidad, observamos nuevamente una tendencia similar a la descrita en la tecnología *onshore*: un relativo crecimiento que desacelera. En este caso, dado que la potencia *offshore* es instalada de forma mucho más escalonada o menos paulatina, cuando se colocan nuevos parques (en 2002-2003, 2008-2009 o 2012-2013) se observa un aumento del factor de capacidad, el cual podríamos atribuir al avance tecnológico. La tendencia general de la tecnología *offshore* es a situar los parques más alejados de la costa, lo cual aumenta las pérdidas en el transporte disminuyendo el factor de capacidad, y a la vez mejora la distribución de weibull, lo cual aumentaría el factor de capacidad; Dados estos factores, el futuro de la eólica *offshore* es incierto dadas las evidentes dificultades que genera el mar, su profundidad y su meteorología. En España, uno de los países punteros en energía eólica terrestre, no hay ni un solo parque eólico marino, siendo Dinamarca una excepción mundial debido a sus condiciones favorables (baja profundidad del lecho marino alejado de la costa).

En el caso de Reino Unido, con la mayor potencia instalada de Europa, se obtuvieron los siguientes datos hasta 2014:

Figure 14: Actual Annual Load Factor for fully commissioned wind farms compared to UK wind index



Añadiendo a lo obtenido en Dinamarca y Reino Unido, tenemos diversos estudios a los que nos remitiremos para determinar el factor de capacidad *offshore*. En <[\[27\]](#) OpenEI> se realiza una muestra de diferentes análisis, desde 2010 a 2015, donde la media resultante es de 39%, con una varianza bastante pequeña. En <[\[55\]](#) NREL> se propone un factor de capacidad de 44% en 2050. Por tanto, y a la vista de los datos obtenidos, proponemos una evolución lineal del factor de capacidad hasta 2050, desde un 39% en la actualidad (2017) hasta un 44% en 2050.

Variaciones a la senda marcada por “Roadmap 2050”

A partir de lo comentado en el apartado 4.2 y en el presente punto, pasamos a aplicar las divergencias existentes entre lo propuesto por el “Roadmap 2050” y las predicciones propias. El factor de capacidad propuesto inicialmente puede ser modificado para observar la variación en el comportamiento del modelo. Para ello usaremos un multiplicador del factor de capacidad. Para acotar los valores de dicho multiplicador debemos conocer los límites que provoca en el propio factor de capacidad para no realizar análisis irreales, por tanto en primer lugar presentamos los datos de FC estimados para cumplir lo propuesto por el Roadmap a partir de 2017 (datos completos en anexo 3.5):

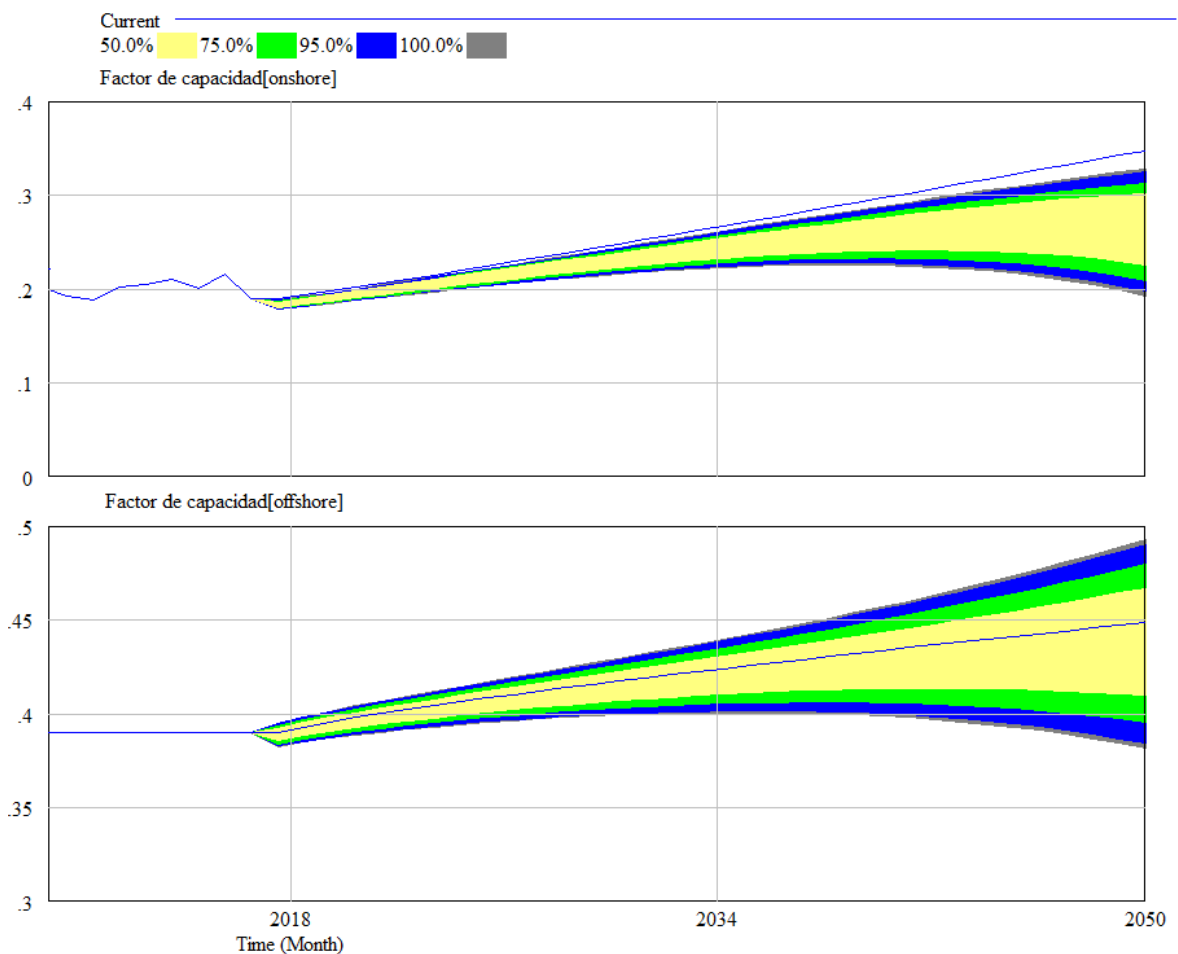
Año	<i>onshore</i>	<i>offshore</i>
2020	20,2%	39,8%
2030	24,8%	41,7%
2040	29,7%	43,4%
2050	34,7%	44,8%

De manera análoga a lo expuesta para las necesidades de energía (capítulo 5.1.1), se aplica un multiplicador anual que variará los valores del factor de capacidad para cada año, siguiendo la siguiente fórmula:

$$FC_{modif} = FC_0 - FC_0 \cdot multiplicador_{2050} \cdot 0.94^{(2050-año)}$$

Siendo el $FC_{modificado}$ el nuevo factor de capacidad para el año x , el $multiplicador_{2050}$ el valor en tanto por uno del FC que buscamos en 2050 (por ejemplo, si buscamos un FC un 20% menor al inicial para 2050 introducimos 0.2) y 0.94 un parámetro arbitrario para ambas tecnologías. Más en anexo 3.5.

Tras aplicar la fórmula debemos acotar los parámetros que ofrecen una tendencia coherente. Para acotar dichos parámetros e introducirlos a continuación en un análisis de sensibilidad nos apoyamos en una hoja Excel y mediante ensayos prueba y error obtenemos las acotaciones que arrojan resultados coherentes: *onshore* → [0.05, 0.45] y *offshore* → [(-0.1), 0.15], las cuales, una vez introducidas en el modelo y realizado un análisis de sensibilidad al factor de capacidad final anual, nos dejan los siguientes abanicos:



Fuente: elaboración propia

Los porcentajes corresponden a la probabilidad de que se dé cada uno de los escenarios teniendo en cuenta que los parámetros introducidos siguen una

distribución uniforme. Se observa que para *onshore* las estimaciones de variación están siempre por debajo de lo propuesto por el Roadmap, por lo que con toda seguridad respecto a *onshore* las conclusiones divergirán. En la tecnología *offshore* también se observa que las estimaciones probabilísticas tienden a la baja respecto de la propuesta para el Roadmap, pero la línea original que concuerda con el Roadmap entra dentro de las predicciones propias, tal y como se comentó en el apartado 4.2.

5.1.6 TIEMPOS DE ESTUDIO, TRAMITACIÓN Y CONSTRUCCIÓN

Para los tiempos de estudio, tramitación y construcción se supondrán 6 meses para cada uno en ambas tecnologías, excepto para el tiempo de estudio de la eólica marina, que se supondrá de 1 mes dada la constancia de los vientos lejos de la costa.

	<i>onshore</i>	<i>offshore</i>
Tiempo tramitación	0,5	0,5
Tiempo estudio emplazamiento	0,5	0,1
Tiempo construcción	0,5	0,5

5.1.7 POLÍTICA O PLANIFICACIÓN EXTERNA

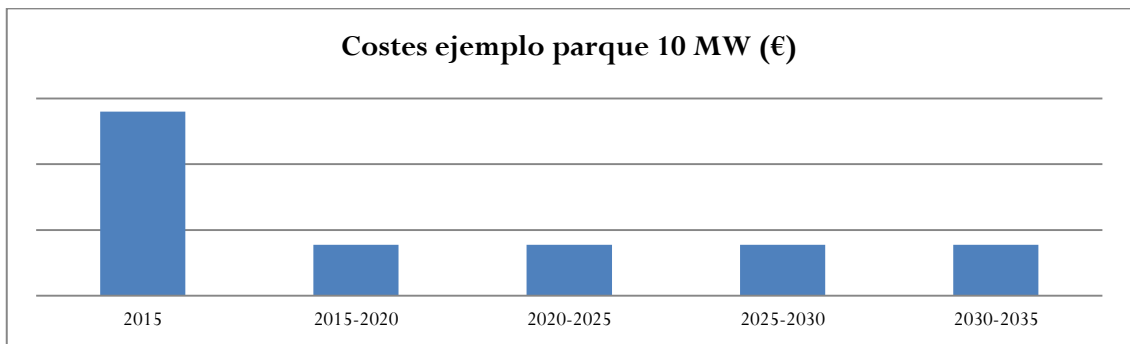
Hemos visto en el apartado 4.1 lo propuesto anualmente de forma aproximada por el “Roadmap 2050”. Sin embargo nuestro modelo no debe imponer directamente toda la potencia que ha de ser instalada debido a que las variaciones ya comentadas en anteriores apartados provocan en determinados casos que la potencia instalada sea menor, por lo que si proponemos un límite inferior el modelo solo podrá variar a partir de dichos valores. Por tanto se propone una disminución sensible a lo propuesto por el “Roadmap 2050”, contenida en la tabla 3 del anexo 3.6, que aportará un límite inferior más bajo de instalaciones y también estabilidad al sistema.

5.2 ELEMENTOS DE SALIDA

Son elementos que entregan una información a partir de la simulación del modelo. Los resultados no son siempre únicos, habiendo en ocasiones abanicos de posibilidades, los cuales se comentarán en el punto 6 de simulaciones.

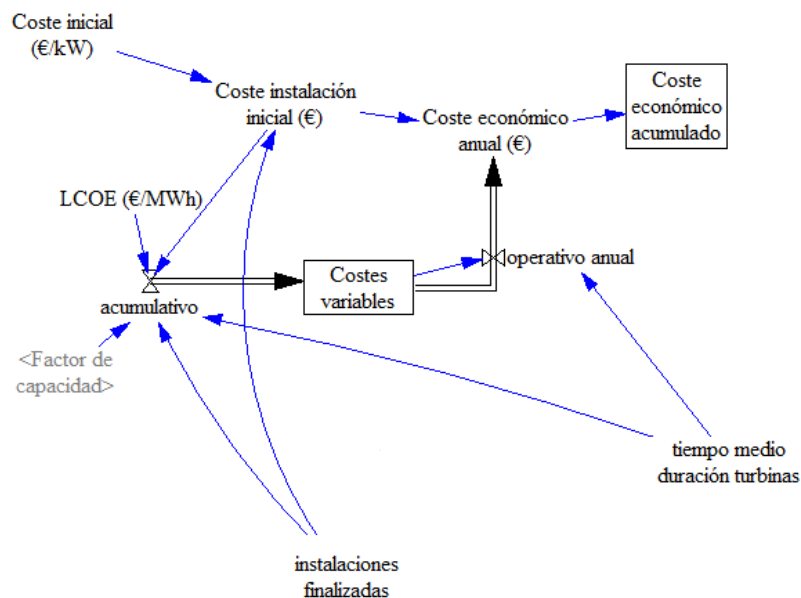
5.2.1 COSTE ECONÓMICO

El primer coste se realizará en el momento del inicio de la construcción y lo restante a lo largo de la vida útil de la nueva instalación teniendo en cuenta el factor de capacidad y la energía a generar, de forma que si en el año 2015 se instalan “P” MW de potencia, los costes se repartirían de la siguiente manera:



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Con el factor de capacidad se halla el coste total LCOE y se le resta la inversión inicial. Nos apoyaremos en una captura del modelo para explicar el funcionamiento:



A partir de las “instalaciones finalizadas” y del “coste inicial (€/kW)”, se calcula el “coste instalación inicial (€)”, que es sumado directamente al coste económico anual. Por otro lado, a partir del “LCOE (€/MWh)”, las “instalaciones

finalizadas”, el “tiempo medio de duración de turbinas”, el “factor de capacidad” y el “coste de instalación inicial (€)”, se calcula el “acumulativo”, que es el coste total de vida de las instalaciones finalizadas restado ya el coste inicial. Este “acumulativo” entra en el nivel de “Costes variables”, el cual segrega dichos costes mediante el “operativo anual” y el “tiempo medio de duración turbinas”, dividiendo la cantidad total presente en el nivel o caja entre el tiempo medio de duración turbinas, fraccionando los costes variables a lo largo de los años. Tanto el “operativo anual” como el “coste de instalación inicial (€)” se suman resultando el “Coste económico anual (€)”, que aporta el coste total económico de cada año teniendo en cuenta las partes variables y las fijas. Dicho coste a su vez se va acumulando finalmente en el nivel de “Coste económico acumulado” que informa del coste total económico en todo el periodo estudiado.

5.2.2 IMPACTOS ECOLÓGICOS

5.2.2.1 Consumo de agua

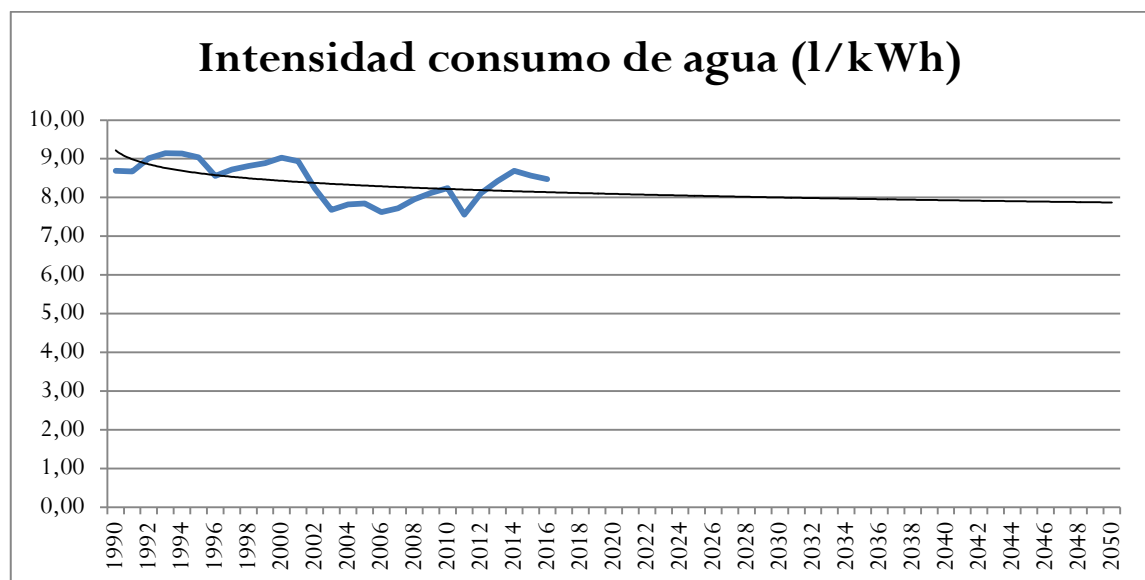
Respecto al consumo de agua, la eólica tiene una ventaja mayúscula, ya que no requiere de refrigeración como las plantas convencionales, las cuales usan habitualmente agua, por lo que el consumo de agua por unidad de energía producida es mucho más bajo. Según <[\[56\]](#) R. Saidur, N.A. Rahim et al > el consumo de agua es de 0.004 l/kWh para la eólica, mientras que para el ciclo combinado de gas es de 0.95 l/kWh, y para la nuclear 2.3 l/kWh, lo cual supone un consumo entre 237 y 545 veces mayor que la eólica para el gas y la nuclear respectivamente. Mientras, para el petróleo 1.6 l/kWh, para solar 0.11 l/kWh y para carbón 1.9 l/kWh. <[\[57\]](#) EWEA> supone 2.7 l/kWh para la nuclear, 1.9 l/kWh para carbón y 0.7 l/kWh para gas. Otro estudio, recogido en el gráfico 5.2.2.2.1 de anexos propone distintos valores.

A partir de estos datos y la media estimada por <[\[58\]](#) Macknick, R Newmark, G Heath and K C Hallet > elaboramos una relación de gastos de agua por unidad de energía producida, que luego incorporaremos al mix y servirá para calcular el consumo de agua (evitado) por la energía eólica. Hay que tener en cuenta que este resultado pretende poner en orden de magnitud el problema y las soluciones respecto a la escasez de agua, no realizar un cálculo exhaustivo; se propone como una salida más del modelo que enriquece la comprensión de las magnitudes que se manejan en el campo de la energía eléctrica.

	Eólica	FV	Geotérmica	CSP	Nuclear	Gas natural CT	CC	CC con CCS	Carbón	Carbón con CCS	Der. petróleo	Hidráulica	Biomasa
consumo l/kWh	0	0,11			2,30		0,95		1,90		1,60		
					2,70		0,70		1,90				
		0,30	1,10	3,78	2,93	0,30	0,85		1,70				
												68,00	
Promedio	0	0,21	1,15	3,59	2,56	0,30	0,84	1,50	1,83	2,10	1,60	42,50	0,90

Fuentes: Fila 1: [56] R. Saidur, N.A. Rahim et al. Fila 2: [57] EWEA. Fila 3: [60] Douglas Arent, Jeffrey Logan. Fila 4: <[59] P. Torcellini, N. Long and R. Judkoff. Fila 5: [58] Macknick, R Newmark, G Heath and K C Hallet. Datos ponderados de forma cualitativa.

A partir de los promedios obtenidos para cada tecnología, elaboramos el gasto histórico y una tendencia de forma aproximativa hasta 2050, la cual podremos contrastar con el gasto de agua provocado por la energía eólica para obtener el previsible ahorro de la implantación de dicha energía sobre otras:



Fuente: elaboración propia a partir de [24] IEA sobre energía generada por cada tecnología e intensidad de consumo de agua por tecnología, expuesta en el presente capítulo.

Como vemos, el consumo de agua sigue una trayectoria ligeramente descendente con un repunte en los últimos años, por lo que se propone un descenso muy pausado hasta 2050 para calcular el ahorro de agua respecto a la energía eólica. Partiremos pues, de forma aproximada y exponencial, desde un valor en 2017 de 8.4 l/kWh hasta un valor de 7.8 l/kWh en 2050. La formulación exacta de los datos vienen recogidos en anexo 4.1.

5.2.2.2 Balance CO2

Vamos a estimar el CO2 que se podría evitar emitir a la atmósfera siguiendo el modelo. En primer lugar tenemos que tener claros dos datos: la emisión que provoca un escenario con energía eólica y la que provocaría un escenario sin dicha energía. Hablamos de escenario porque no se puede –si queremos ser rigurosos- realizar una simple operación matemática tal como la suma o la resta: el hecho de que la energía eólica esté más o menos presente significa que otras tecnologías estén más o menos presentes también; si tenemos un mix con eólica y solar, tendremos mayores variaciones puntuales debido a las rachas de viento o intervalos nubosos (sobreofertas o subofertas), por lo que necesitaremos tecnologías de rápida variación de potencia. Por tanto, aunque a posteriori en el modelo usemos simplificaciones, es importante denotar la complejidad que entraña el sistema real y evitar análisis simplistas o, en caso de simplificar un análisis, señalarlo claramente. Tal y como indica <[\[61\]](#) R Camilla Thomson, Gareth P Harrison >:

“Understanding the economics of wind energy is vitally important to ensure a rational discussion about the role of wind power within the energy mix. The challenge is that ‘cost’ means different things to different people, with often conflicting views apparently supported by ‘evidence’. In part this is due to confusion about current and likely future costs of generation, what might be included or excluded in estimates and the characteristics of wind relative to other generation types. Additionally, there is conflation of ‘costs’, ‘prices’ within the power markets and ‘subsidies’... firstly, wind power generation is not zero carbon, as greenhouse gases are emitted during installation, maintenance and decommissioning; secondly, wind power will not replace all forms of conventional generation equally, so the true carbon emissions displacement will depend upon a combination of factors.”

Aproximación a emisiones de CO2 equivalente a partir de materiales

Para conocer la cantidad de CO2 equivalente hemos de apoyarnos en estudios de ciclo de vida (LCA), desde los cuales se tiene una perspectiva global de los procesos a llevar a cabo en la implantación de parques eólicos. La mayoría de estudios sitúan en 10-12g CO2 eq./kWh <[\[62\]](#) NREL>. Podemos realizar una aproximación a este valor mediante los materiales necesarios y la intensidad de emisiones de cada material, desde <[\[63\]](#) Schleisner, L> y dicho desglose nos arroja los siguientes datos respecto a treinta y tres turbinas Vestas de 3 MW de potencia:

Emissiones (g/Kg)	SO ₂	NO _x	CO ₂	N ₂ O	CH ₄	NM VOC (non-methane volatile organic compounds)	CO	CO ₂ eq. (g/Kg material)	Emissiones (t CO ₂ /MW)	kg/MW
Steel	14,5	43047,0	2306,0	0,07	0,04	0,16	0,93	2327,86	267,7	115000
Aluminium	21,0	42309,0	3433,5	0,11	0,06	0,15	0,75	3466,2275	27,9	8050
Copper	35,6	23,2	6536,0	0,19	0,16	0,25	1,57	6596,62	16,5	2500
Plast (polyester/epoxy)	22,9	14,7	3941,0	0,12	0,08	0,20	1,10	3978,76	39,0	9800
PVC	14,8	10,5	3113,0	0,09	0,09	0,20	1,04	3142,07		
Rubber	16,1	10,6	2298,0	0,10	0,06	0,18	1,06	2329,3		
Reinforced Iron (rebars)	14,6	8,9	3114,0	0,09	0,06	0,18	1,57	3142,32		
Concrete	0,0	2,5	703,0	0,00	0,00	0,00	0,00	703	414,8	590000
Lead	18,2	19,8	2953,0	0,11	0,07	0,55	2,03	2987,53		
Zinc	47,5	35,7	6648,0	0,23	0,12	0,60	2,39	6719,54		
Float Glass	0,9	2,4	581,0	0,01	0,04	0,15	0,66	584,98		
Packing Glass	1,6	2,5	551,0	0,01	0,03	0,14	0,64	554,73		
Rock Wool (/m ³)	6,1	2,8	1042,0	0,03	0,02	0,06	0,82	1051,44		
Glass Wool (/m ³)	5,0	3,2	835,0	0,03	0,03	0,08	0,36	844,69		
									765,9	
									Total	
									(t CO₂/MW)	

Fuente: [63] Schleisner, L y materiales en apartado 5.1.3

De donde, a partir del dato obtenido (765.9 t CO₂ equivalente/MW), tomando un factor de capacidad de 0.25 y una vida útil de 20 años, obtenemos un total de:

$$\frac{765.9 \text{ t CO}_2 \text{ eq./MW}}{0.25 * \frac{8760h}{\text{año}} * 20 \text{ años}} = 17.49 \text{ g/kWh}$$

Valor que se aproxima al de los estudios ya citados.

Intensidad de emisión de tecnologías de generación eléctrica

Si comparamos las emisiones de CO₂ equivalente debidas a la instalación de parques eólicos respecto a las emisiones generadas mediante el mix convencional actual (por ejemplo el español), el orden de magnitud de las emisiones es mucho menor en la eólica, por ello se obvian las emisiones en diversos estudios, como hace <[64] IDAE>. Por tanto nuestro modelo debe

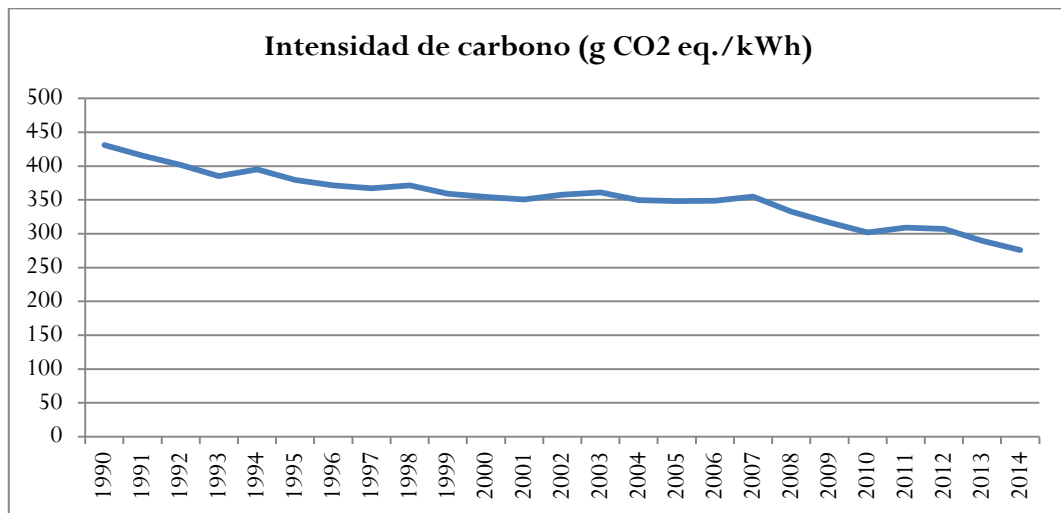
arrojar una relevante cantidad de CO2 equivalente evitado. La intensidad del carbón de cada tecnología viene recogida en la siguiente tabla:

Tecnología	Factor intensidad gCO2 eq./kWh
Carbón	820
Carbón CCS	247
Carbón CCS retrofit	247
Gas	490
Gas CCS	155
Gas CCS retrofit	155
Nuclear	12
Eólica <i>onshore</i>	12
Eólica <i>offshore</i>	12
Solar fotovoltaica	45
Solar de concentración	45
Biomasa	230
Geotérmica	24
Hidráulica	24

Fuente: [29] IPCC

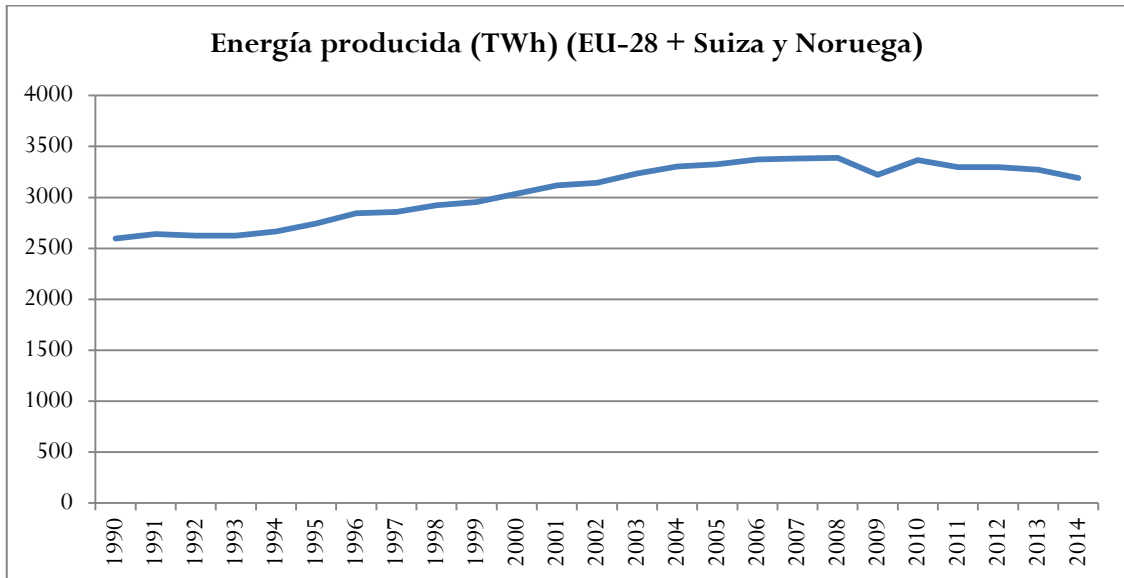
Emisiones históricas de la generación eléctrica

A partir de la intensidad de emisiones de cada tecnología se podría, teniendo en cuenta la cuota de cada tecnología y calculando la diferencia entre un escenario base y el proyectado, determinar cuánto CO2 se habrá evitado emitir a la atmósfera. Otra forma de aproximarse a la emisión de CO2 sería seguir la tendencia de dichas emisiones, sin desgranar en cada tecnología, desde este punto de vista pasamos a observar la evolución histórica:



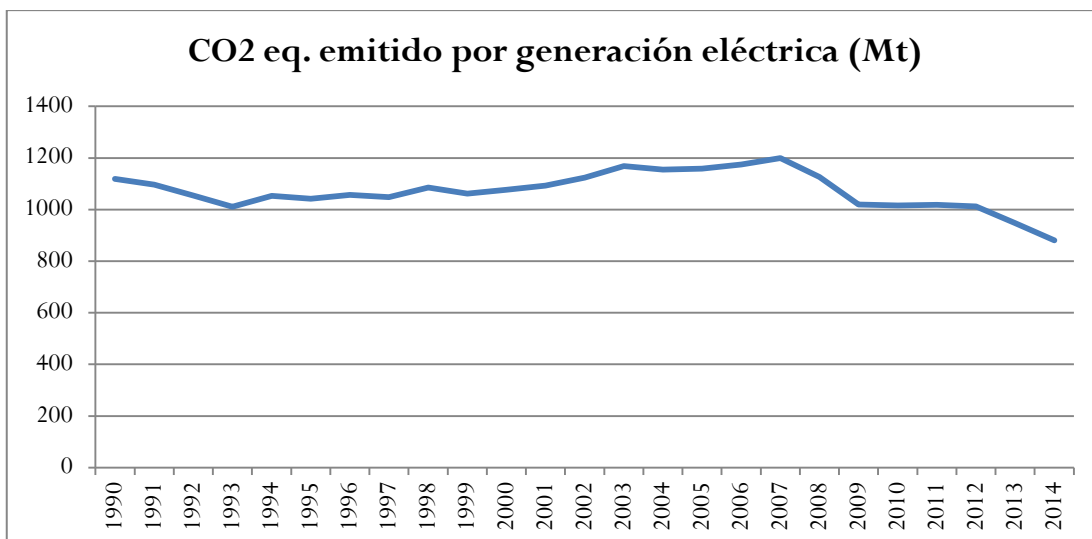
Fuente: [65] EEA

Por un lado, la intensidad de carbono ha sufrido un descenso, debido a la penetración de renovables y la mejora de eficiencia. Por otro lado tenemos que tener en cuenta la energía consumida, ya que lo relevante es conocer cuántas toneladas de CO2 equivalente se han emitido, siendo dicha cantidad el resultado del producto entre la intensidad de carbono y la energía consumida:



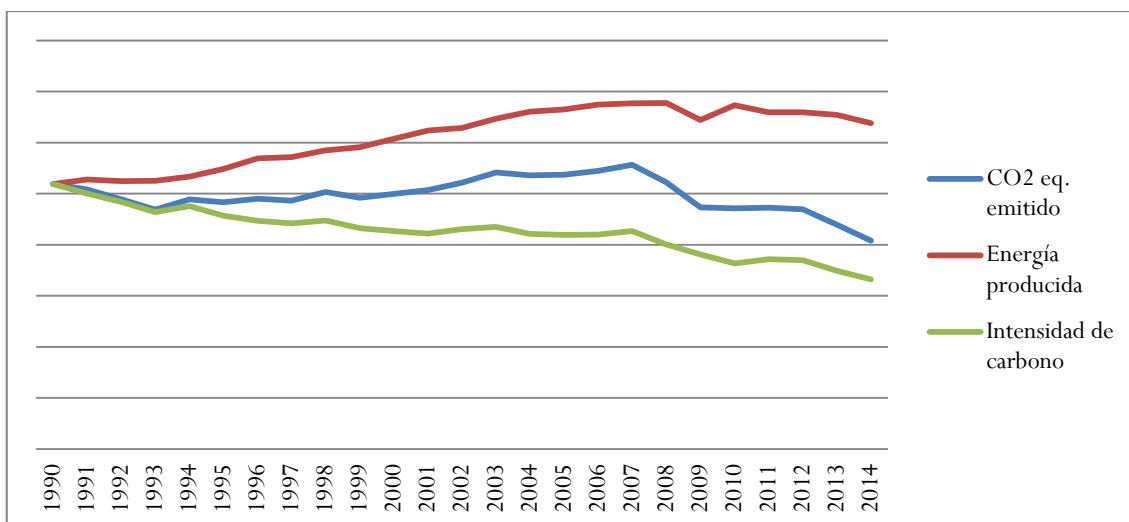
Fuente: [24] IEA

Mientras que la intensidad del carbono ha disminuido, la energía consumida ha aumentado, se ha estabilizado y finalmente ha disminuido los últimos años. Dado el sistema económico actual, no se prevé una disminución sostenida en la energía producida mientras no haya un cambio radical en las políticas; el “Roadmap 2050” proyecta un aumento del consumo eléctrico para 2050 de entre un 89 y un 85% respecto al consumo de 1990, por lo que si queremos disminuir las emisiones un 80% para toda la economía y un 100% para la generación eléctrica respecto de las emisiones de 1990, tendremos que reducir el factor de intensidad del carbono hasta un 89.5% respecto del de 1990 o hasta un 86% respecto del de 2014 (hasta un 100% respecto a la generación eléctrica). Por tanto, es un gran reto disminuir la cantidad total de CO2 equivalente emitido si uno de los dos factores sigue aumentando. Vemos la evolución en toneladas de CO2 equivalente emitido en las últimas décadas, donde no parece haber una tendencia definida para todo el periodo:



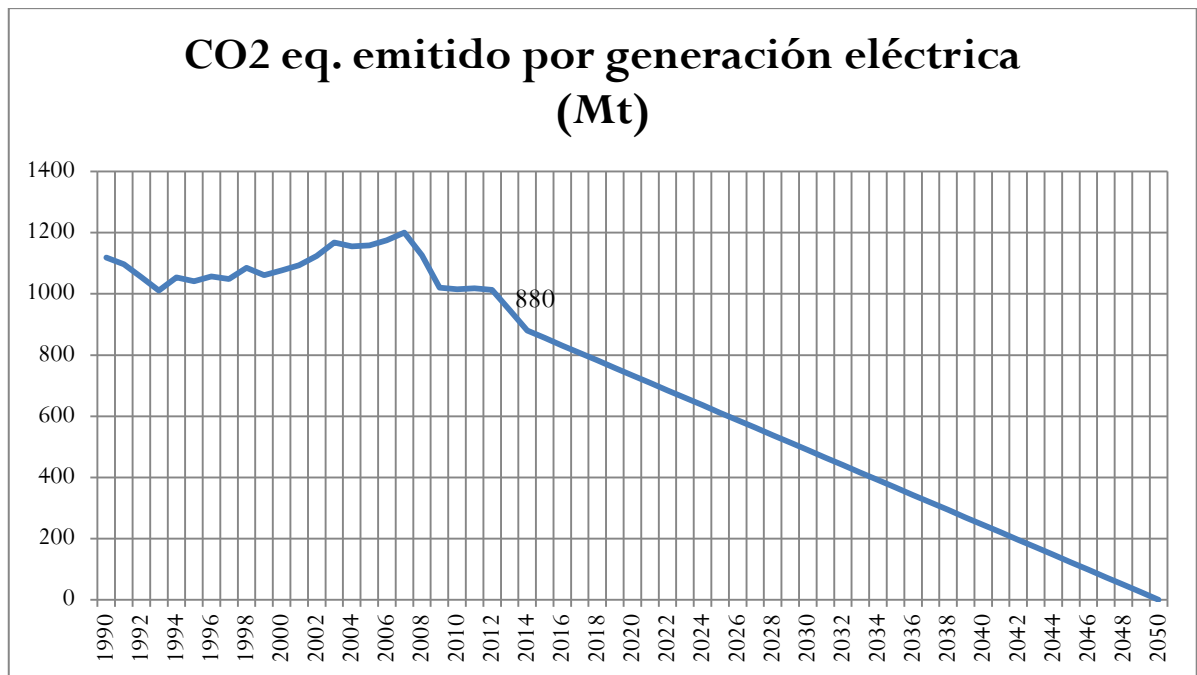
Fuente: elaboración propia a partir de [24] IEA y [65] EEA

En el siguiente gráfico observamos cómo, habiendo observado un descenso continuado de la intensidad del carbono desde 1990, la variación del consumo ha provocado que ese descenso no se reflejara en la cantidad de CO2 equivalente emitido mientras dicho consumo aumentaba, observándose descensos en la cantidad emitida sólo en periodos en que también ha disminuido la cantidad de energía producida. En otras palabras, si la demanda eléctrica aumenta se hace harto difícil que la cantidad de CO2 equivalente emitido sea menor:



Fuentes: energía producida: [24] IEA. Intensidad de carbono: [65] EEA. Datos sin escala

Las proyecciones para cumplir el “Roadmap 2050” son las siguientes; en ellas se observa la necesidad de un descenso grande y sostenido de alrededor de 49 Mt cada año; dicho descenso se ha observado solamente en intervalos, como se ha comentado, de descenso de producción eléctrica, como el último observado 2012 a 2014 con un descenso interanual de 29 Mt (2012-2013) y de 52 Mt (2013-2014).

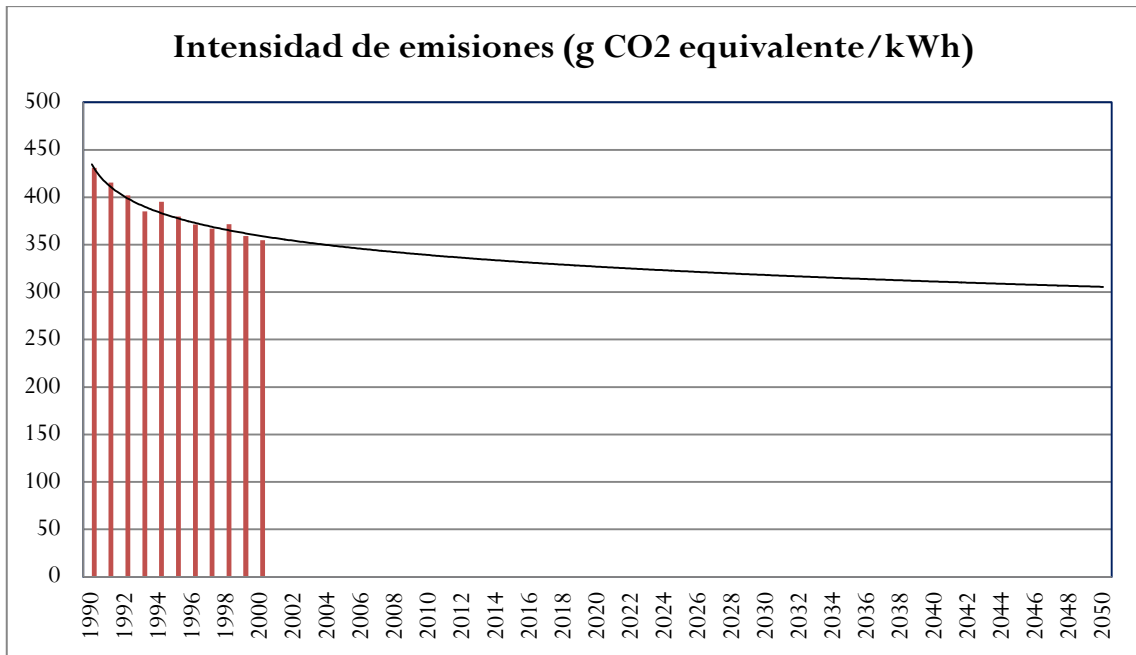


Fuente: [65] EEA (hasta 2014) y proyecciones "Roadmap 2050" <[23] ECF> (-80% emisiones respecto de 1990, elaboración propia)

Cálculo de emisiones CO2

Se proponen dos métodos de cálculo: uno simple en el que se restan directamente la diferencia de emisiones entre la eólica y las demás tecnologías en base a una determinada cantidad de energía producida, y otro en que se tiene en cuenta la tendencia base del mix, que pasamos a explicar.

A la hora de calcular la cantidad de CO2 evitado por la energía eólica, partiremos de una premisa: ¿Cuánto CO2 se emitiría (por unidad de energía) sin la energía eólica? A continuación, teniendo en cuenta la intensidad de carbono de la eólica, se hallan las emisiones evitadas "brutas". A partir de ese dato, y teniendo en cuenta que la eólica produce "rampas" en la producción/demanda que han de ser absorbidas por otras tecnologías (entre ellas de gas), y otros factores como las pérdidas en la red, aplicaremos un factor de corrección al dato obtenido bruto de CO2 evitado mediante la producción eólica. La emisión de la energía eólica se fija en 11g/kWh, mientras que las emisiones base sin eólica serán las siguientes:



Fuente: [\[65\]](#) EEA

Dado que hasta el comienzo del siglo no se había apenas implementado potencia eólica significativa en Europa, se toman los datos hasta el 2000. No obstante la tendencia apenas cambia tras la penetración en los años siguientes de la energía eólica. La tendencia adoptada será logarítmica, aproximando de forma orientativa la disminución en las emisiones únicamente a la mejora tecnológica y no a cambios en el mix de generación (nótese que la intensidad en 2014 fue de 275, menor a la prevista por el escenario base propuesto); la tendencia por tanto irá desde 425 g CO2 equivalente/kWh en 1990 a 300 g CO2 eq. /kWh en 2050. Para el factor que convertirá las emisiones brutas resultado de la resta directa nos fijaremos en el estudio [\[66\]](#) Le Pair, C> donde se explica el aumento de las emisiones en plantas OCGT (Open Cycle Gas Turbine) ante variaciones bruscas de demanda provocadas por la energía eólica, de tal forma que las emisiones evitadas se ven disminuidas ante la pérdida de eficiencia en dichas plantas. En réplica a dicho estudio (que arroja un aumento de emisiones de CO2 según aumenta la penetración de la energía eólica) [\[61\]](#) R Camilla Thomson, Gareth P Harrison > expone algunas contradicciones (como que las plantas OCGT no son usadas tan asiduamente para amortiguar variaciones en la red como para colocarlas en la base del estudio) y estima la cantidad de CO2 evitado tomando como base un mix con 500 MW de CC, a partir del cual se comienza a introducir eólica, que es soportada por un respaldo con turbinas de gas de ciclo abierto.

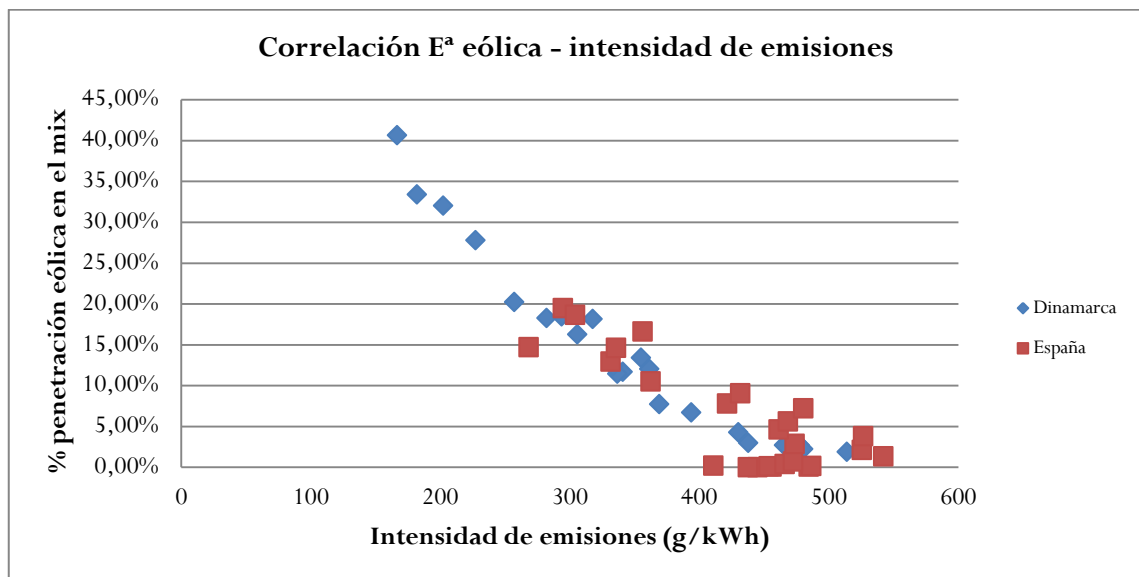
Fuel/CO ₂ Saving (as a proportion of 100% CCGT consumption/emissions)	Wind Capacity (MW)		
	100	200	300
Quasi stationary results from le Pair (2011b)	3.5%	7.1%	10.7%
Corrected for "cycling"/hysteresis effect	3.48%	7.06%	10.65%
Corrected to account for typical life cycle impacts (Dolan and Heath, 2012)	3.39%	6.88%	10.37%
Corrected to account for pessimistic life cycle impacts (Guezuraga et al., 2012)	3.18%	6.47%	9.75%

Table 10 - Results of le Pair, 2011, adjusted for more robust assumptions

Fuente: [66] Le Pair, C

La disminución propuesta es aproximadamente de un 9% respecto a la resta bruta comentada. Vemos que aún tomando como base un sistema irreal (100% mix con ciclo combinado, eólica apoyada únicamente en OCGT obviando hidráulica, obviar efectos interconexiones, etc) las emisiones de CO₂ evitadas son positivas. Es difícil obtener cuánto CO₂ se evita con la eólica porque depende de muchos factores, entre ellos el mix de generación, por lo que el dato obtenido en nuestro modelado será orientativo.

Si observamos dos países (España y Dinamarca) en que la generación eólica ya ha penetrado intensamente en el mix de generación, observamos que la intensidad de las emisiones por generación eléctrica tiene una correlación clara con el grado de penetración de la energía eólica en el mix: para Dinamarca se obtiene una correlación de -0.964 y para España de -0.837. Lo vemos gráficamente:



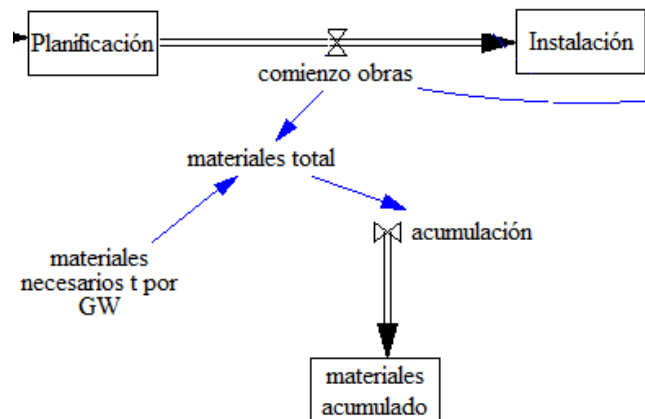
Fuentes: Intensidad de emisiones: [65] EEA. % penetración en el mix: elaboración propia a partir de datos de [53] REE y [33] Danish Energy Agency.

No obstante no es sino otro acercamiento más a lo que puede estar pasando en realidad; la correlación no es determinante ya que no sólo ha ido aumentando la

generación eólica a lo largo del periodo estudiado (1990-2014) sino que se han aplicado políticas en términos de generación eléctrica encaminadas a disminuir el factor de intensidad de emisiones y ha habido cambios en el mix de generación. Por tanto esta correlación no puede ser tomada como base cuantitativa, aunque sí nos ayuda a observar el comportamiento del sistema con más claridad.

5.2.3 MATERIALES

En el capítulo 5.1.3 se definían las cantidades de material necesario por unidad de potencia instalada, las cuales representan una entrada del modelo. La salida de materiales del modelo es simplemente la multiplicación entre las entradas descritas en el apartado 5.1.3 (en toneladas de material/GW) y el “comienzo de obras” (en GW) del modelo:



Por tanto existirían dos salidas, la de “materiales total” que aporta los materiales necesarios para cada año, y “materiales acumulado” que indica la cantidad de materiales necesarios hasta el momento.

5.3 ESTRUCTURA DEL MODELO Y ELEMENTOS DE REALIMENTACIÓN

El modelo se expondrá por puntos partiendo de su funcionamiento básico para después ir detallando los distintos aspectos, de forma que se entienda lo más rápido posible. En la ilustración 3 del anexo 5 se puede observar el modelo completo.

- **Introducción. El modelo**

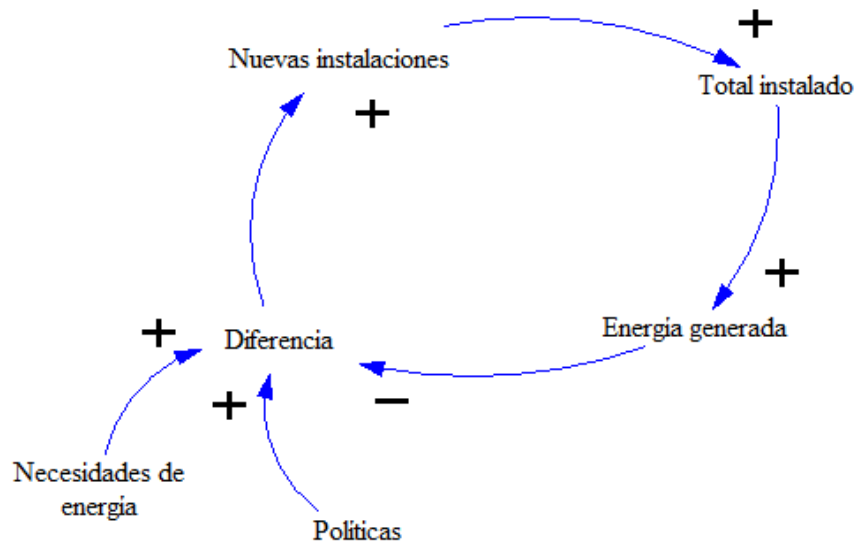
Se forma fundamentalmente mediante dos bucles cuyo “lenguaje” es la potencia en GW y la energía en TWh. A partir de dichos bucles se sitúan elementos periféricos que introducen o extraen información desde o hacia los bucles.

Está dividido o duplicado en las dos tecnologías eólicas (*onshore* y *offshore*) mediante subscripts o vectores, funcionando de manera paralela en prácticamente todo el modelo, de forma que las entradas y salidas funcionan continuamente separadas e independientes: el factor de capacidad será diferente para cada tecnología, la necesidad de materiales, etc.

El tiempo entre etapas es de un año y el periodo comprende desde 1985 hasta 2050. Se inicia en 1985 y no en 1990 (que es al año en que se refiere el Roadmap como punto de inicio) por motivos propios del modelo.

- **Modelo simplificado. Bucle principal**

El modelo presenta un bucle de realimentación principal que pasamos a representar:

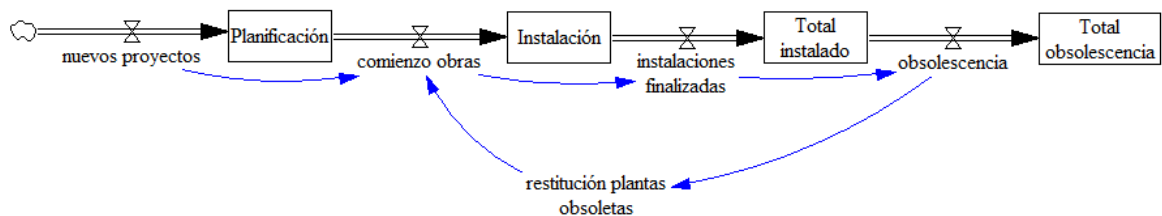


El funcionamiento es el siguiente: A partir de la acción política y las necesidades de energía se inician nuevas instalaciones, las cuales se sumarán al total instalado y generarán una cantidad determinada de energía generada (mediante el factor de capacidad) que, restada de la energía necesaria del año siguiente dará lugar a la “diferencia de energía” (la cual se expresará en la “diferencia (GW)” a instalar mediante el factor de capacidad). Todos los elementos excepto los de energía están expresados en GW de potencia, por ello la diferencia se calcula directamente en dicha unidad.

- **Modelo general. Etapas de instalación y bucle secundario**

Las etapas de instalación a su vez se descomponen en 4 niveles o cajas principales: planificación, instalación, total instalado y obsolescencia acumulada. En primer lugar los nuevos proyectos entran en “planificación” (nivel), a continuación y tras el “tiempo de estudio de emplazamiento” (entrada) más el “tiempo de tramitación” (entrada) la potencia prevista pasa al nivel o nodo de “instalación”, donde permanece el “tiempo medio de obras” (entrada) tipificado hasta que se convierte en una instalación finalizada y operativa durante el “tiempo medio de vida” (entrada), a partir del cual la planta se considera obsoleta y se acumula en el nivel “Total obsolescencia” (salida).

Las plantas que se quedan obsoletas deben ser previstas por el modelo, por ello se dispone de un bucle secundario que trata de reponer las plantas desmanteladas. Dicho bucle secundario es el siguiente:

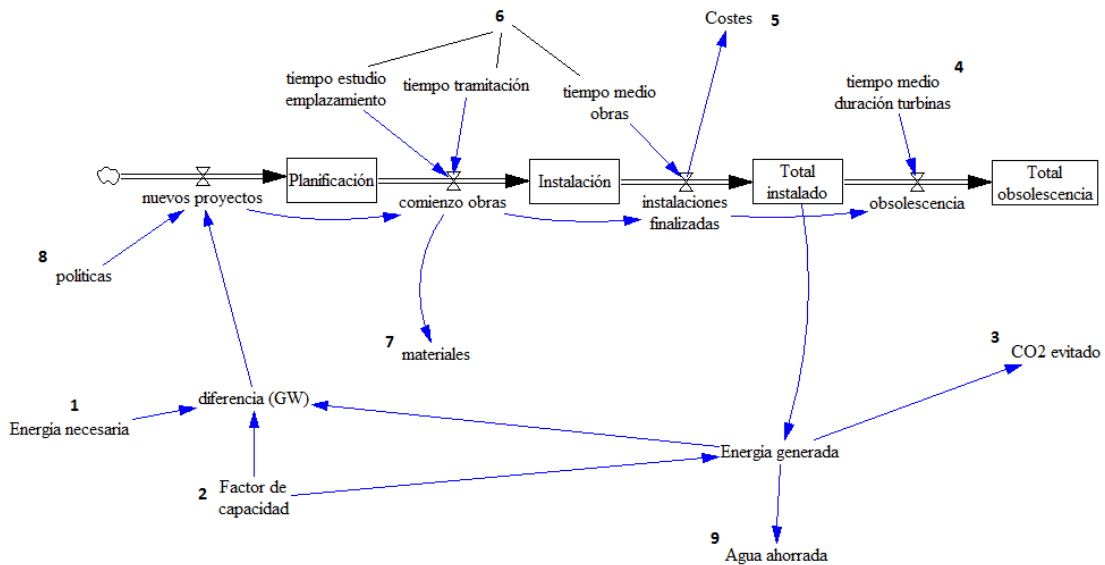


La potencia que queda obsoleta cada año pasa a través de esta variable a instalarse sin pasar por el estudio del emplazamiento ni la tramitación, suponiendo que se impone (mediante una política ecológica y no meramente económica) una reposición de los parques que ya se han demostrado rentables (ecológicamente)³.

³ No debemos olvidar que tratamos de poner sobre la mesa soluciones al cambio climático propuestas por organismos oficiales, los cuales tratan, a priori, de extraer la rentabilidad económica (entendida como rentabilidad monetaria única y exclusivamente) de la ecuación como único factor.

- **Modelo general. Elementos periféricos**

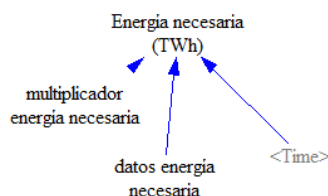
Existen diversos elementos periféricos, los cuales se ven simplificados y numerados para su posterior detallado en la siguiente imagen:



1. Necesidad de energía

Son datos externos (entrada) que intervienen en el cálculo de la “diferencia (GW)” para conocer cuánta potencia es necesario instalar para suplir dicha necesidad de energía. Cuanta mayor necesidad de energía, mayor potencia a instalar, y mayor energía generada, lo cual da lugar a una disminución de la diferencia entre energía necesaria y energía generada, realizando de ese modo un bucle negativo (que tiende a estabilizarse).

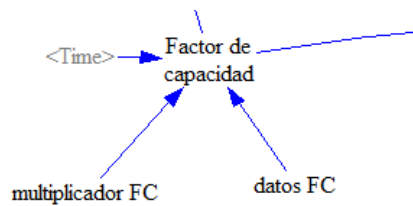
Tiene dos elementos auxiliares: “datos energía necesaria”, que extrae los datos iniciales de las necesidades de energía (coincidentes con el Roadmap) y “multiplicador energía necesaria”, que permite variar este factor en la forma que se expuso en el apartado 5.1.1. “Time” sirve para iniciar las predicciones en 2017, ya que los datos pasados no se estiman.



2. Factor de capacidad

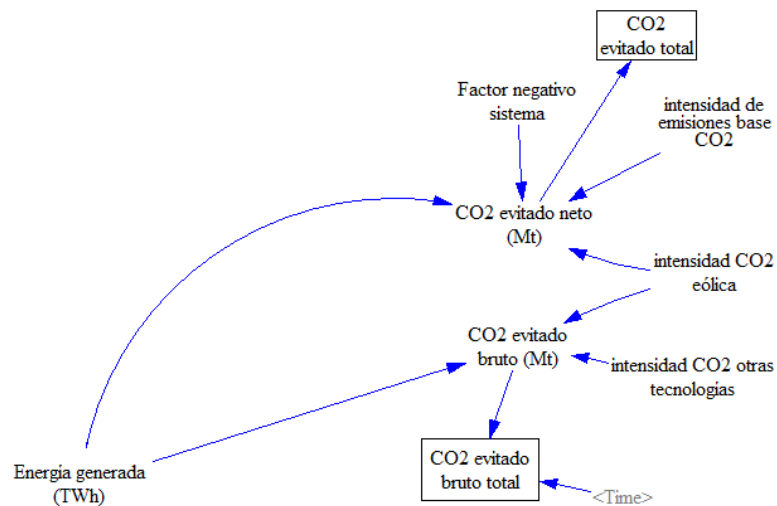
Es un valor que varía cada año, de forma análoga a las necesidades de energía y como ya vimos en el apartado 5.1.5. Este factor de capacidad es usado por otros elementos del modelo: para hallar la energía generada en cada año, obtener la

energía que se prevé generar con cada nueva instalación en el cálculo de costes y para hallar la diferencia existente, expresada en potencia, entre la energía necesaria y la energía generada.



3. CO2

Este elemento calcula el CO2 emitido por la energía eólica generada y las emisiones evitadas brutas y netas, las cuales se refieren respectivamente al CO2 evitado respecto a la misma cantidad de energía generada con otras tecnologías y al evitado en la práctica teniendo en cuenta el mix general. Ambas partes corresponden a la parte inferior y superior en la imagen:

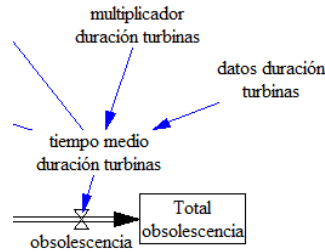


En la parte superior vemos la “intensidad de emisiones base CO2”, que se refiere a la cantidad de CO2 por kWh que se emitiría siguiendo una línea base, explicada en el apartado 5.2.2.2. Por otro lado, el “Factor negativo del sistema” es un factor que reduce la cantidad de CO2 evitado debido a que la propia introducción de la eólica produce distorsiones en el sistema de generación, por lo que no podemos realizar una simple resta respecto de la intensidad de emisiones base con un mix distinto.

En la parte inferior podemos observar la “intensidad CO2 otras tecnologías”, que recoge las intensidades de CO2 (emisiones CO2/kWh) para todas las demás tecnologías, después se calcula la cantidad de CO2 que habrían emitido esas tecnologías (“CO2 evitado bruto”) y a partir de cada una de ellas podremos comparar con la emitida por energía eólica.

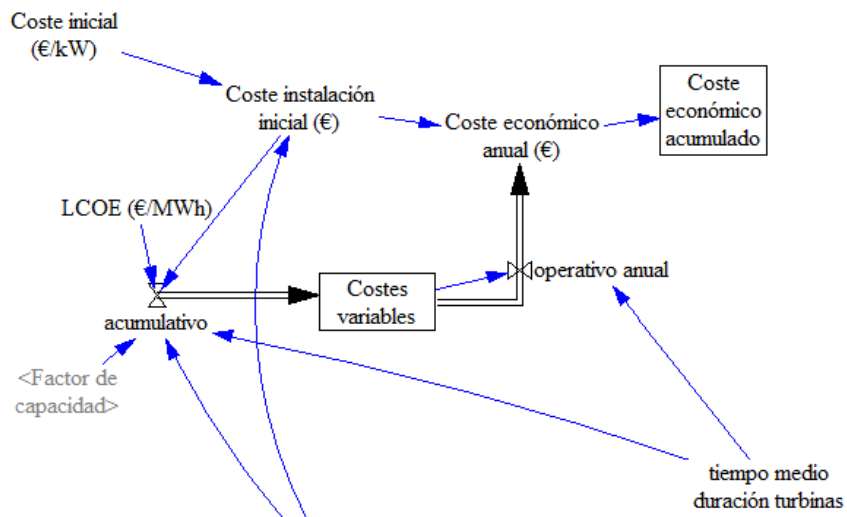
4. Tiempo medio duración turbinas

Se utiliza principalmente para discernir cuándo se queda obsoleta una planta desde que se finaliza la instalación, también para el cálculo de costes económicos. Varía a lo largo del tiempo y puede ser modificada a su vez mediante un multiplicador similar al expuesto en el factor de capacidad y la energía necesaria.



5. Coste económico

Los costes se reparten en dos: iniciales y todos los demás (operación y mantenimiento, intereses, etc). Partiendo del LCOE (coste total a lo largo de la vida útil) y de los costes de instalación desgranamos ambas partidas. El “Coste instalación inicial (€)” se calcula mediante la multiplicación directa con la potencia instalada anual mientras que el “operativo anual” se realiza restando al total del LCOE de la instalación los costes iniciales (“acumulativo”), a continuación almacenados en el nivel de “Costes variables” y repartidos según el “tiempo medio duración turbinas” distribuidos en el tiempo de forma similar a la que se explicó en el capítulo 5.2.1. Finalmente el “Coste económico anual (€)” es la suma de los costes de instalaciones iniciales y del operativo anual.

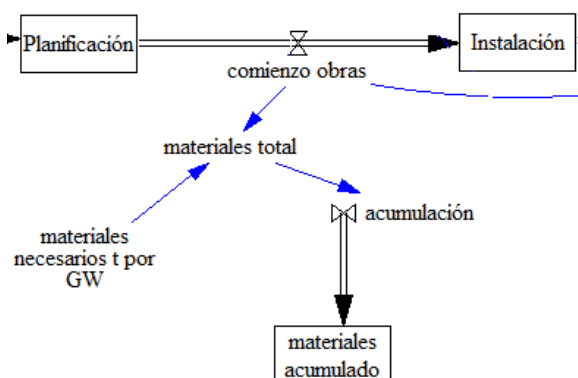


6. Tiempo estudio emplazamiento, tiempo tramitación y tiempo medio de obras

Son entradas del sistema, deciden el tiempo que una determinada potencia permanece en uno de los niveles.

7. Materiales

En el momento en que se inician las obras se requieren materiales para la construcción de los molinos. Partiendo de los “materiales necesarios (t/GW)” (entrada) hallamos la cantidad, en toneladas, de materiales necesarios para la construcción mediante una simple multiplicación, tanto para cada año como para el total acumulado en el periodo de simulación del modelo.

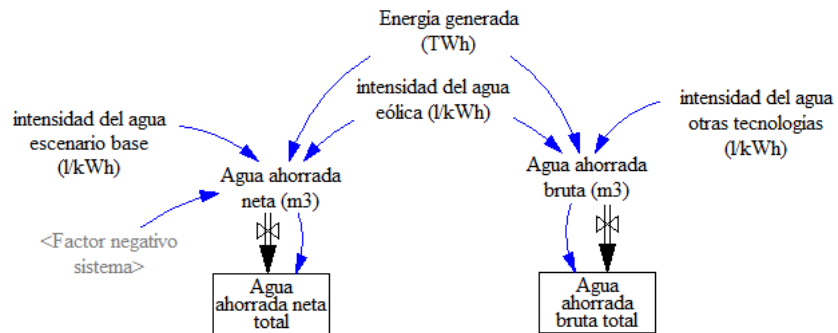


8. Políticas

Es una entrada que introduce un factor político externo que impone una cantidad determinada de potencia a instalar anual, calculada a partir del “Roadmap 2050” y explicada en el apartado 5.1.7. Introduce también estabilidad al sistema ya que sería un segundo motor del modelo, paralelo al que representa la “diferencia (GW)”, que responde con un retraso definido por los tiempos de estudio, tramitación y obras, de forma que la política suaviza los efectos oscilantes que podría introducir un modelo únicamente basado en las necesidades de energía.

9. Agua ahorrada

El funcionamiento es similar al expuesto para el CO2 evitado, habiendo dos ramas de cálculo: una en la que se estima el agua ahorrada en comparación con la misma energía generada por otra tecnología (agua ahorrada bruta), y el ahorro “neto” como diferencia respecto del consumo de agua que generaría un mix base o sin introducción de la eólica, junto con un factor negativo (el mismo que para el CO2 dado el carácter aproximativo de este apartado) que estima la distorsión que produce la introducción de la propia eólica en el sistema.



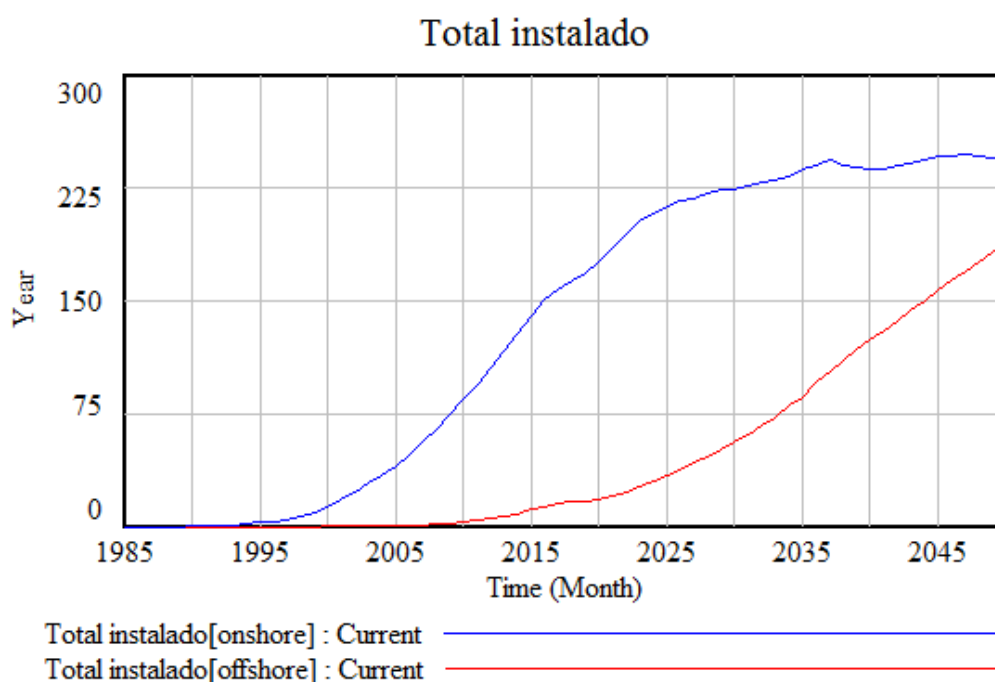
6 SIMULACIÓN

En el capítulo 4 vimos las predicciones oficiales del “Roadmap 2050” y se apuntaron algunas contradicciones. Utilizando el modelo realizado en Vensim, se trata de poner en perspectiva y contrastar con la realidad la magnitud concreta de la implantación a gran escala de la energía eólica en Europa. Para ello se realizarán varios escenarios: en primer lugar se realizará una simulación que concuerda con lo descrito por el “Roadmap 2050”, más adelante se realizarán varias simulaciones que variarán los parámetros de entrada del modelo de forma que ya no se cumplan todas las premisas del Roadmap, por lo que las salidas divergirán del plan original, pudiendo valorar dichos desvíos del plan original.

6.1 SIMULACIÓN 1: “ROADMAP 2050”

Todos los parámetros se amoldan a lo descrito en el “Roadmap 2050” y ya explicados en capítulos anteriores: la energía necesaria es la propuesta por dicho Roadmap, el factor de capacidad concuerda con la potencia instalada y la energía necesaria, etc.

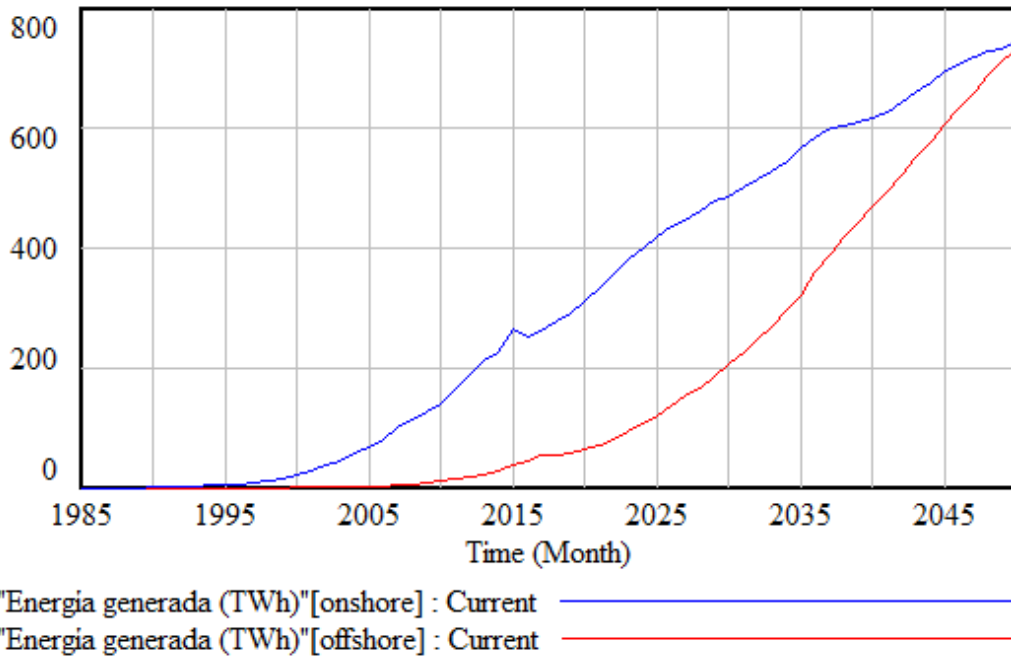
Dado que en las siguientes simulaciones se podrá observar en los análisis de sensibilidad la diferencia con esta primera simulación, aportamos solamente los resultados más significativos:



Se alcanzan los ya citados 245 GW para *onshore* y 190 GW para *offshore*.

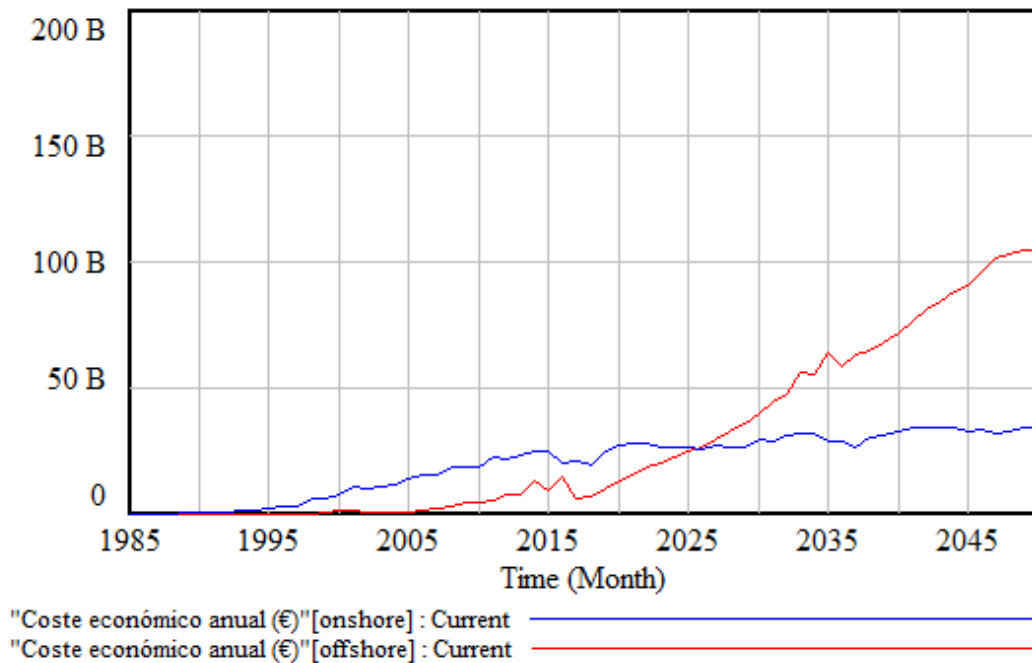
Ambas tecnologías alcanzan aproximadamente los 745 TWh de energía generada:

Energía generada (TWh)



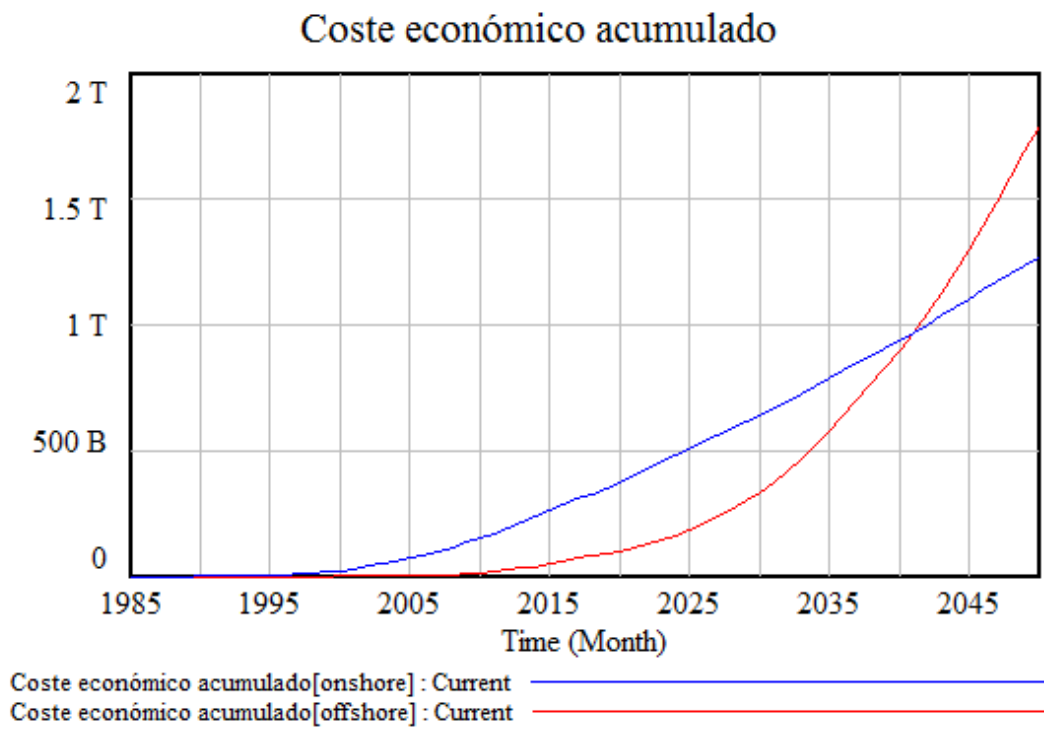
Respecto a los costes económicos, se alcanzan los 40 billones⁴ de € anuales para *onshore* y los 110 billones anuales para *offshore*:

Coste económico anual (€)



⁴ Billón anglosajón (igual a mil millones)

El coste económico acumulado por su parte alcanza, en la tecnología *onshore*, 1.25 trillones⁵ de € y en *offshore* más de 1.75 trillones de € a lo largo del periodo 1985-2050.

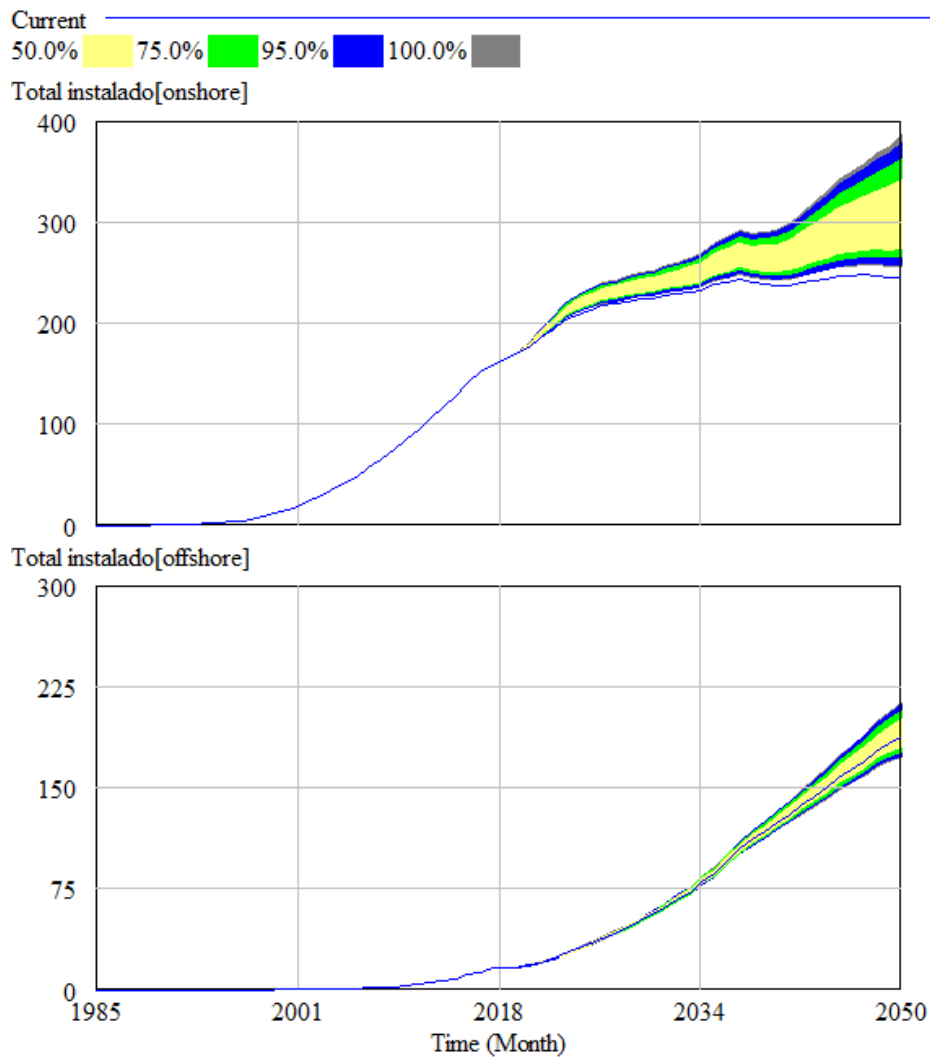


⁵ Trillones anglosajones (igual a un millón de millones)

6.2 SIMULACIÓN 2: VARIACIÓN DEL FACTOR DE CAPACIDAD

Mediante la variación del FC para cada tecnología tal y como se expuso en el capítulo 5.1.5, vamos a ver cómo se comportan otras salidas del modelo mediante análisis de sensibilidad.

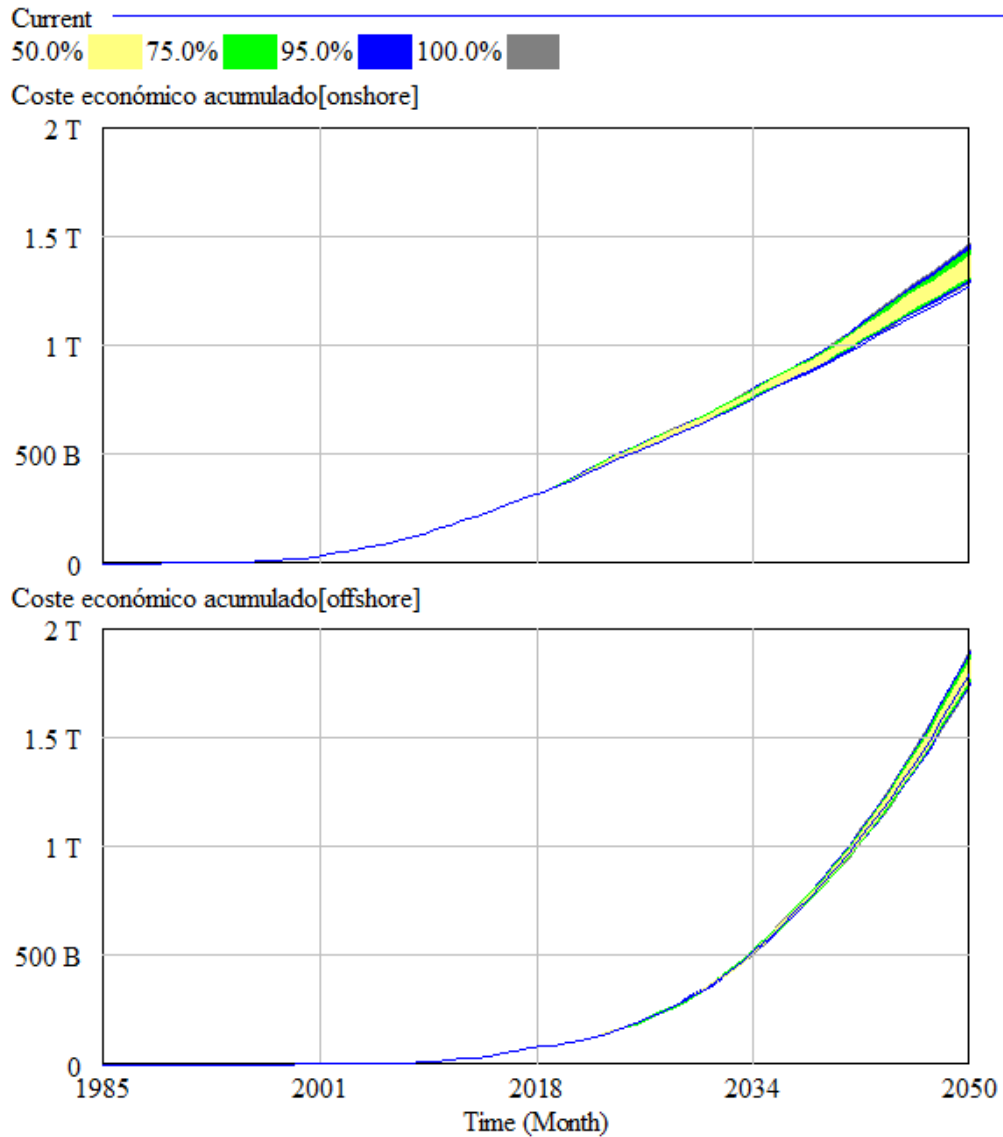
Total instalado:



En todos los escenarios estimados la potencia instalada *onshore* es mayor, siendo necesarios para cubrir las necesidades de energía hasta casi 400 GW. El escenario inicial queda en todo momento por debajo, por lo que se prevé necesaria mayor potencia instalada para cubrir la demanda de energía.

Respecto a la tecnología *offshore* apenas hay cambio, dado que el factor de capacidad tiene menor rango de variación, pudiendo en este caso ser necesaria menor potencia instalada para cubrir la demanda.

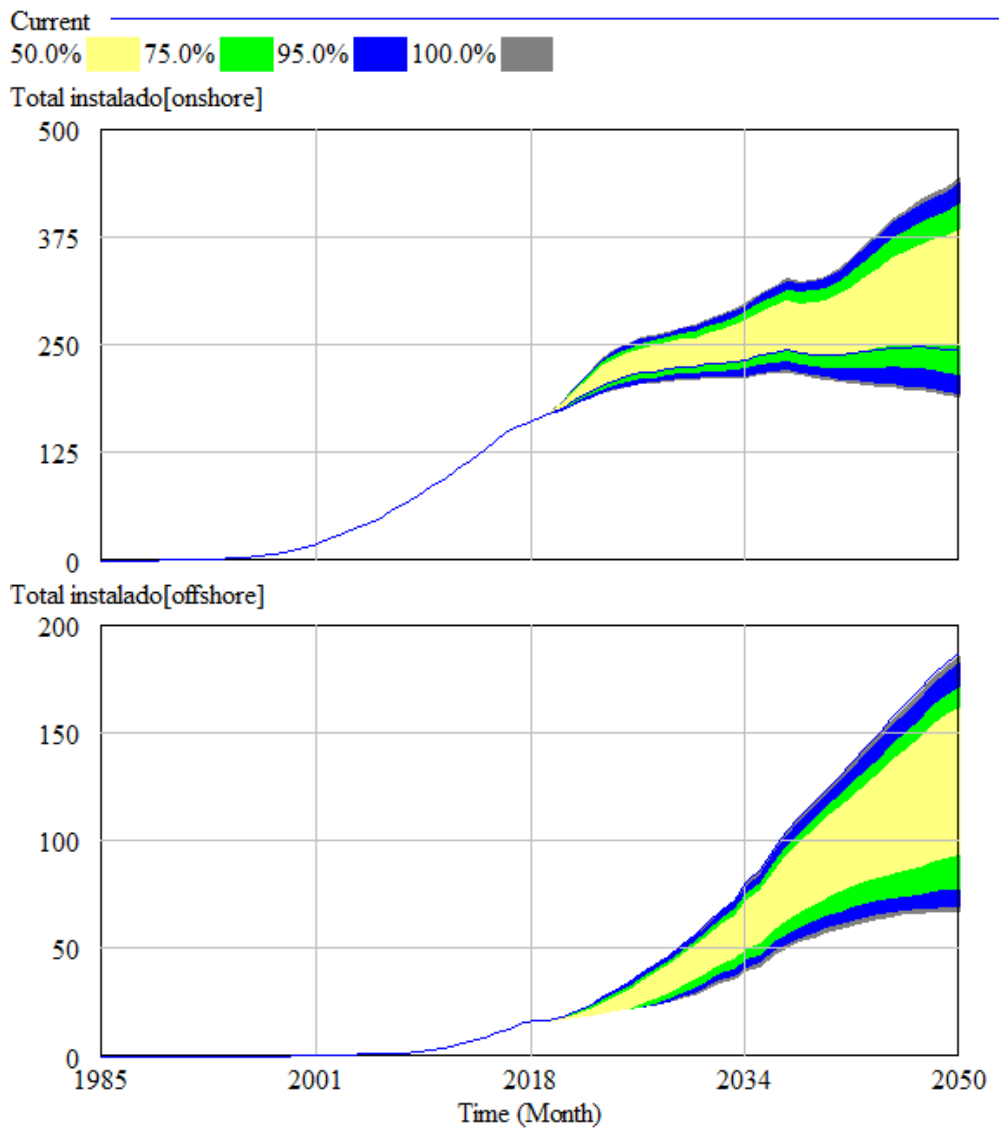
Respecto al gasto económico se obtiene lo siguiente:



Vemos que el coste puede variar según el factor de capacidad en un intervalo de entre 200 billones para *onshore* y 150 billones para *offshore* aproximadamente. Es una variación a priori pequeña pero que económicamente sí puede tener una relevancia importante, sobre todo si es la rentabilidad económica única y exclusivamente la que dicte la potencia que se instalará.

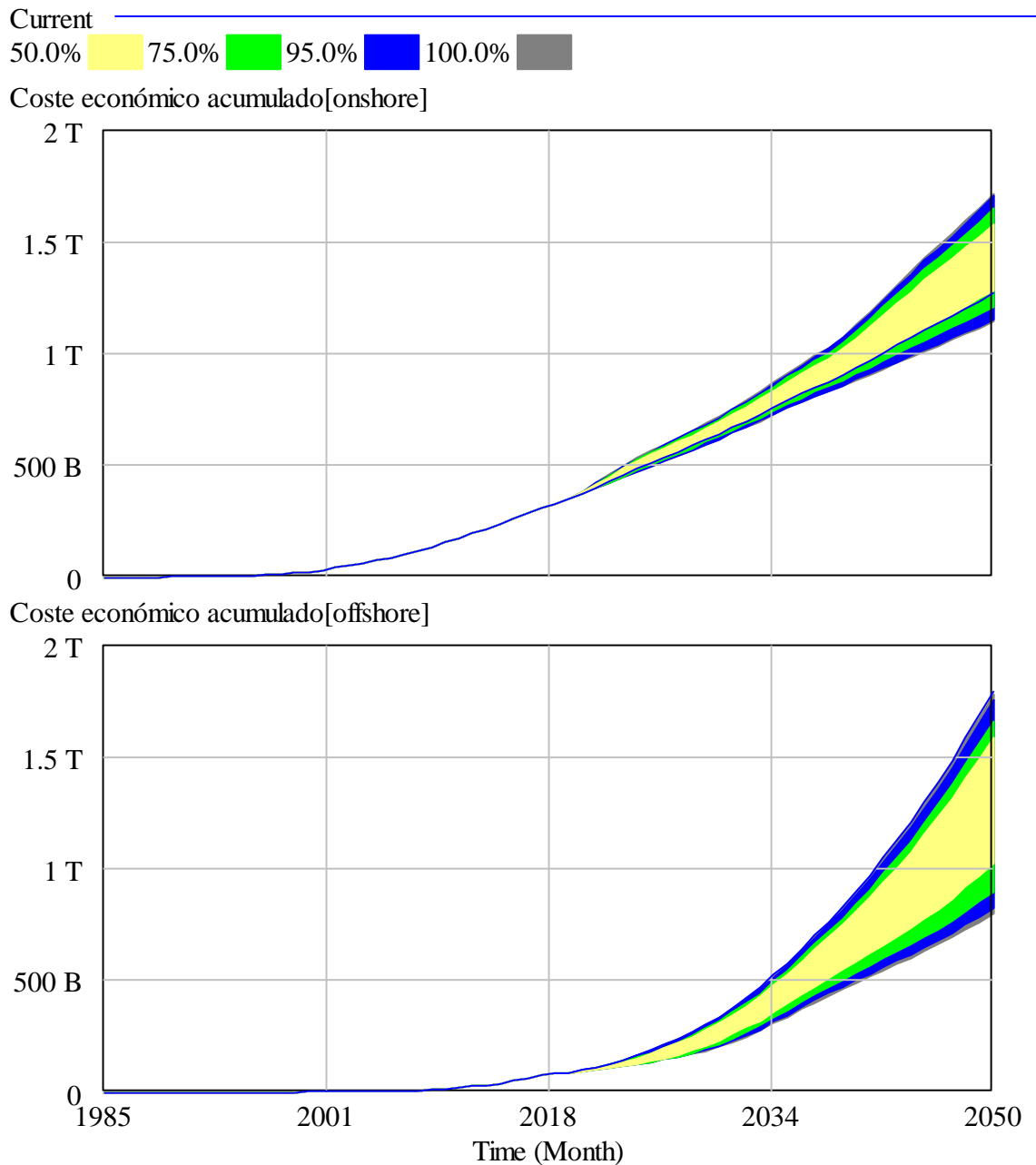
6.3 SIMULACIÓN 3: VARIACIÓN DE NECESIDADES DE ENERGÍA

En esta simulación lo que pretendemos es observar qué efectos puede tener un aumento de necesidades de eólica (por ejemplo porque otras tecnologías renovables no dan el salto tecnológico necesario) o una disminución (por lo contrario). Variando las necesidades de energía incidimos directamente en la diferencia entre la energía necesaria y la generada. Si las políticas (entrada) no son capaces de cubrir esa diferencia entonces se instalará mayor potencia. Las variaciones en las necesidades de energía se dan por separado para cada tecnología como ya se explicó en el apartado 5.1.1. Para la potencia instalada:



La variación obtenida es bastante grande, pudiendo llegar la tecnología *onshore* hasta los 440 GW que intentan cubrir una demanda más alta. Para cubrir las demandas más bajas en *offshore* sería suficiente con unos 65 GW.

Respecto a los costes económicos se obtienen variaciones mayores que con el factor de capacidad, haciéndose gigantesca la brecha entre valores, con unas consecuencias económicas bastante importantes:

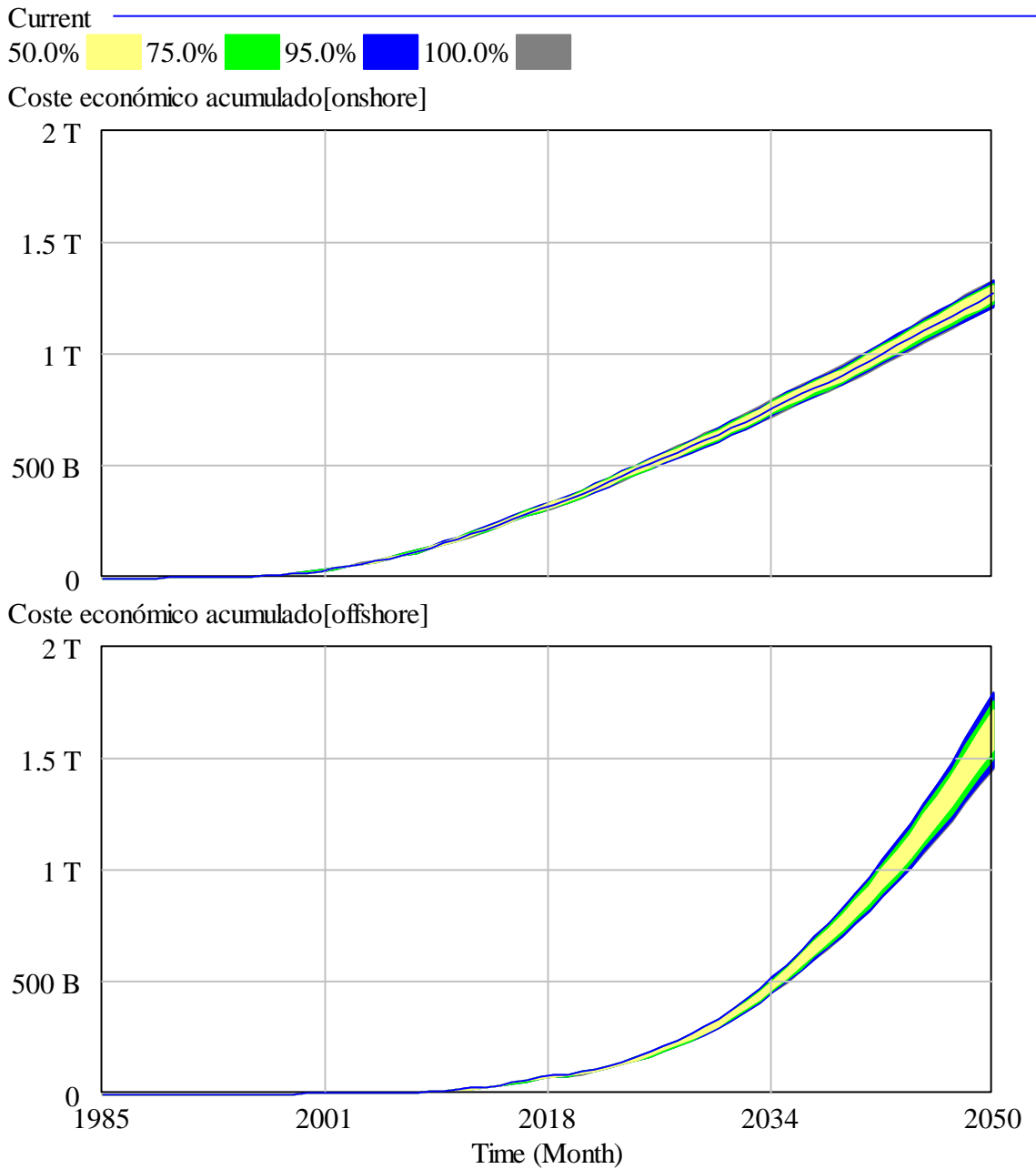


6.4 SIMULACIÓN 4: VARIACIÓN DE TIEMPO MEDIO DE TURBINAS

No incidirá apenas en el total instalado acumulado ya que las plantas obsoletas se reinstalan al 90% pero sí en el total de instalaciones a lo largo de la simulación, por lo que variarán los costes asociados, tanto materiales como monetarios. El efecto de la variación del tiempo medio de vida de las turbinas en el coste económico acumulado no interviene de forma sensible en los costes ni en otros elementos del sistema por ser un factor de baja incertidumbre principalmente.

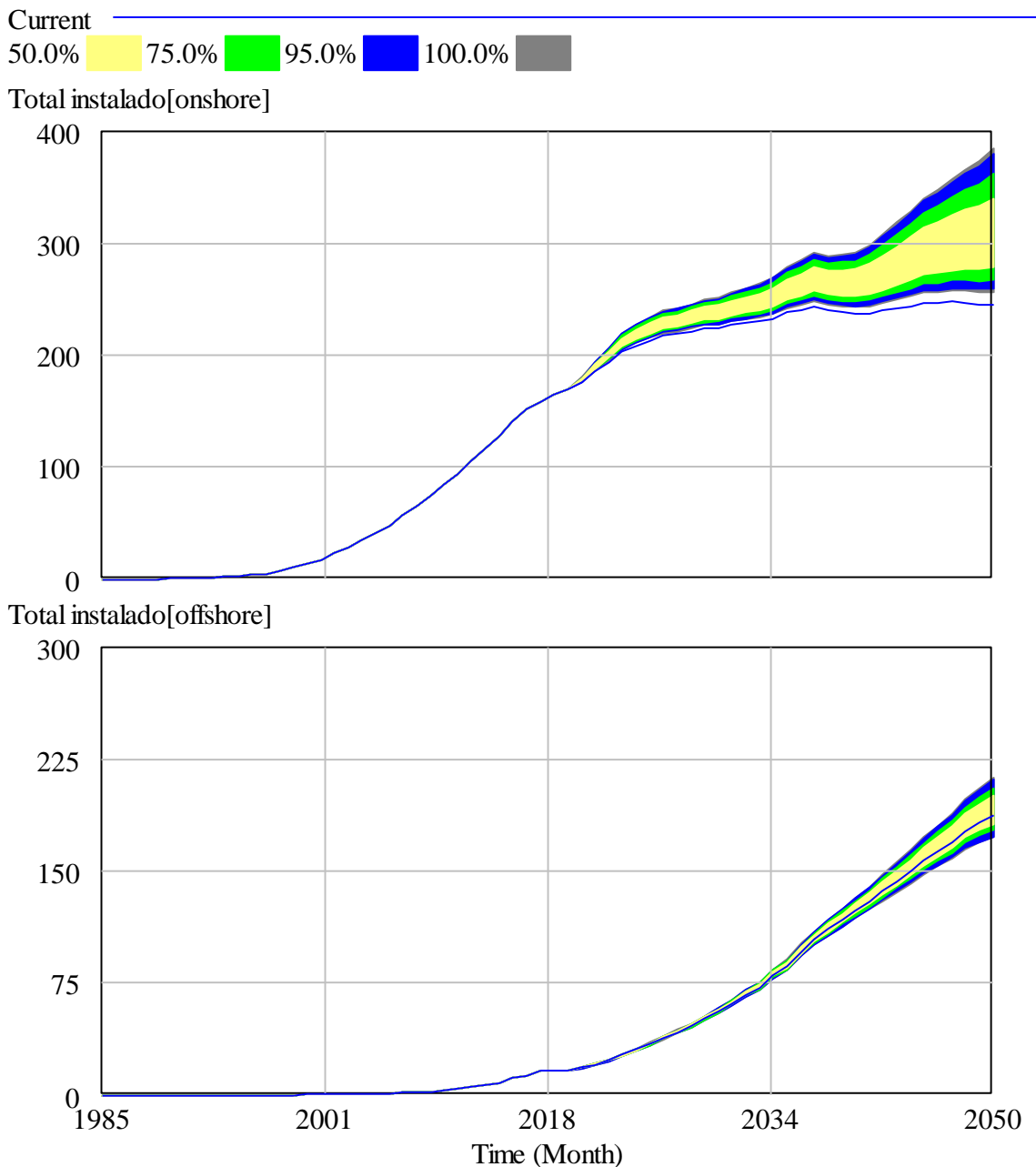
6.5 SIMULACIÓN 5: VARIACIÓN DE COSTES MONETARIOS

Es una simulación que solamente varía una salida del modelo, teniendo mayor interés junto con otras variaciones simultáneas como veremos en el apartado 6.6. Observamos la variación que provoca sobre el coste económico acumulado:

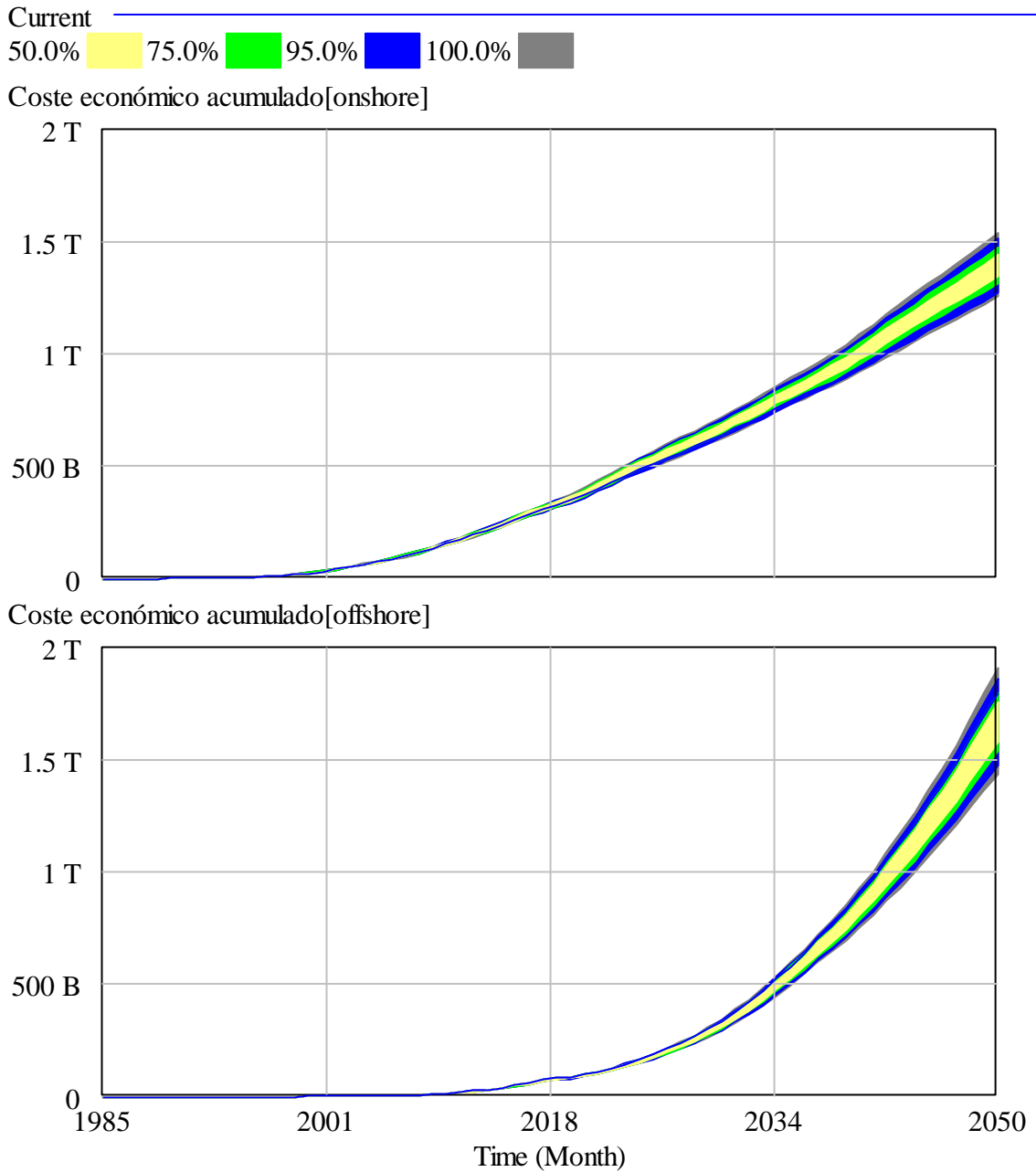


6.6 SIMULACIÓN 6: VARIACIÓN DE FC, TIEMPO MEDIO DE TURBINAS Y COSTES MONETARIOS.

En esta simulación variamos tres parámetros fijando la energía necesaria que cubrirá cada tecnología según el “Roadmap 2050”, es decir, observamos y acotamos las salidas partiendo de la demanda cubierta por la energía eólica propuesta por el Roadmap. El total instalado variará de manera similar a como lo hizo en la simulación 6.2:

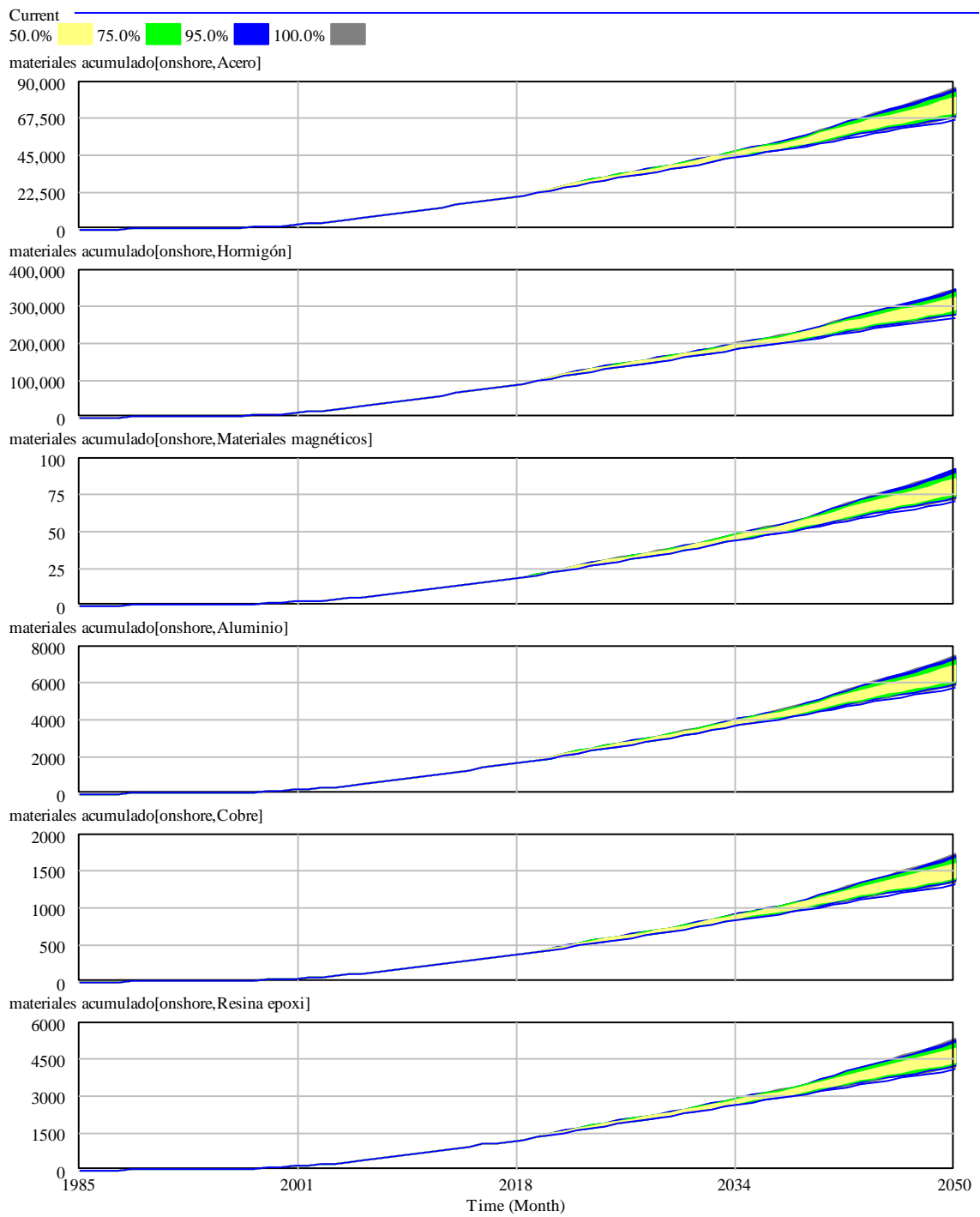


La repercusión en los costes:



Hay un intervalo posible con 95% de confianza de 0.2 trillones para *onshore* y de 0.4 trillones para *offshore*, siendo un total de 0.6 trillones, esta incertidumbre se pondrá en valor en el capítulo 7.

Respecto a los materiales, observamos varios resultados en primer lugar de *onshore* (faltan materiales, todos los resultados en anexo 6):

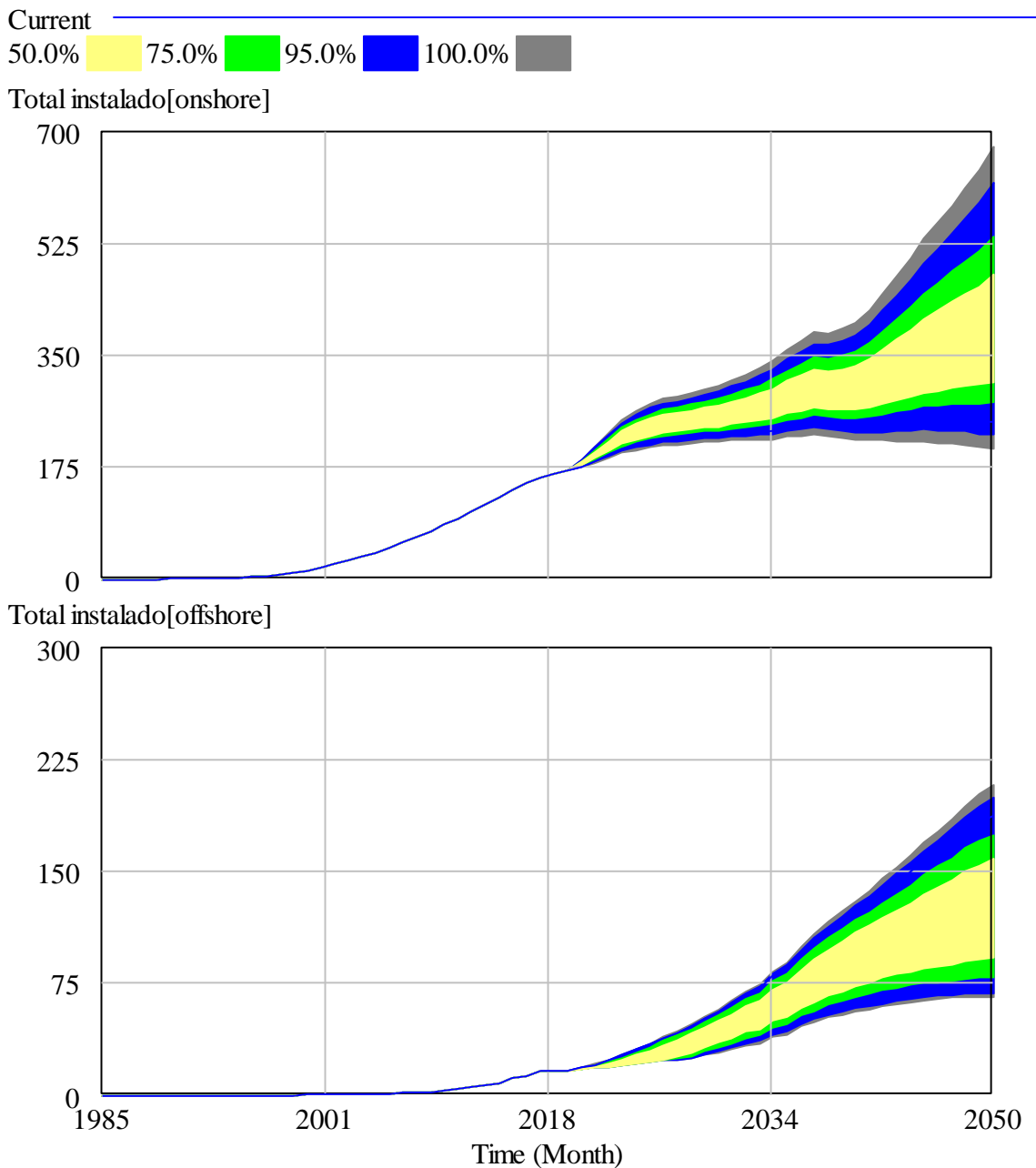


Hay una variación posible del 30% respecto a la línea base. Para *offshore* existe una variación de un 15% aproximadamente (gráfico 4 de anexos).

6.7 SIMULACIÓN 7: VARIACIÓN DE FC, NECESIDADES DE ENERGÍA, TIEMPO MEDIO DE TURBINAS Y COSTES MONETARIOS.

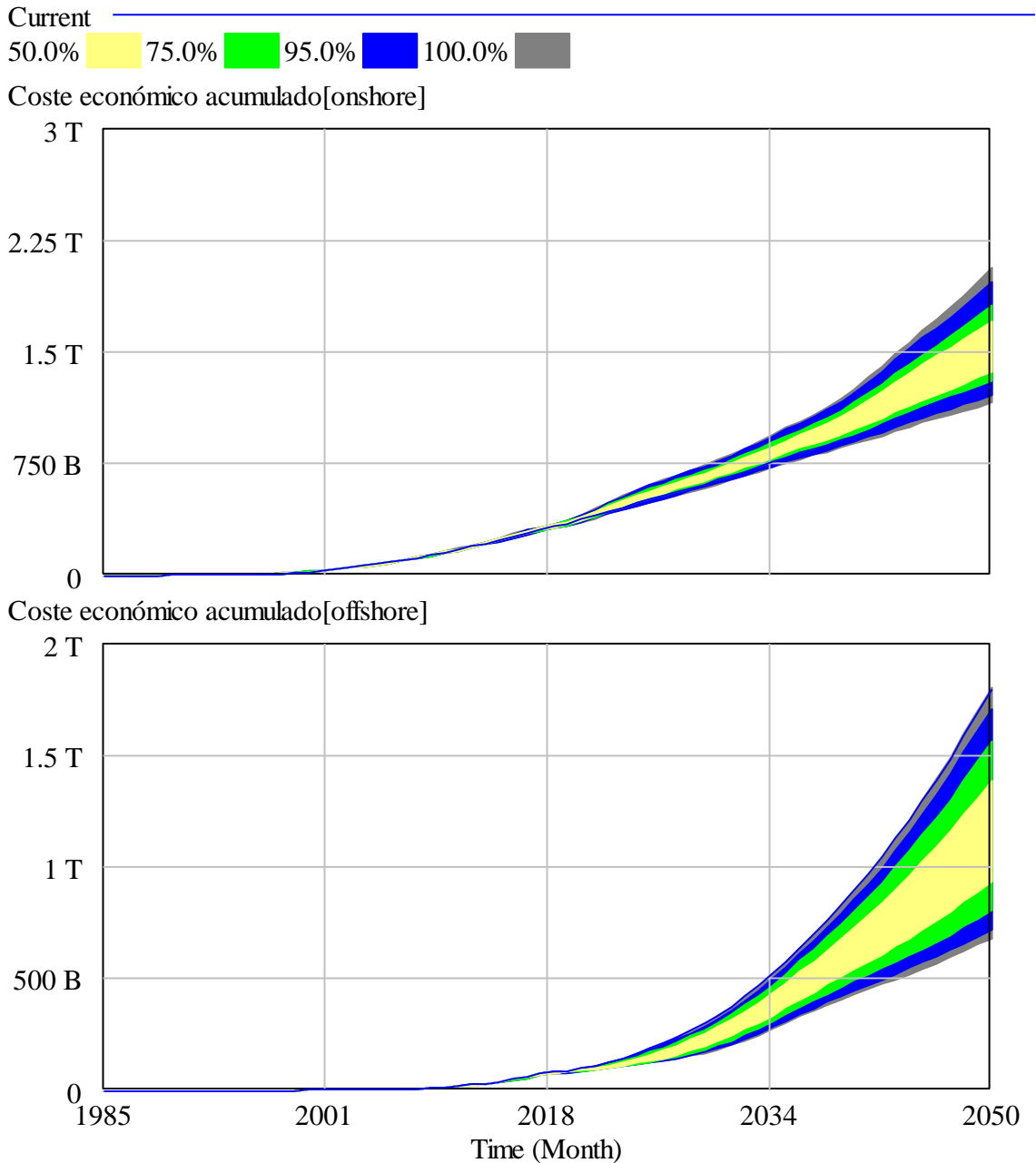
A través de esta simulación múltiple veremos la posibilidad de que todos estos factores varíen respecto del plan original “Roadmap 2050”, por tanto ya no se trata solo de buscar el contraste respecto a dicho informe sino acotar las posibles salidas y su importancia y poner en evidencia algunas conclusiones para el siguiente capítulo.

En primer lugar lo más importante: entre qué valores se mueve la potencia instalada que se necesitaría:



Onshore: la variación posible es bastante grande, para un intervalo de confianza del 95% se instalarían entre 250 y 600 GW. *Offshore*: el intervalo es menor, entre 60 y 190 GW.

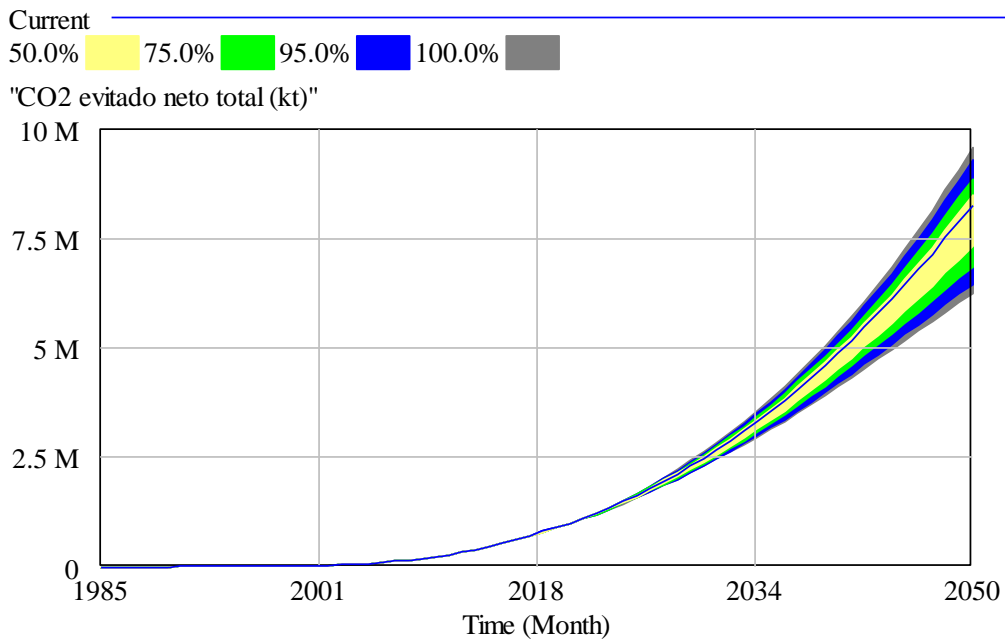
Respecto al coste económico:



El intervalo de variación es enorme en ambas tecnologías.

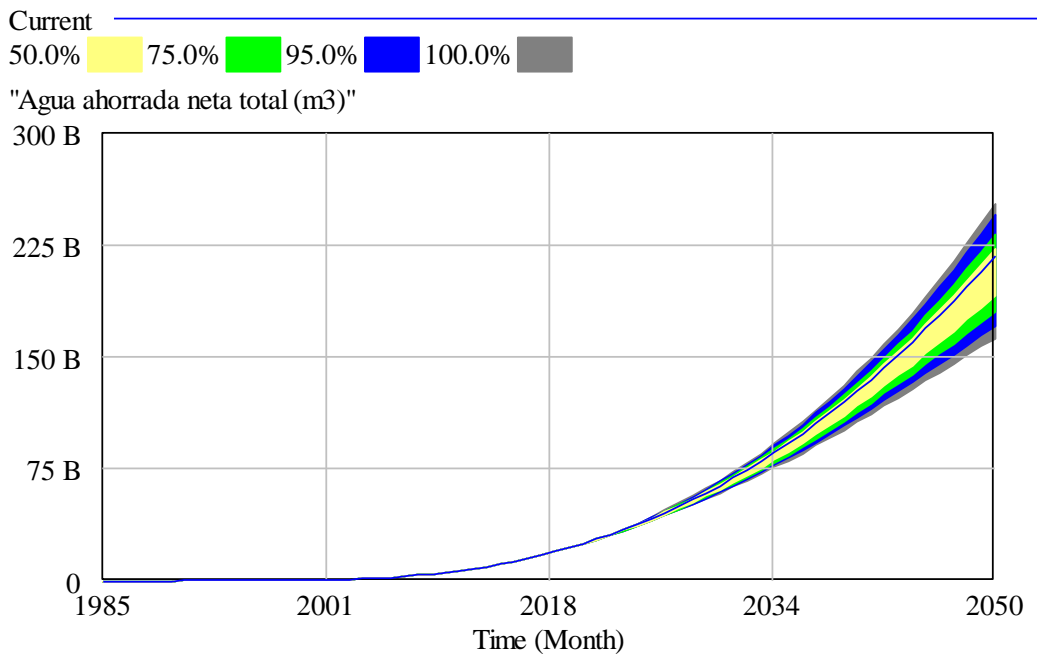
Los materiales necesarios se moverán también en un intervalo amplio (ilustraciones 5 y 6 de anexos para *onshore* y *offshore* respectivamente) con una variación prácticamente del 100% para *onshore* respecto de la línea base estudiada a partir del “Roadmap 2050”. Para *offshore* la variación puede ser de un 70% respecto de la línea original.

En este caso el CO2 evitado neto también sufre variaciones importantes:



A partir de las variaciones aplicadas, se podrían evitar entre 6.5 a 9 millones de kilotoneladas (6.5 a 9 mil millones de toneladas) con la energía eólica.

El agua ahorrada también variaría:



Se ahorrarían más de 150 billones de metros cúbicos de agua.

Como veremos en el punto 7, las variaciones que sufren muchas salidas son importantes y deben ponerse en comparación con el mundo real a fin de obtener la relevancia del sector eólico respecto a los problemas planteados por el cambio climático y la economía.

7 CONCLUSIONES

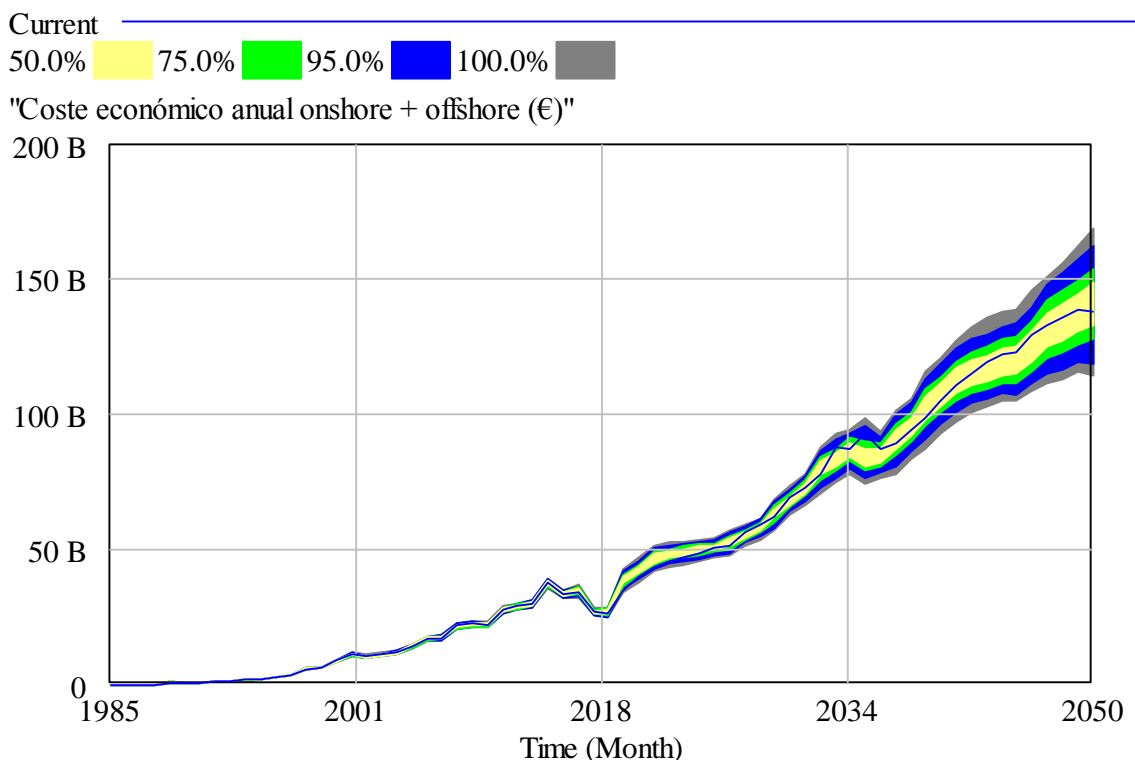
En el capítulo 6 se han desgranado algunas proyecciones y sus variaciones sobre la energía eólica en Europa. A partir de los datos obtenidos se extraen diversas conclusiones particulares respecto al Roadmap mediante el análisis de las salidas del modelo (costes económicos, necesidad de materiales, de agua, etc). A continuación se aportan conclusiones generales sobre dicho informe a partir de las conclusiones particulares anteriores y de otros análisis personales. Por último se añaden conclusiones generales fuera del marco de la energía eólica, a nivel principalmente político.

7.1 CONCLUSIONES PARTICULARES ROADMAP. USO DEL MODELO

Las variaciones discutidas están referidas a la simulación 6.6 (donde se varían factor de capacidad, vida útil de duración de turbinas y costes monetarios), quedando excluida de las conclusiones principales la variación en las necesidades de energía por quedar fuera del marco de interpretación del "Roadmap 2050".

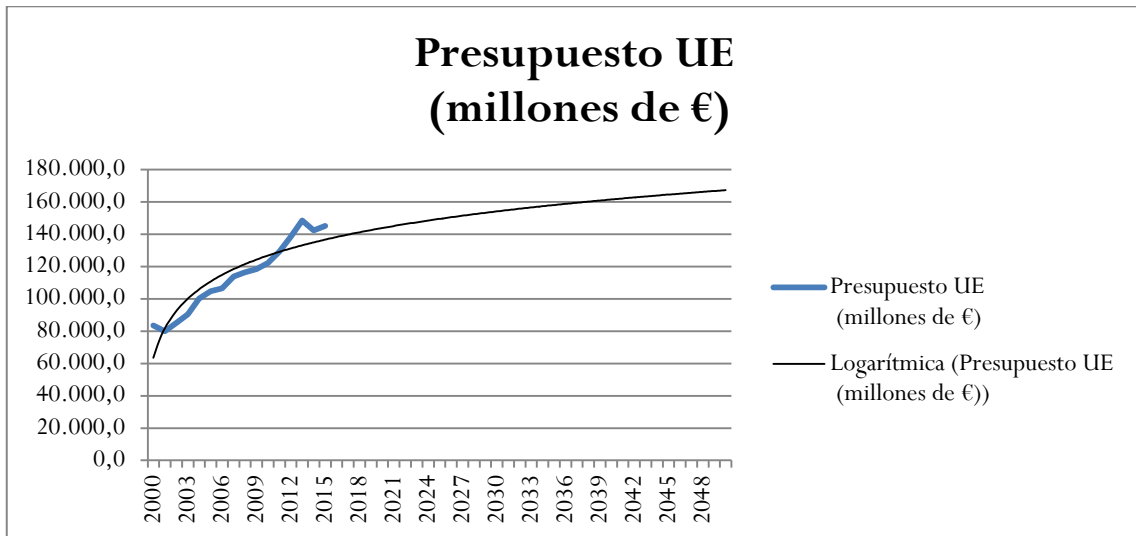
7.1.1 COSTES ECONÓMICOS

Mediante las variaciones descritas en el apartado 6.6 se obtiene un coste económico anual:



Vemos que el gasto total entre *onshore* y *offshore* crece desde los 25 en 2018 hasta un entorno de 140 billones (miles de millones) anuales en 2050.

Según datos de la comisión europea, el presupuesto anual de la UE ha variado de la siguiente manera en los últimos años:



Fuente: [67] European Commission (hasta 2015) e interpolación logarítmica (2016-2050) teniendo en cuenta inflación según <[68] Global-rates>.

En la actualidad el gasto en energía eólica sería de 25.000 millones de euros; teniendo en cuenta un apoyo público respecto al coste total para este tipo de infraestructura del 20% tenemos que en la actualidad (2016) se usarían el 3.44% del presupuesto para la energía eólica, mientras que en 2050 se necesitaría invertir entre un 20.7% y un 17.2% (tomando los costes más o menos favorables extraídos del análisis de sensibilidad) del presupuesto total de la UE. Esto pone de manifiesto las dificultades que supone la implantación de la energía eólica en Europa a gran escala, teniendo en cuenta que el gasto en infraestructuras fue del 41% del total del presupuesto del 2015 (59.450 millones de €), la partida total dentro de la partida de infraestructuras sería en 2050 del 38.4%, es decir, casi la mitad del gasto en infraestructuras lo absorbería la implantación y mantenimiento de energía eólica. En la actualidad supondría el 8.4% de la partida de infraestructuras. Este aumento del gasto sería totalmente insostenible de por sí, teniendo que confiar en una disminución severa o “tecno-optimista” de los costes para que la inversión privada pudiera acarrear más del 80% de la financiación planteada liberando de peso a los presupuestos públicos.

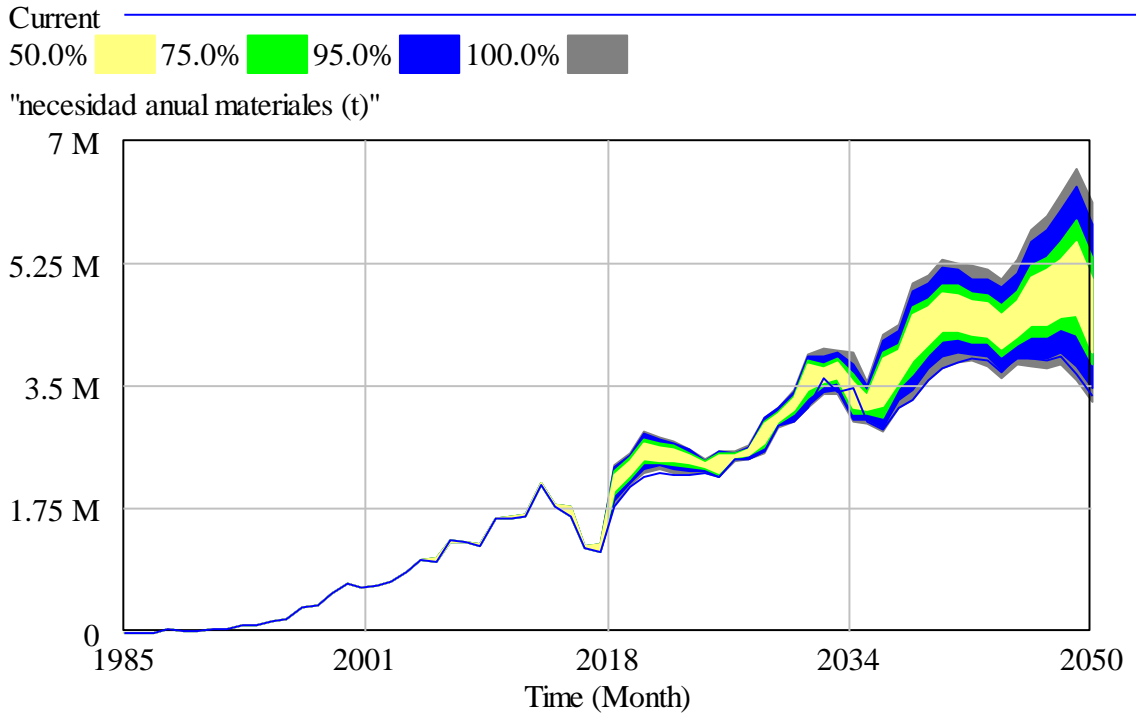
7.1.2 MATERIALES

Acero

Este material no presenta a priori problemas de abastecimiento ya que en Europa según <[70] World Steel> se producen anualmente unos 165 millones

de toneladas de acero, mientras que la necesidad anual por la instalación de energía eólica va desde los 2 millones en la actualidad hasta los 4-5 millones de toneladas anuales en el periodo 2030 a 2050.

Necesidades de acero (toneladas).



Las reservas necesarias, entorno a 140 millones de toneladas (gráfico 7 de anexo 7) podrían ser suplidas perfectamente.

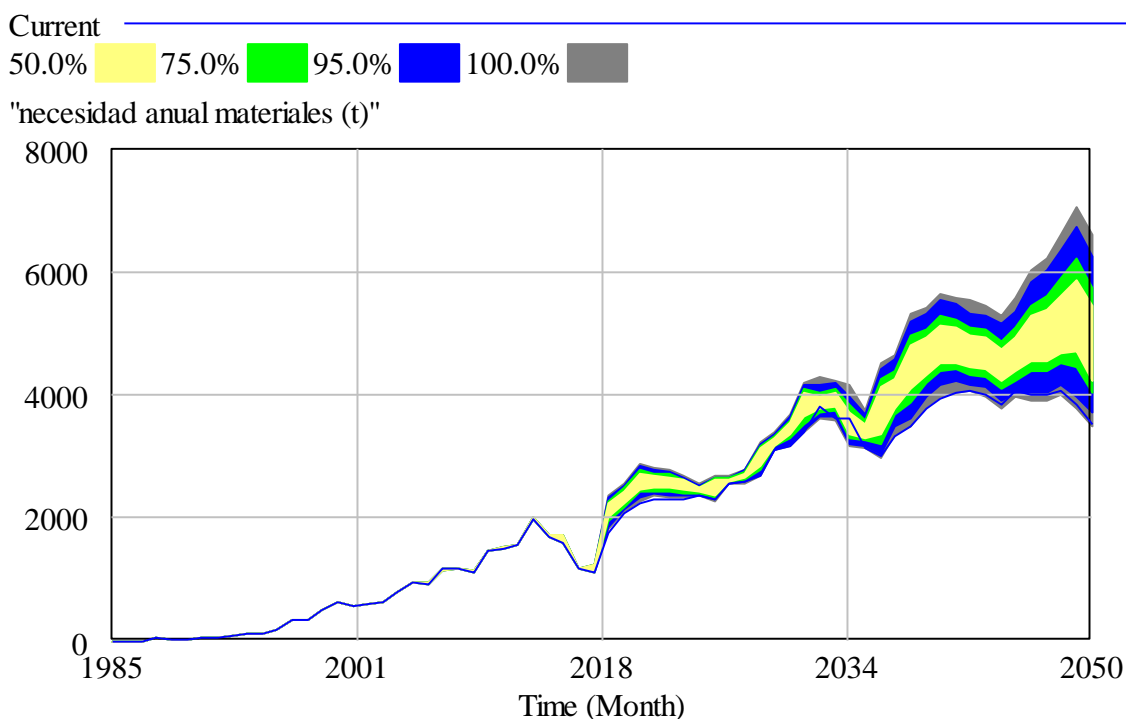
Hormigón

Respecto al hormigón tampoco se presentan necesidades excesivas: según *U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries*. 2004-08 solo en España se producen más de 50 millones de toneladas, mientras que el requerimiento máximo para la última década (2040-2050) estaría entre 20 y 30 millones de toneladas (gráfico 8 de anexo 7). Las necesidades acumuladas (gráfico 9 de anexo 7) también podrían ser suplidas.

Tierras raras

Estos elementos presentan un punto clave para la producción eólica en Europa. Se necesitan anualmente las siguientes cantidades:

Necesidades de tierras raras (toneladas)



Anualmente se necesitan entre 2 000 y 5 500 toneladas a lo largo del periodo estudiado, siendo una cantidad menor ante las 100 000 toneladas producidas mundialmente al año <[\[71\]](#) USGS>, pero de gran relevancia dado que más del 99% de esa producción se halla fuera de Europa. La extracción de tierras raras supone muy a menudo destrucción de hábitats (caso reciente: <[\[69\]](#) Bravo, Francisco>) por lo que existe una contradicción clara de intereses entre la rentabilidad a corto plazo y a largo plazo, o entre rentabilidad monetaria y ecológica que hay que tener muy presente para abordar la implantación de energía eólica ya que si pretendemos cuidar el medio ambiente impulsando dicha tecnología pero para poder impulsarla necesitamos dañar gravemente el mismo medio ambiente entonces estaremos un paso hacia delante y dos hacia atrás.

Las reservas de tierras raras son de unos 125 millones de toneladas, necesitándose hasta 2050 para la energía eólica un total de 140,000 toneladas (gráfico 10 de anexo 7), representando menos del 0.2% de las reservas mundiales. Como ya se ha indicado, el problema puede surgir a raíz de las bajas reservas dentro de Europa.

Aluminio

Las necesidades varían entre 100 000 toneladas en la actualidad hasta aproximadamente 250,000 toneladas en 2050 (gráfico 11 de anexo 7). La producción anual en la Europa occidental es de 304 millones de toneladas

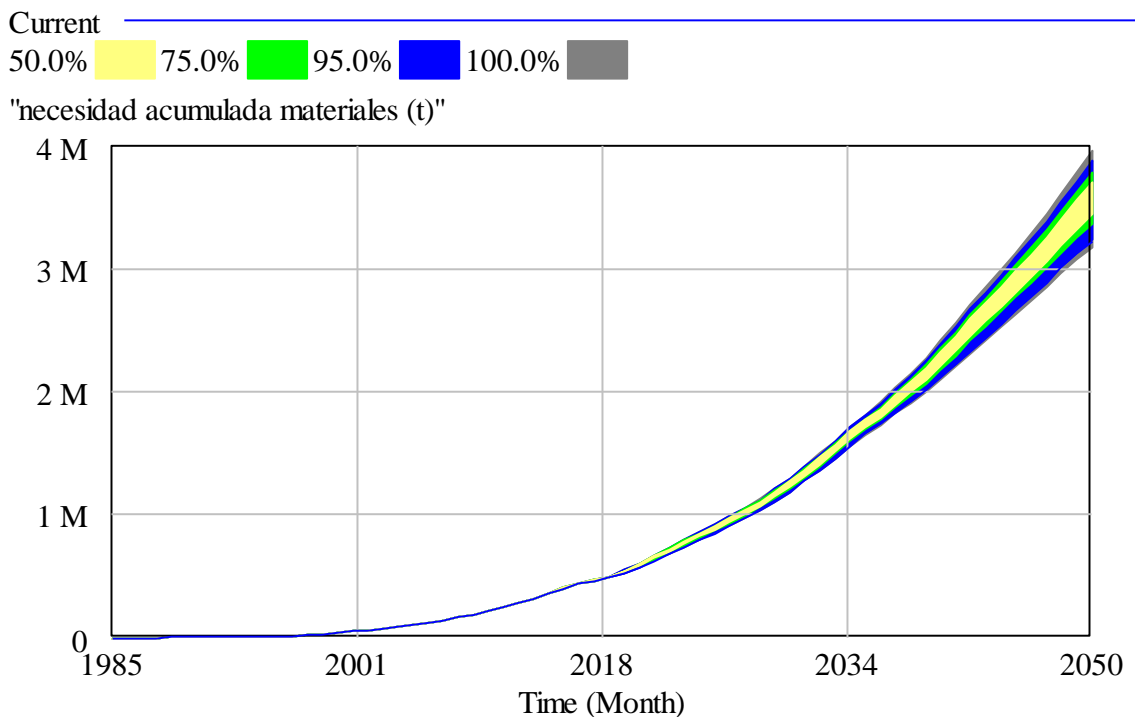
(304,000,000 toneladas), por lo que las necesidades para la energía eólica quedan en una mera anécdota menor al 0.1% de la producción europea. Las necesidades acumuladas tampoco serían relevantes (gráfico 12 de anexo 7).

Cobre

Las necesidades anuales de cobre para la energía eólica serán desde 50,000 toneladas en la actualidad hasta 130,000 en 2040-2050 (gráfico 13 de anexo 7). Según <[\[72\]](#) USGS> la producción mundial anual de cobre es de 18.7 millones de toneladas, produciéndose aproximadamente en Europa unas 900,000 toneladas. Las necesidades de cobre para la energía eólica son menores al 6% de la producción europea en la actualidad, sin embargo si se mantienen los niveles de producción pasarían a ser del 14.4%, una cantidad relevante en cuanto que podría generar una cierta dependencia exterior de dicho material.

Respecto a la necesidad acumulada:

Necesidades de cobre (toneladas)



Hacia 2050 se necesitarían entre 3 y 4 millones de toneladas mientras que las reservas mundiales serían según de 900 millones de toneladas. No parece a priori que el cobre necesario para la energía eólica pudiera representar un problema aunque sí una materia a tener en cuenta.

Resina epoxi

La producción mundial de resina epoxi está en torno a 3 millones de toneladas anuales según <[\[72\]](#) USGS>. En la actualidad se necesitan unas 50,000 toneladas (gráfico 14 de anexo 7), aumentando de manera progresiva dicha necesidad hasta 120,000 toneladas, no obstante la producción de resina epoxi aumenta cada año a mayor velocidad que las necesidades de la energía eólica, por lo que no parece un material preocupante, las necesidades totales hasta 2050 (gráfico 15 de anexo 7) se podrían suplir prácticamente con un año de producción mundial:

Fibra de vidrio

La producción de fibra de vidrio se sitúa en torno a 1 millón de toneladas anuales en Europa, según <[\[73\]](#) Centro Español de Plásticos>. No obstante, no es relevante la comparación con las necesidades de la eólica (desde 100,000 hasta 250,000 toneladas, gráfico 16 de anexo 7) ya que el material clave o los materiales clave serían más bien el plástico y el vidrio, que observaremos más adelante. Respecto a las necesidades acumuladas (gráfico 17 de anexo 7) tampoco habría problema.

Plástico

La producción europea ronda los 60 millones de toneladas según <[\[74\]](#) Plastics Europe> mientras que las necesidades van desde menos de 50,000 toneladas hasta 75,000 toneladas anuales (gráfico 18 de anexo 7), por lo que no parece ser un material crítico, tampoco respecto a las necesidades acumuladas en 2050 (gráfico 19 de anexo 7) que serían menores al 4% de la producción europea anual.

Polietileno

La producción mundial se sitúa en torno a las 100 millones de toneladas anuales según <[\[75\]](#) Góngora Pérez, Juan Pablo>, no habiendo problemas de abastecimiento anuales (gráfico 20 de anexo 7) ni de reservas totales (gráfico 21 de anexo 7).

Hierro

Las necesidades de hierro anuales van desde 400,000 hasta 700,000 toneladas anuales (gráfico 22 de anexo 7). La producción anual en Europa se sitúa en la actualidad sobre las 200 millones de toneladas según <[\[76\]](#) European Commission> por lo que no parece ser un material determinante, tampoco para las necesidades acumuladas (gráfico 23 de anexo 7).

Derivados del petróleo

Las necesidades aumentan enormemente en el tiempo, desde las 25,000 toneladas anuales hasta cerca de 150,000 (gráfico 24 de anexo 7).

Las reservas probadas en la UE de los 28 son de 5718 millones de barriles (Noruega tiene aproximadamente la misma cantidad). Suponiendo un peso por barril de 130kg, significan 743 millones de toneladas de petróleo. Las necesidades totales hasta 2050 serían de 22.5 millones de toneladas de derivados del petróleo para la energía eólica (gráfico 25 de anexo 7), por lo que, aunque con poca intensidad, esta necesidad agrava la escasez ya planteada del petróleo a medio-largo plazo.

Plomo

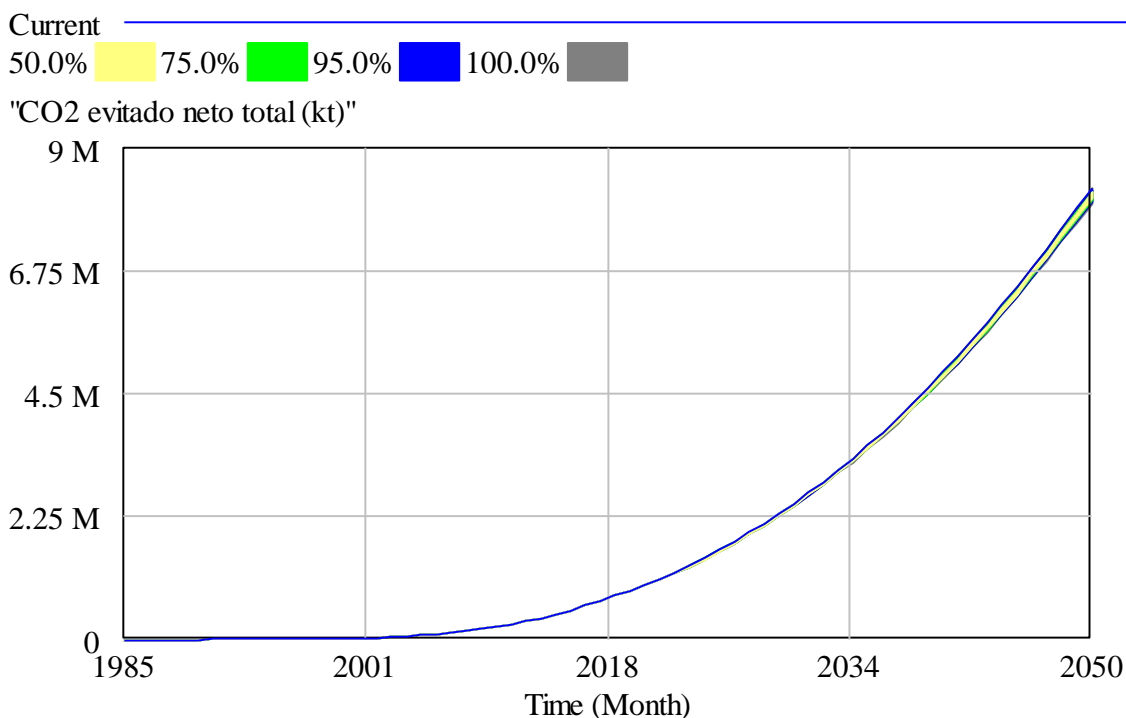
Según <[\[77\]](#) Statista> la producción de plomo anual se sitúa en torno a los 5 millones de toneladas anuales. Las necesidades para la energía eólica son de unas 7,000 toneladas en la actualidad hasta 50,000 toneladas en 2050 (gráfico 26 de anexo 7), por lo que aparentemente el plomo no presentaría escasez, tampoco para las necesidades acumuladas (gráfico 27 de anexo 7).

Vidrio, cerámicas

Según <[\[78\]](#) Glass Alliance Europe> la producción europea de vidrio en 2015 fue de 35 millones de toneladas. Las necesidades para la energía eólica son, desde 35,000 toneladas en la actualidad hasta 65,000 en 2050 (gráfico 28 de anexo 7), representando menos de un 0.2% respecto a todo el periodo para la producción de 2015. Las necesidades acumuladas alcanzan más de 1,75 millones de toneladas en 2050 (gráfico 29 de anexo 7)

7.1.3 CO2

El CO2 evitado neto será el siguiente:

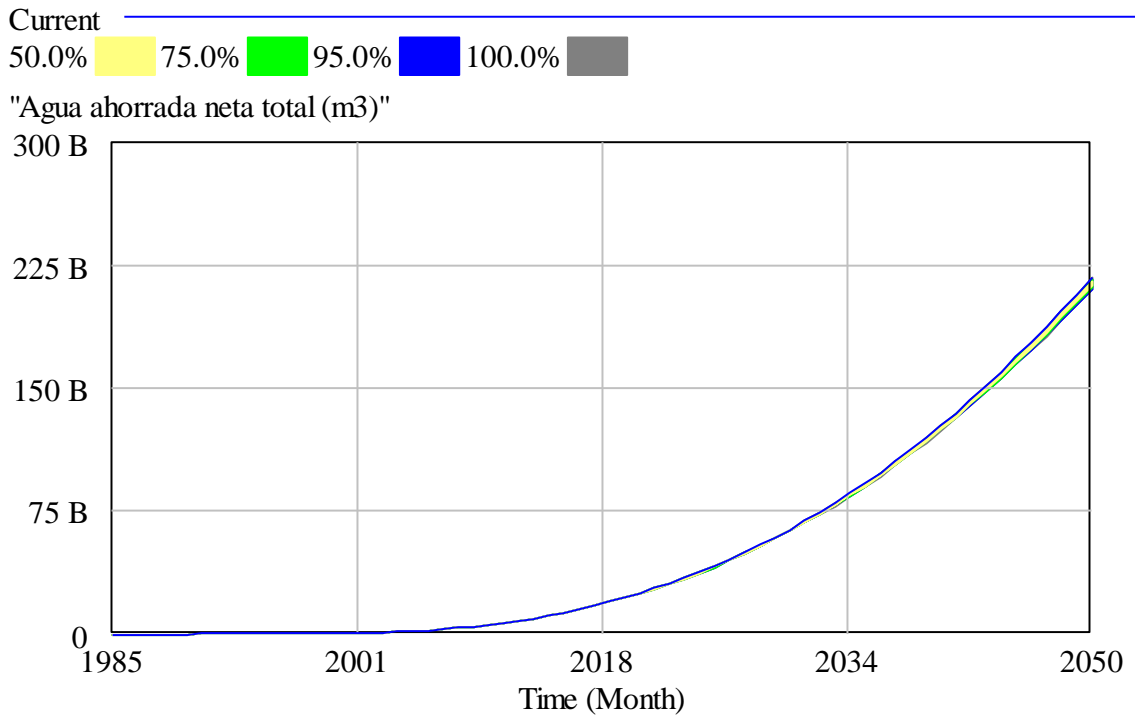


Sumando en 2050 más de 8 millones de kilotoneladas, es decir, aproximadamente las emisiones equivalentes a dos años de generación eléctrica en Europa.

El objetivo más importante de la implantación de energía eólica es la disminución de emisiones de CO2, ahora bien, la energía eólica representa una porción de las emisiones dentro del sector de generación eléctrica, que a su vez es una porción del total de la economía. Por tanto no podemos mediante la simulación extraer conclusiones generales respecto a las emisiones, habiéndose comentado en el apartado 5.2.2 y 4.2 las consideraciones respecto al Roadmap que se complementarán en el apartado 7.2 de conclusiones. No obstante sí podemos constatar que la energía eólica contribuye notablemente a disminuir las emisiones de CO2 respecto a otras tecnologías o, como se muestra en la imagen, respecto a las emisiones siguiendo un mix con menos renovables como el actual.

7.1.4 AGUA

Respecto al agua neta ahorrada obtenemos lo siguiente:



Donde observamos un ahorro total hasta 2050 de unos 200 billones (200,000 millones) de metros cúbicos de agua. Por tanto, la energía eólica contribuiría a paliar la sequía y el excesivo consumo de agua. Para estimar la importancia observamos los datos de [\[80\] Karavitis, Christos](#) según los cuales el agua usada para riego anualmente en Europa es de 105,000 millones de m3 anuales, por lo que el agua ahorrada por la energía eólica en la generación podría abastecer 2 años a los cultivos de toda Europa, lo cual parece de gran relevancia, este agua ahorrada resulta muy importante en la valoración de la energía eólica.

7.2 CONCLUSIONES GENERALES ROADMAP

7.2.1 FACTOR DE CAPACIDAD ONSHORE

El factor de capacidad en 2050 según el Roadmap sería de un 34.25%, valor demasiado alto teniendo en cuenta la progresión que ha sufrido dicho factor en regiones con alta implantación de eólica, como ya se vio en el apartado 5.1.5. Un factor de capacidad más realista rebajaría el interés privado por la inversión y la energía eólica necesitaría mayor apoyo público, lo cual podría generar serias dificultades o imposibilidades.

7.2.2 INCERTIDUMBRE TECNOLOGÍA OFFSHORE

Se confía en una implantación a gran escala de parques *offshore*, partiendo de una mejora tecnológica que haga este tipo de parques más viable. Dichas mejoras tecnológicas son difíciles de prever, tanto en el cuándo (cuándo se producirían) como en el cuánto (qué alcance tendrían) por lo que no parece serio confiar el “timón” que debe cambiar el rumbo de las emisiones de CO₂ a la creencia en un determinado salto tecnológico.

7.2.3 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda eléctrica en el Roadmap es siempre creciente, esto es obviamente contraproducente para la disminución de emisiones de CO₂ tal y como se explica en el apartado 5.2.2.2, ya que aunque la intensidad de las emisiones (g CO₂/kWh) disminuya, si la cantidad de energía consumida es mayor (kWh) entonces el primer factor debe no sólo disminuir, sino hacerlo a un ritmo mucho mayor que el segundo. No se ha encontrado ningún informe que contemple una disminución en el consumo ni en Europa (con una previsión de decrecimiento demográfico en las próximas décadas) y menos en el conjunto del globo.

7.2.4 DESARROLLO MIX ENERGÉTICO

Se confía en exceso en el avance de la tecnología, así, mientras la eólica *offshore* representaría en 2050 el 15% de la generación eléctrica o la fotovoltaica el 19%, en la actualidad suplen el 1.3% y el 2.7% del total respectivamente; por otro lado se incorporan las tecnologías CCS (Carbon Capture Storage), siendo en 2050 responsables del 10% del total cuando en la actualidad ni siquiera se han desarrollado plantas más allá de prototipos, además de las serias dudas que plantea el almacenaje de CO₂ bajo la tierra, apuntadas en el informe de <[80](#)> IPCC>.

Otro problema proviene de los biocombustibles, que son supuestos neutros en emisiones de CO₂ (recordemos que el objetivo del “Roadmap 2050” es que el 10% de la energía eléctrica sea generada por biocombustibles, considerando

todo el sector eléctrico libre de emisiones) cuando esto no es así habitualmente ya que la recuperación de la masa forestal no es instantánea en ningún caso y en algunos bosques es de hasta 2 o 3 siglos. Otro problema derivado es la sustitución de tierras por otras de menor captura de CO₂ directa o indirectamente. El balance mundial anual es negativo en cuanto a la masa forestal (aunque esta tendencia se ha ralentizado y en Europa es positiva, cada año hay menos bosques en el conjunto del planeta, -0.08% anual <[\[81\]](#) FAO>) y dada la inmediatez del problema del cambio climático la biomasa no sería, mediante la política actual europea, parte de la solución.

7.3 CONCLUSIONES GENERALES: MÁS ALLÁ DE LA ENERGÍA EÓLICA

7.3.1 DENTRO DE EUROPA

Ya se han realizado las observaciones y/o críticas pertinentes que son principalmente tres: el coste económico de la energía eólica, las dudas respecto al desarrollo del mix planteado por el Roadmap y las dudas que plantean las reservas de tierras raras al encontrarse en su mayoría fuera de Europa. Las dos primeras cuestiones, mucho más vitales e importantes que la tercera, plantean serias dudas a la transición propuesta y están enormemente relacionadas. Los informes oficiales siguen teniendo como piedra angular o como punto de partida inexcusable el crecimiento económico y la viabilidad privada de las inversiones, dejando en manos de inversiones a corto y medio plazo el futuro a largo plazo del clima, o dicho de otra forma, dejando en manos del interés de la rentabilidad el devenir de nuestra existencia. Es evidente que no podemos dejar en manos de particulares los intereses generales y que debemos cuestionar el crecimiento económico dado lo visto en el gráfico 1 del anexo 1. Los informes oficiales de algunos organismos, a menudo dotados de gran músculo científico, dan la sensación de ser una huida hacia delante, dejan de cuestionar lo básico y pierden credibilidad ya que parecen ser herramientas desprovistas de toda lógica humana. El ser humano pierde centralidad en la acción política y el interés del capital maneja las soluciones a problemas planteados por ella misma. Y bien, ¿Qué podemos hacer? A lo largo de la historia cada clase ha defendido sus propios intereses a veces hasta límites insospechados, pero había un matiz que no se observa en la gran crisis climática presente: quien ganaba se quedaba con la mayoría del pastel. En esta ocasión afecta de manera más directa a todos los estratos sociales que en anteriores ocasiones, por lo que crear una mayoría más transversal es mucho más posible en este sentido. Pero antes de eso, o por el camino, debemos liberarnos de las ataduras del consumo de bienes, simplificando la sociedad. Este camino se presenta tremendamente arduo en el presente dado el cortoplacismo del utilitarismo de clase que ha demostrado el ser humano pero que, mediante la creación de discursos, podemos hacer que llegue en posiciones de ganar la batalla el día que se perciba como

verdaderamente propia la crisis climática por la mayoría de la población, dado que no se prevé un engorde de las clases medias-altas. Resumiendo y en otras palabras: la mayoría de la población parece estar concienciada del problema del cambio climático en la teoría, pero no lo perciben como propio hasta el punto que fuera suficiente para crear una alternativa con posibilidades; a la vez parece difícil acumular fuerza en el contexto actual por lo que sólo queda – aparentemente- generar discursos que calen y que lleguen a los momentos clave –sequías prolongadas, olas de calor- en posición de crear mayorías.

7.3.2 EUROPA Y EL MUNDO

La eólica mundial representa en la actualidad el 3% de la energía eléctrica generada. Aunque el GWEC prevé que para 2030 supla el 20% del total <[\[83\]](#) GWEC> no todas las previsiones son tan optimistas. Según los datos de potencia mundial instalada y su tendencia parece claro que la eólica jugará un papel predominante en la transición energética pero también parece insuficiente con el nivel de consumo actual (más en gráficos 7.2.24 y 7.2.25 de anexos). En esta línea se declara la IEA en su informe de 2015 <[\[83\]](#) IEA>: “El rumbo del viaje está cambiando, pero el destino todavía no son los 2 grados”.

A diferencia de lo que sucede en Europa, las emisiones mundiales crecen anualmente ([\[17\]](#) Banco mundial) y se han acelerado desde el inicio del milenio, no habiendo signos claros de cambio. Es muy común observar noticias del tipo “con el uso de X tecnología se han evitado Y toneladas de CO2 en emisiones”; dichas noticias son un falso dilema, ya que contraponen a la vista del lector el desastre total (emitir el CO2 con la tecnología antigua) con posponer el desastre con la nueva tecnología (dado que no se está siguiendo una línea de reducción de emisiones suficiente a escala global), esto tiene un efecto balsámico que resta importancia al problema y anestesia a la población, que delega su responsabilidad en la creencia de que la tecnología podrá salvar los muebles, pero que en realidad nos acerca al desenlace de una tragedia de los comunes. A la vez, los intereses particulares de empresas e incluso de naciones enteras no parecen coincidir con los intereses generales de preservación del clima. La lógica capitalista parece avanzar sin miramientos, aplastando todo aquello que no obedece a sus propios preceptos, incluido el medio ambiente.

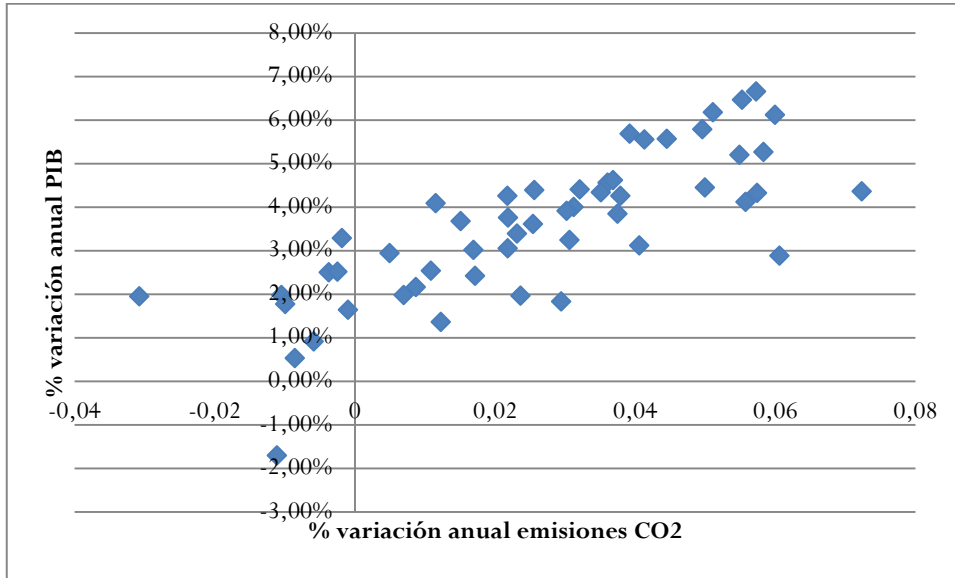
Europa podría ser punta de lanza en la acción por el cambio dado el alto grado de concienciación de los ciudadanos respecto a otras regiones, no obstante existen enormes dificultades dada la pérdida de fuerza geopolítica de Europa en las últimas décadas. Por tanto hay que pensar estrategias de acción mediante alianzas externas que posicionen a las regiones y/o estados a afrontar mayores perjuicios por desoír el cambio climático que por actuar para ser parte de la solución, tal y como se intentaba con la creación del mercado de carbono, pero esta vez entendiendo que el mercado no autorregulará el clima porque la larga cadena de causalidades que lo hacen moverse lo alejan de ese mismo clima,

sino que deben ser fuerzas populares mediante instituciones estatales o similar, mucho más cercanas a la tierra. No podemos dejar en manos de mecanismos deshumanizados –o tan alejados de la causalidad humana- problemas que conciernen a la humanidad de forma tan directa.

ANEXOS

ANEXO 1. CAMBIO CLIMÁTICO

Gráfico 1- Correlación emisiones CO2 y PIB

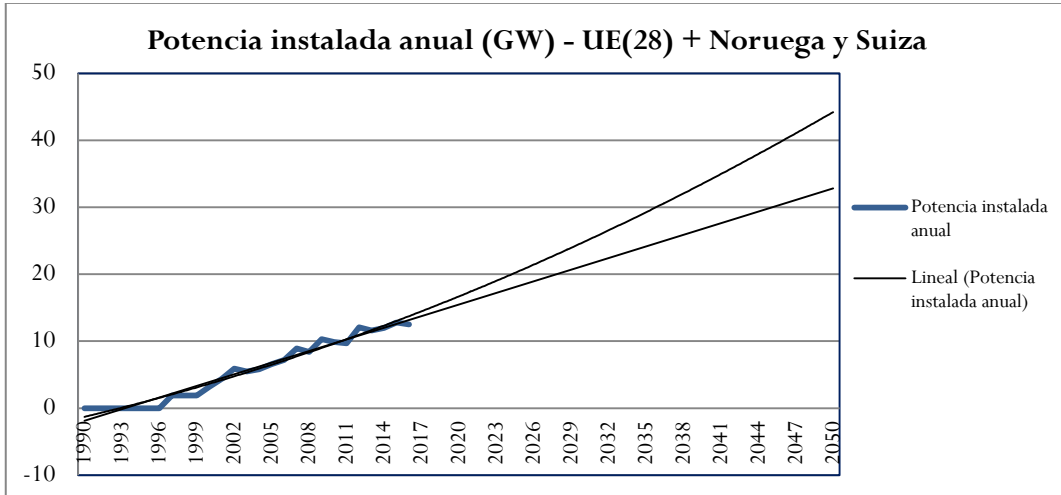


Fuente: % variación anual PIB: elaboración propia a partir de [\[19\]](#) Banco mundial. % variación anual emisiones CO2: elaboración propia a partir de [\[18\]](#) CAIT. Correlación estadística de 0.77.

ANEXO 2. PROPUESTAS ESTRATÉGICAS: LA ENERGÍA EÓLICA

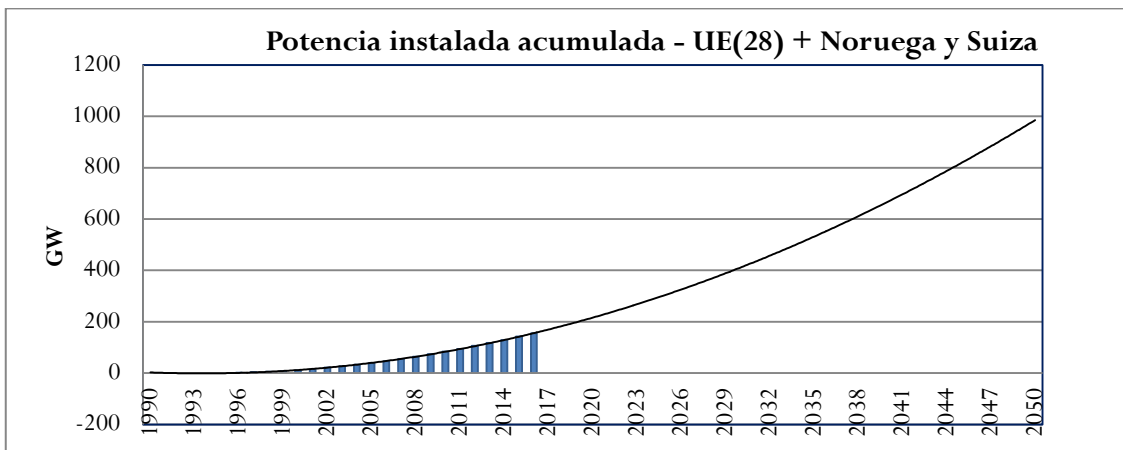
ANEXO 2.1. ROADMAP

La energía eólica instalada anualmente hasta ahora está recogida en el siguiente gráfico, donde se ha realizado una línea de tendencia a la potencia instalada anual mediante un polinomio de grado 2 y una aproximación lineal:



Fuente: [24] IEA

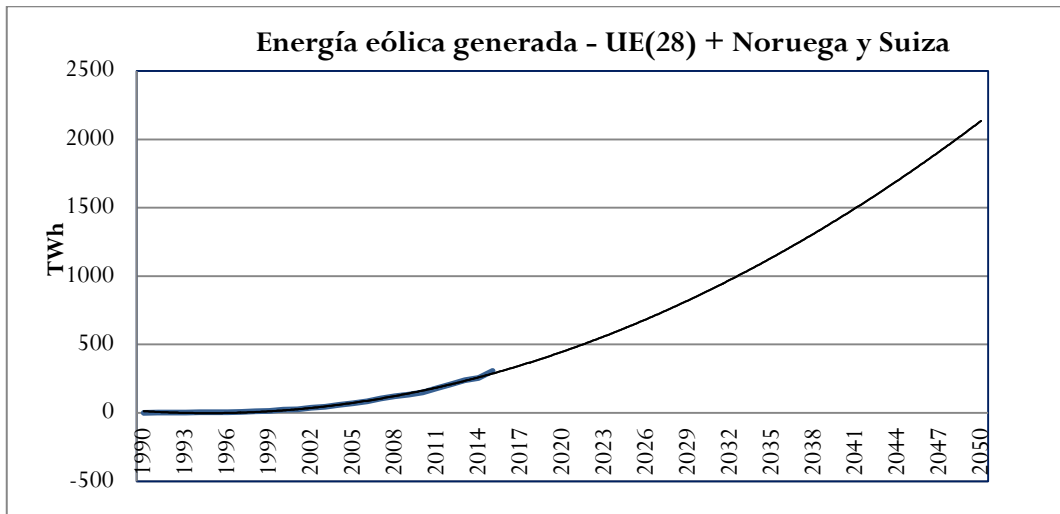
En definitiva, lo que obtenemos mediante esta primera aproximación es la potencia que, de manera tendente se va a instalar hasta 2050, en la actualidad se están instalando entorno a 12GW anuales, mientras que en 2050 se estarían instalando entre 35-45 GW sin contar la reimplantación de plantas obsoletas. En el siguiente gráfico vemos esta misma potencia instalada pero de manera acumulativa, acompañada de línea de tendencia:



Fuente: [24] IEA

Se trata de observar que, si la tendencia siguiera, supondría que en 2050 habría instalados cerca de 1000 GW. Dados los límites ya comentados es difícil que las magnitudes sean mayores.

Y en la siguiente podemos observar la energía generada a partir del viento, con otra línea de tendencia:



Fuente: [24] IEA

Desarrollo real de la energía eólica y evolución aproximada según Roadmap (incluye instalaciones en emplazamientos nuevos no explotados anteriormente).

Año	Potencia anual instalada total (GW)	Potencia total acumulada (GW)	Potencia onshore anual (GW)	Potencia onshore acumulada (GW)	Potencia offshore instalada anual (GW)	Potencia offshore acumulada (GW)
1990	0,4	0,4	0,4	0,4	0	0
1991	0,2	0,6	0,2	0,6	0	0
1992	0,2	0,8	0,2	0,8	0	0
1993	0,4	1,2	0,4	1,2	0	0
1994	0,5	1,7	0,5	1,7	0	0
1995	0,8	2,5	0,8	2,5	0	0
1996	1,0	3,5	1,0	3,5	0	0
1997	1,3	4,8	1,3	4,8	0	0
1998	1,7	6,5	1,7	6,5	0	0
1999	3,2	9,7	3,2	9,7	0	0
2000	3,3	13,0	3,2	12,9	0,1	0,1
2001	4,6	17,6	4,4	17,3	0,2	0,3
2002	6,0	23,7	5,8	23,2	0,2	0,5
2003	5,5	29,2	5,4	28,6	0,1	0,6
2004	5,9	35,1	5,8	34,4	0,1	0,7
2005	6,2	41,3	6,1	40,5	0,1	0,8
2006	7,6	48,9	7,5	48,0	0,1	0,9
2007	9,0	57,9	8,7	56,7	0,3	1,2

2008	8,7	66,7	8,4	65,1	0,3	1,6
2009	10,8	77,5	10,2	75,3	0,6	2,2
2010	10,6	88,1	9,7	85,0	0,9	3,1
2011	10,2	98,3	9,4	94,4	0,8	3,9
2012	13,1	111,5	12,0	106,4	1,2	5,1
2013	12,7	124,2	11,1	117,5	1,6	6,7
2014	13,0	137,2	11,6	129,1	1,5	8,2
2015	15,5	152,7	12,5	141,6	3,0	11,2
2016	13,7	166,4	12,1	153,7	1,6	12,7
2017	12,0	178,5	9,0	162,7	3,0*	15,7
2018	10,2	188,6	8,2	170,9	2,0	17,7
2019	9,6	198,2	7,4	178,3	2,2	19,9
2020	9,1	207,3	6,7	185,0	2,4	22,3
2021	8,7	216,0	6,0	191,0	2,7	25,0
2022	8,4	224,4	5,5	196,5	3,0	27,9
2023	8,2	232,6	4,9	201,4	3,3	31,2
2024	8,0	240,6	4,5	205,9	3,6	34,7
2025	7,9	248,6	4,0	210,0	3,9	38,6
2026	7,9	256,5	3,7	213,6	4,2	42,9
2027	7,9	264,4	3,3	216,9	4,6	47,4
2028	7,9	272,3	3,0	219,9	4,9	52,4
2029	8,0	280,3	2,7	222,6	5,3	57,7
2030	8,1	288,3	2,4	225,0	5,6	63,3
2031	8,2	296,5	2,2	227,2	6,0	69,2
2032	8,3	304,7	2,0	229,2	6,3	75,5
2033	8,3	313,1	1,8	231,0	6,5	82,1
2034	8,4	321,5	1,6	232,7	6,8	88,8
2035	8,5	330,0	1,5	234,1	7,0	95,8
2036	8,5	338,4	1,3	235,5	7,1	102,9
2037	8,4	346,9	1,2	236,7	7,2	110,2
2038	8,4	355,2	1,1	237,8	7,3	117,4
2039	8,2	363,4	1,0	238,8	7,2	124,7
2040	8,1	371,5	0,9	239,7	7,2	131,8
2041	7,8	379,3	0,8	240,5	7,0	138,9
2042	7,6	386,9	0,7	241,2	6,9	145,7
2043	7,3	394,2	0,7	241,9	6,6	152,3
2044	7,0	401,2	0,6	242,4	6,4	158,7
2045	6,6	407,8	0,5	243,0	6,1	164,8
2046	6,2	414,0	0,5	243,5	5,7	170,5
2047	5,8	419,8	0,4	243,9	5,4	175,9
2048	5,4	425,3	0,4	244,3	5,1	181,0
2049	5,1	430,3	0,4	244,7	4,7	185,7
2050	4,7	435,0	0,3	245,0	4,3	190,0

Datos: <[84] EWEA>, <[85] EWEA>, <[86] EWEA>. Valores predicción: [23] ECF (predicción "Roadmap 2050") y elaboración propia.

Para generar los datos entre el presente y 2050 se han utilizado dos expresiones matemáticas que se adaptaran a los parámetros reales de cada tecnología. En primer lugar, para obtener la potencia *onshore* a instalar anual se ha hallado la potencia anual a instalar desde 2017 mediante la siguiente fórmula:

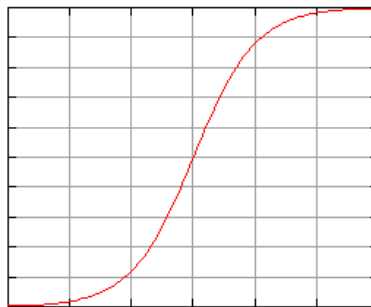
$$\text{Potencia a instalar anual} = 10 \cdot 0.9^{(\text{año} - 2016)}$$

Al aplicar esta fórmula se observa que la potencia a instalar decrece cada año (a medida que aumenta el exponente), partiendo de un valor próximo a 10, que es aproximadamente la potencia instalada que se viene dando en la tendencia de los últimos años. El parámetro 0.9 se ha obtenido mediante la herramienta "busca objetivo" de Excel, con la condición de que la suma de las potencias obtenidas en todo el periodo 1990-2050 fuera de 245 (GW).

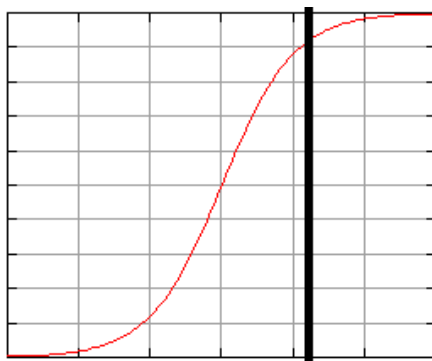
Para la tecnología *offshore* se ha hallado la potencia total acumulada (no la instalada anual) mediante una función logística a partir de 2018:

$$\text{Potencia instalada acumulada} = \frac{230}{(1 + 12.56 \cdot e^{[2018 - \text{año}] \cdot 0.1208})}$$

La función logística tiene la siguiente forma:



Tiende siempre a un límite determinado, en nuestro caso 230. El parámetro 12.56 sirve para obtener el valor deseado de inicio ya que en el año inicial el exponente es 0. El parámetro 0.1208 nos sirve para, mediante un análisis "buscar objetivo" de Excel, hallar la progresión para que en el año 2050 haya 190 GW acumulados. Volviendo al parámetro del numerador, se ha de notar que al elegir 230 como parámetro límite estamos diciendo que la tecnología *offshore* podría llegar, después de 2050, a 230 GW. Si observamos la tabla, vemos que el periodo de crecimiento de la potencia instalada anual acaba en 2038 (punto de



inflexión de la curva logística) sin embargo en 2050 aún falta para llegar al límite de 230, viéndose truncada la función logística. Esto se debe al análisis de la realidad: si quisiéramos aplicar una función logística completa (sin truncar) entre 2018 y 2050,

tendríamos dos opciones variando los parámetros de dicha función: realizar una función casi lineal donde apenas se notaran las concavidades (positiva al principio y negativa al final), lo cual no concordaría con la tendencia actual ya que presupondría potencias instaladas anuales muy altas en los próximos años, o realizar una función en la que hubiera un crecimiento muy grande en los años centrales, lo cual tampoco parece lógico ya que nada indica que vaya a haber un aumento de grandes proporciones en un periodo determinado y corto. Por tanto la mejor solución es truncar la función logística, dejando en incertidumbre el crecimiento a partir de 2050 dado que no tiene por qué existir una simetría perfecta (es decir, se propone alcanzar los 190 GW pero no determinar el límite de la potencia *offshore*).

ANEXO 3. MODELO

ANEXO 3.1. NECESIDADES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tabla 1 Producción energía eléctrica histórica y proyecciones estimadas "Roadmap 2050".

Año	Demanda total (TWh)	Producción eólica (TWh)	Producción PV (TWh)	Producción nuclear	Producción solar térmica	Producción biomasa	Producción geotérmica	Producción hidroeléctrica + maremotriz	Carbón y gas CCS	Fósiles convencionales y otras fuentes
1990	2773,2	0,8	0,0	818,5	0,0	11,1	3,2	461,8	0,0	1477,7
1991	2809,4	1,1	0,0	842,8	0,0	11,5	3,2	466,6	0,0	1484,2
1992	2801,1	1,6	0,0	850,8	0,0	12,1	3,5	488,0	0,0	1445,3
1993	2807,9	2,4	0,0	885,5	0,0	13,1	3,7	497,6	0,0	1405,5
1994	2846,3	3,5	0,0	883,1	0,0	14,0	3,5	503,9	0,0	1438,4
1995	2929,8	4,1	0,0	905,7	0,0	15,5	3,5	512,0	0,0	1489,1
1996	3008,4	4,9	0,1	951,1	0,0	14,4	3,8	490,1	0,0	1544,1
1997	3031,8	7,4	0,1	963,0	0,0	17,7	4,0	505,9	0,0	1533,9
1998	3103,2	11,3	0,1	958,7	0,0	19,8	4,3	525,7	0,0	1583,4
1999	3147,3	14,2	0,1	969,2	0,0	19,6	4,5	538,9	0,0	1600,8
2000	3246,3	22,3	0,1	971,4	0,0	20,6	4,8	567,9	0,0	1659,1
2001	3313,5	26,7	0,2	1005,8	0,0	21,2	4,6	572,7	0,0	1682,3
2002	3342,2	36,4	0,3	1017,4	0,0	24,9	4,8	520,4	0,0	1738,0
2003	3409,8	44,4	0,5	1023,3	0,0	29,8	5,4	485,1	0,0	1821,2
2004	3479,0	59,2	0,7	1035,4	0,0	38,4	5,5	508,0	0,0	1831,8
2005	3523,0	71,0	1,5	1021,0	0,0	44,0	5,4	518,0	0,0	1862,2
2006	3556,9	83,0	2,5	1017,7	0,0	48,7	5,6	504,4	0,0	1895,1
2007	3588,5	105,3	3,8	963,2	0,0	50,8	5,8	519,8	0,0	1939,8
2008	3598,0	120,5	7,5	964,9	0,0	56,5	5,7	542,5	0,0	1900,4
2009	3422,4	134,1	14,1	921,7	0,1	61,1	5,5	530,6	0,0	1755,2
2010	3557,9	150,3	22,6	942,9	0,8	70,3	5,6	563,4	0,0	1802,0
2011	3490,0	181,0	45,5	933,5	2,0	73,6	5,9	496,6	0,0	1752,0
2012	3515,1	207,7	67,7	907,8	3,8	79,9	5,8	550,2	0,0	1692,3
2013	3474,8	238,8	81,4	902,8	4,8	81,5	5,9	572,2	0,0	1587,5
2014	3404,8	255,5	93,2	903,9	5,5	85,1	6,2	583,3	0,0	1472,2
2015	3445,7	305,7	116,4	892,4	6,4	99,1	6,5	583,4	0,0	1435,8
2016	3486,6	298,2	139,7	880,9	7,6	113,0	6,8	583,6	0,0	1456,8
2017	3527,5	332,7	163,0	869,4	9,0	127,0	7,1	583,7	0,0	1435,7
2018	3568,4	367,2	186,3	857,9	10,7	141,0	7,4	583,8	0,0	1414,2
2019	3609,3	401,6	209,5	846,4	12,6	155,0	7,6	583,9	0,0	1392,6
2020	3650,0	436,1	237,5	834,9	14,8	168,9	8,1	584,1	15,8	1349,8
2021	3705,0	481,1	269,5	823,4	17,3	182,9	8,7	584,2	31,6	1306,4
2022	3760,0	526,1	301,5	811,9	19,9	196,9	9,5	584,3	47,4	1262,5
2023	3815,0	571,1	333,5	800,4	22,9	210,8	10,4	584,5	63,2	1218,2
2024	3870,0	616,1	365,5	788,9	26,1	224,8	11,5	584,6	79,0	1173,5
2025	3925,0	661,1	397,5	777,4	29,5	238,8	12,8	584,7	94,8	1128,4
2026	3980,0	706,1	429,5	765,9	33,2	252,7	14,2	584,8	110,6	1082,9
2027	4035,0	751,1	461,5	754,4	37,1	266,7	15,8	585,0	126,5	1036,9
2028	4090,0	796,1	493,5	742,9	41,3	280,7	17,6	585,1	142,3	990,6
2029	4145,0	841,1	525,5	731,4	45,7	294,6	19,5	585,2	158,1	943,8
2030	4200,0	886,1	557,5	719,9	50,4	308,6	21,6	585,4	173,9	896,6
2031	4230,0	921,1	581,5	708,4	55,6	322,6	23,9	585,5	189,7	841,8
2032	4260,0	956,1	605,5	696,9	61,2	336,6	26,3	585,6	205,5	786,3
2033	4290,0	991,1	629,5	685,4	67,4	350,5	28,9	585,7	221,3	730,2
2034	4320,0	1026,1	653,5	673,9	74,0	364,5	31,6	585,9	237,1	673,4
2035	4350,0	1061,1	677,5	662,4	81,1	378,5	34,5	586,0	252,9	616,0
2036	4380,0	1096,1	701,5	650,9	88,6	392,4	37,6	586,1	268,7	557,9
2037	4410,0	1131,1	725,5	639,4	96,7	406,4	40,9	586,2	284,5	499,2
2038	4440,0	1166,1	749,5	627,9	105,2	420,4	44,3	586,4	300,3	439,9
2039	4470,0	1201,1	773,5	616,5	114,2	434,3	47,8	586,5	316,1	379,9
2040	4500,0	1236,1	797,5	605,0	123,7	448,3	51,6	586,6	331,9	319,3
2041	4540,0	1261,5	810,9	593,5	133,7	462,3	55,5	586,8	347,7	288,2
2042	4580,0	1286,9	824,2	582,0	144,2	476,2	59,5	586,9	363,5	256,6
2043	4620,0	1312,3	837,6	570,5	155,1	490,2	63,8	587,0	379,4	224,2
2044	4660,0	1337,6	850,9	559,0	166,5	504,2	68,2	587,1	395,2	191,3
2045	4700,0	1363,0	864,3	547,5	178,4	518,2	72,7	587,3	411,0	157,7
2046	4740,0	1388,4	877,6	536,0	190,8	532,1	77,5	587,4	426,8	123,4
2047	4780,0	1413,8	891,0	524,5	203,7	546,1	82,3	587,5	442,6	88,5
2048	4820,0	1439,2	904,3	513,0	217,0	560,1	87,4	587,7	458,4	53,0
2049	4860,0	1464,6	917,7	501,5	230,8	574,0	92,6	587,8	474,2	16,8
2050	4920,0	1490,0	931,0	490,0	245,1	588,0	98,0	587,9	490,0	0,0

Datos desde[24] IEA (hasta 2015) y elaboración propia a partir de Roadmap.

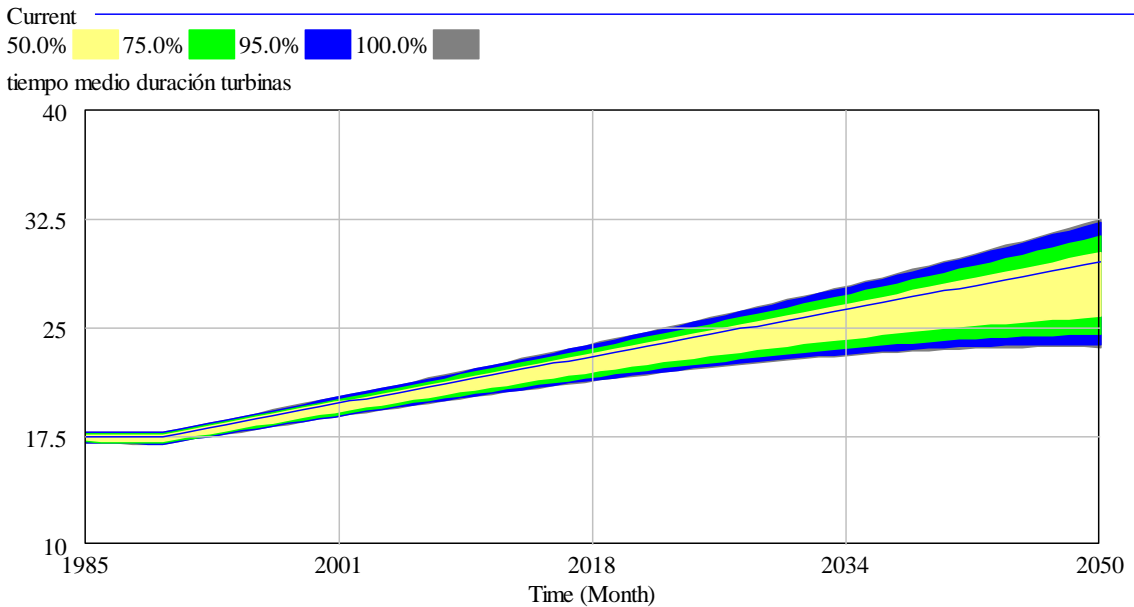
ANEXO 3.2. VIDA ÚTIL GENERADORES

Los datos anuales iniciales de duración de las turbinas son los siguientes:

				1985	1986	1987	1988	1989	1990
				17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
17,7	17,9	18,1	18,3	18,5	18,7	18,9	19,1	19,3	19,5
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
19,7	19,9	20,1	20,3	20,5	20,7	20,9	21,1	21,3	21,5
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
21,7	21,9	22,1	22,3	22,5	22,7	22,9	23,1	23,3	23,5
2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
23,7	23,9	24,1	24,3	24,5	24,7	24,9	25,1	25,3	25,5
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
25,7	25,9	26,1	26,3	26,5	26,7	26,9	27,1	27,3	27,5
2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
27,7	27,9	28,1	28,3	28,5	28,7	28,9	29,1	29,3	29,5

Fuente: elaboración propia

Para presentar la variación que pueden sufrir dichos datos iniciales se realiza un análisis de sensibilidad mediante el modelo en Vensim para los multiplicadores usados, que dan una variación en la vida útil de los generadores siguiente:



Fuente: elaboración propia

ANEXO 3.3. MATERIALES

Vemos en las siguientes tablas -a modo ilustrativo- la evolución en la necesidad de materiales propuesta por USGS y usada en el modelo:

Table A2-1. Estimates used in this report for the quantity of selected materials required by the wind turbine industry from 2010 through 2030.

[kg, kilogram; kt, thousand metric tons; MW, megawatt; NA, not available; Nd, neodymium; Nd-Fe-B, neodymium-iron-boron; Nd₂O₃, neodymium oxide; t, metric ton; XX, not applicable]

Year	New onshore capacity (MW)	Onshore percent of total (percent)	Current-generation turbine (percent)	Next-generation turbine (percent)	Steel/stainless steel (kt [*])	Concrete (kt [*])	Fiberglass (kt [*])	Miscellaneous ¹ (kt [*])	Copper ² (kt [*])	Rare earths ³ (kt [*])	Cast iron (kt [*])
Prior to 2010	35,000	100	100	0	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
2010	8,000	100	100	0	920	4,720	78	64	20	0.00	191
2011	10,000	100	95	5	1,144	5,806	97	81	25	0.02	237
2012	9,000	100	90	10	1,024	5,141	86	74	23	0.04	212
2013	9,600	100	85	15	1,087	5,393	90	79	25	0.06	224
2014	9,600	100	80	20	1,081	5,303	88	80	25	0.08	222
2015	13,400	100	75	25	1,501	7,276	121	112	35	0.14	307
2016	13,200	99	70	30	1,470	7,044	117	111	35	0.17	300
2017	15,600	98	65	35	1,728	8,178	137	132	42	0.24	352
2018	15,300	96	60	40	1,686	7,876	132	131	41	0.26	342
2019	15,300	96	55	45	1,677	7,733	129	132	42	0.30	339
2020	15,300	96	50	50	1,668	7,589	127	133	42	0.33	336
2021	15,800	96	45	55	1,713	7,688	129	138	44	0.38	344
2022	15,800	96	40	60	1,703	7,540	147	139	44	0.41	341
2023	15,300	96	35	65	1,640	7,157	116	136	43	0.43	327
2024	15,300	96	30	70	1,631	7,014	118	137	44	0.46	324
2025	15,200	95	25	75	1,611	6,825	115	137	44	0.49	319
2026	14,500	91	20	80	1,528	6,374	107	131	42	0.50	301
2027	13,300	86	15	85	1,394	5,722	96	121	39	0.49	274
2028	12,800	83	10	90	1,334	5,386	91	117	38	0.50	261
2029	10,400	80	5	95	1,077	4,279	72	96	31	0.43	210
2030	10,100	78	0	100	1,040	4,060	69	94	30	0.44	202
Total by 2030 ⁴	307,800	XX	XX	XX	29,658	134,103	2,262	2,375	753	6	5,963
Average for 2010–2030 ⁵	12,990	NA	NA	NA	1,500	6,800	110	130	40	0.38	310

¹Includes aluminum, plastic, epoxy resins, polymer foam, and wood.

²Includes copper windings, copper alloys in components, copper wire, and copper in electronics.

³Published estimates suggest that a 2.5-MW turbine requires 0.6 to 1.0 t of permanent magnet material per megawatt of power or 0.2 to 0.33 t of Nd per megawatt of power. A 3.5-MW turbine would require an average of 2 t (2,000 kg) of permanent magnet material, or an average of 216 kg of Nd per megawatt produced, assuming Nd accounts for about 27 percent of the weight of a Nd-Fe-B permanent magnet. Assuming that turbines using rare-earth permanent magnets would account for 20 percent of the wind turbine market by 2030, the average rare-earth (primarily Nd) weight per megawatt of a next generation wind turbine would be 43.2 kg of Nd (50 kg of Nd₂O₃) per megawatt of power [(80 percent × 0) + (20 percent × 216 kg)].

⁴Estimate of the total amount of the specified material that would be required for 2010–2030 based on the reported annual material assumptions given.

⁵Estimate of the average values that would be required for 2010–2030.

*Correction posted on September 4, 2012.

Fuente: [39] USGS

Tabla 2- Ejemplo de evolución de necesidades de materiales según penetración de tecnología

Año	Nueva capacidad onshore (GW)	% onshore	Anterior gen. (acero)	Siguiente gen. (híbrida)	Acero (kt)	Hormigón (kt)	Materiales magnéticos (kt)	Aluminio* (kt)	Cobre (kt)	Resina epoxi (kt)	Fibra de vidrio (kt)	Plástico (kt)	Poliétileno (kt)	Hierro (kt)	Derivados petróleo (kt)	Arena, gravilla (kt)	Vidrio, cerámicas (kt)	Madera (kt)	Otros (kt)
Antes 2017			70,0%	30,0%															
2017	10	90,9%	65,0%	35,0%	993,60	4234,01	0,98	82,51	18,68	60,02	66,84	18,25	n/a	196,28	1,82	13,34	20,01	n/a	9,09
2018	9,9	90,4%	60,0%	40,0%	974,81	4123,33	0,97	81,46	18,49	59,05	65,08	17,95	n/a	192,23	1,79	13,12	19,68	n/a	8,95
2019	9,8	89,6%	55,0%	45,0%	954,09	4005,56	0,96	80,22	18,25	57,95	63,22	17,62	n/a	187,80	1,76	12,88	19,32	n/a	8,78
2020	9,7	88,7%	50,0%	50,0%	932,73	3886,28	0,95	78,91	18,00	56,81	61,33	17,27	n/a	183,27	1,72	12,62	18,94	n/a	8,61
2021	7,2	87,7%	45,0%	55,0%	682,41	2821,54	0,71	58,09	13,29	41,68	44,52	12,67	n/a	133,84	1,26	9,26	13,89	n/a	6,31
2022	8,6	86,6%	40,0%	60,0%	802,96	3294,18	0,84	68,77	15,77	49,18	51,97	14,95	n/a	157,20	1,49	10,93	16,39	n/a	7,45
2023	8,1	85,6%	35,0%	65,0%	744,69	3031,08	0,79	64,18	14,75	45,74	47,82	13,91	n/a	145,52	1,39	10,16	15,25	n/a	6,93
2024	7,6	84,4%	30,0%	70,0%	687,77	2777,08	0,74	59,64	13,74	42,36	43,80	12,88	n/a	134,15	1,28	9,41	14,12	n/a	6,42
2025	8,4	83,3%	25,0%	75,0%	748,03	2995,96	0,81	65,27	15,08	46,20	47,25	14,05	n/a	145,63	1,40	10,27	15,40	n/a	7,00
2026	9,1	82,2%	20,0%	80,0%	797,18	3166,65	0,88	69,98	16,21	49,37	49,93	15,01	n/a	154,90	1,50	10,97	16,46	n/a	7,48
2027	10,1	81,1%	15,0%	85,0%	870,13	3427,71	0,97	76,86	17,84	54,04	54,04	16,43	n/a	168,76	1,64	12,01	18,01	n/a	8,19
2028	9,2	79,9%	10,0%	90,0%	779,23	3043,75	0,88	69,25	16,11	48,54	47,98	14,76	n/a	150,84	1,47	10,79	16,18	n/a	7,35
2029	9	78,8%	5,0%	95,0%	749,19	2901,38	0,85	67,00	15,63	46,80	45,73	14,23	n/a	144,74	1,42	10,40	15,60	n/a	7,09
2030	9,2	77,6%	0,0%	100,0%	752,40	2888,55	0,87	67,70	15,83	47,13	45,52	14,33	n/a	145,08	1,43	10,47	15,71	n/a	7,14
2031	9,3	76,4%	0,0%	100,0%	749,07	2875,78	0,86	67,40	15,76	46,92	45,32	14,27	n/a	144,44	1,42	10,43	15,64	n/a	7,11
2032	10,3	75,3%	0,0%	100,0%	816,72	3135,50	0,94	73,48	17,18	51,16	49,42	15,55	n/a	157,49	1,55	11,37	17,05	n/a	7,75
2033	9,3	74,1%	0,0%	100,0%	725,63	2785,77	0,84	65,29	15,26	45,45	43,90	13,82	n/a	139,92	1,38	10,10	15,15	n/a	6,89
2034	10,6	72,8%	0,0%	100,0%	813,59	3123,46	0,94	73,20	17,11	50,96	49,23	15,50	n/a	156,88	1,54	11,33	16,99	n/a	7,72
2035	9,6	71,6%	0,0%	100,0%	724,61	2781,86	0,84	65,20	15,24	45,39	43,84	13,80	n/a	139,72	1,38	10,09	15,13	n/a	6,88
2036	9,5	70,5%	0,0%	100,0%	705,19	2707,32	0,81	63,45	14,83	44,17	42,67	13,43	n/a	135,98	1,34	9,82	14,72	n/a	6,69
2037	11,5	69,3%	0,0%	100,0%	839,57	3223,21	0,97	75,54	17,66	52,59	50,80	15,99	n/a	161,89	1,59	11,69	17,53	n/a	7,97
2038	10,6	68,2%	0,0%	100,0%	761,15	2922,14	0,88	68,48	16,01	47,68	46,05	14,50	n/a	146,77	1,44	10,60	15,89	n/a	7,22
2039	11,1	67,0%	0,0%	100,0%	784,01	3009,92	0,90	70,54	16,49	49,11	47,44	14,93	n/a	151,18	1,49	10,91	16,37	n/a	7,44
2040	10,4	65,9%	0,0%	100,0%	722,62	2774,23	0,83	65,02	15,20	45,27	43,72	13,76	n/a	139,34	1,37	10,06	15,09	n/a	6,86
2041	11,5	64,9%	0,0%	100,0%	786,13	3018,04	0,91	70,73	16,54	49,24	47,56	14,97	n/a	151,59	1,49	10,94	16,41	n/a	7,46
2042	10,6	63,8%	0,0%	100,0%	712,96	2737,14	0,82	64,15	15,00	44,66	43,14	13,58	n/a	137,48	1,35	9,92	14,89	n/a	6,77
2043	10,5	62,8%	0,0%	100,0%	694,96	2668,04	0,80	62,53	14,62	43,53	42,05	13,24	n/a	134,01	1,32	9,67	14,51	n/a	6,60
2044	10,4	61,8%	0,0%	100,0%	677,43	2600,76	0,78	60,95	14,25	42,44	40,99	12,90	n/a	130,63	1,29	9,43	14,15	n/a	6,43
2045	10,3	60,9%	0,0%	100,0%	660,37	2535,24	0,76	59,42	13,89	41,37	39,96	12,58	n/a	127,34	1,25	9,19	13,79	n/a	6,27
2046	7,8	59,9%	0,0%	100,0%	492,28	1889,93	0,57	44,29	10,35	30,84	29,79	9,38	n/a	94,92	0,93	6,85	10,28	n/a	4,67
2047	7,3	59,0%	0,0%	100,0%	453,59	1741,40	0,52	40,81	9,54	28,41	27,44	8,64	n/a	87,46	0,86	6,31	9,47	n/a	4,31
2048	6,8	58,1%	0,0%	100,0%	416,04	1597,23	0,48	37,43	8,75	26,06	25,17	7,92	n/a	80,22	0,79	5,79	8,69	n/a	3,95
2049	6,3	57,2%	0,0%	100,0%	379,58	1457,26	0,44	34,15	7,98	23,78	22,97	7,23	n/a	73,19	0,72	5,28	7,93	n/a	3,60
2050	5,8	56,3%	0,0%	100,0%	344,18	1321,37	0,40	30,97	7,24	21,56	20,82	6,56	n/a	66,37	0,65	4,79	7,19	n/a	3,27
Total	315,4				24728,9	97502,6	27,5	2182,9	506,6	1535,5	1537,3	466,8	n/a	4797,0	46,5	341,2	511,8	n/a	232,6

Fuente: elaboración propia a partir de [39] USGS y [40] Brumme, Anja. Casillas inferiores en violeta: necesidad de materiales en las dos décadas siguientes a 2030 (2030-2050) se suponen iguales a los que hay en 2030, al fabricarse todas las turbinas de nueva generación.

ANEXO 3.4. COSTE ECONÓMICO

Los datos anuales extraídos del estudio de los costes económicos son los siguientes:

onshore

Año	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Variación	27,3%	26,4%	25,5%	24,5%	23,6%	22,7%	21,8%	20,9%	20,0%	19,1%
€/kW	1781,8	1769,1	1756,4	1743,6	1730,9	1718,2	1705,5	1692,7	1680,0	1667,3

Variación	51,0%	49,3%	47,6%	45,9%	44,2%	42,5%	40,8%	39,1%	37,4%	35,7%
€/MWh	105,7	104,5	103,3	102,1	100,9	99,8	98,6	97,4	96,2	95,0

Año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Variación	18,2%	17,3%	16,4%	15,5%	14,5%	13,6%	12,7%	11,8%	10,9%	10,0%
€/kW	1654,5	1641,8	1629,1	1616,4	1603,6	1590,9	1578,2	1565,5	1552,7	1540,0

Variación	34,0%	32,3%	30,6%	28,9%	27,2%	25,5%	23,8%	22,1%	20,4%	18,7%
€/MWh	93,8	92,6	91,4	90,2	89,0	87,9	86,7	85,5	84,3	83,1

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Variación	9,1%	8,2%	7,3%	6,4%	5,5%	4,5%	3,6%	2,7%	1,8%	0,9%
€/kW	1527,3	1514,5	1501,8	1489,1	1476,4	1463,6	1450,9	1438,2	1425,5	1412,7

Variación	17,0%	15,3%	13,6%	11,9%	10,2%	8,5%	6,8%	5,1%	3,4%	1,7%
€/MWh	81,9	80,7	79,5	78,3	77,1	76,0	74,8	73,6	72,4	71,2

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Variación	0,0%	-1,3%	-2,6%	-3,9%	-5,2%	-6,5%	-6,8%	-7,1%	-7,4%	-7,7%
€/kW	1400,0	1381,7	1363,4	1345,1	1326,9	1308,6	1304,7	1300,7	1296,8	1292,9

Variación	0,0%	-1,7%	-3,4%	-5,1%	-6,8%	-8,5%	-10,2%	-11,9%	-13,6%	-15,3%
€/MWh	70,0	68,8	67,6	66,4	65,2	64,1	62,9	61,7	60,5	59,3

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Variación	-7,90%	-8,17%	-8,45%	-8,72%	-9,00%	-9,27%	-9,54%	-9,81%	10,09%	10,36%
€/kW	1289,4	1285,6	1281,7	1277,9	1274,1	1270,3	1266,4	1262,6	1258,8	1255,0

Variación	-17,0%	-18,7%	-20,4%	-22,1%	-23,8%	25,50%	26,35%	27,20%	28,05%	28,90%
€/MWh	58,1	56,9	55,7	54,5	53,3	52,2	51,6	51,0	50,4	49,8

Año	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Variación	10,63%	10,90%	11,18%	11,45%	11,72%	12,00%	12,27%	12,54%	12,82%	13,09%
€/kW	1251,2	1247,3	1243,5	1239,7	1235,9	1232,0	1228,2	1224,4	1220,6	1216,8

Variación	29,75%	30,60%	31,45%	32,30%	33,15%	34,00%	34,85%	35,70%	36,55%	37,40%
€/MWh	49,2	48,6	48,0	47,4	46,8	46,2	45,6	45,0	44,4	43,8

Año	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Variación	13,36%	13,63%	13,91%	14,18%	14,45%	14,73%
€/kW	1212,9	1209,1	1205,3	1201,5	1197,6	1193,7

Variación	38,25%	39,10%	39,95%	40,80%	41,65%	42,50%
€/MWh	43,2	42,6	42,0	41,4	40,8	40,3

offshore

Año	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Variación	30,0%	29,0%	28,0%	27,0%	26,0%	25,0%	24,0%	23,0%	22,0%	21,0%
€/kW	4664,4	4628,52	4592,64	4556,76	4520,88	4485	4449,12	4413,24	4377,36	4341,48

Variación	30,0%	29,0%	28,0%	27,0%	26,0%	25,0%	24,0%	23,0%	22,0%	21,0%
€/MWh	182	180,6	179,2	177,8	176,4	175	173,6	172,2	170,8	169,4

Año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Variación	20,0%	19,0%	18,0%	17,0%	16,0%	15,0%	14,0%	13,0%	12,0%	11,0%
€/kW	4305,6	4269,72	4233,84	4197,96	4162,08	4126,2	4090,32	4054,44	4018,56	3982,68

Variación	20,0%	19,0%	18,0%	17,0%	16,0%	15,0%	14,0%	13,0%	12,0%	11,0%
€/MWh	168	166,6	165,2	163,8	162,4	161	159,6	158,2	156,8	155,4

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Variación	10,0%	9,0%	8,0%	7,0%	6,0%	5,0%	4,0%	3,0%	2,0%	1,0%
€/kW	3946,8	3910,92	3875,04	3839,16	3803,28	3767,4	3731,52	3695,64	3659,76	3623,88

Variación	10,0%	9,0%	8,0%	7,0%	6,0%	5,0%	4,0%	3,0%	2,0%	1,0%
€/MWh	154	152,6	151,2	149,8	148,4	147	145,6	144,2	142,8	141,4

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Variación	0,0%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
€/kW	3588	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0

Variación	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
€/MWh	140	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Variación	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
€/kW	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0

Variación	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
€/MWh	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0

Año	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Variación	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
€/kW	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0

Variación	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
€/MWh	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0

Año	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Variación	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

€/kW	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0	3588,0
------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

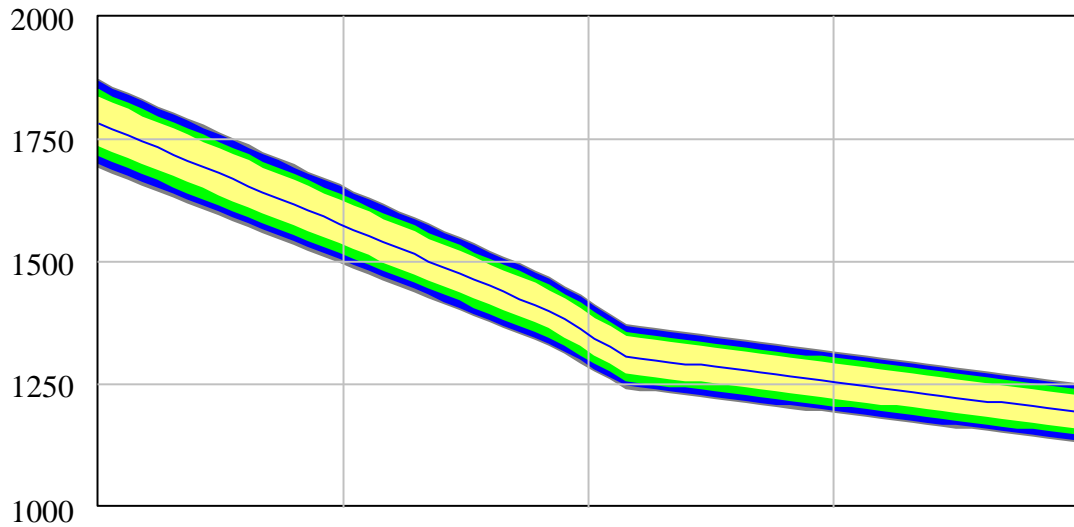
Variación	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
€/MWh	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0

Fuente: elaboración propia a partir de apartado 5.1.4

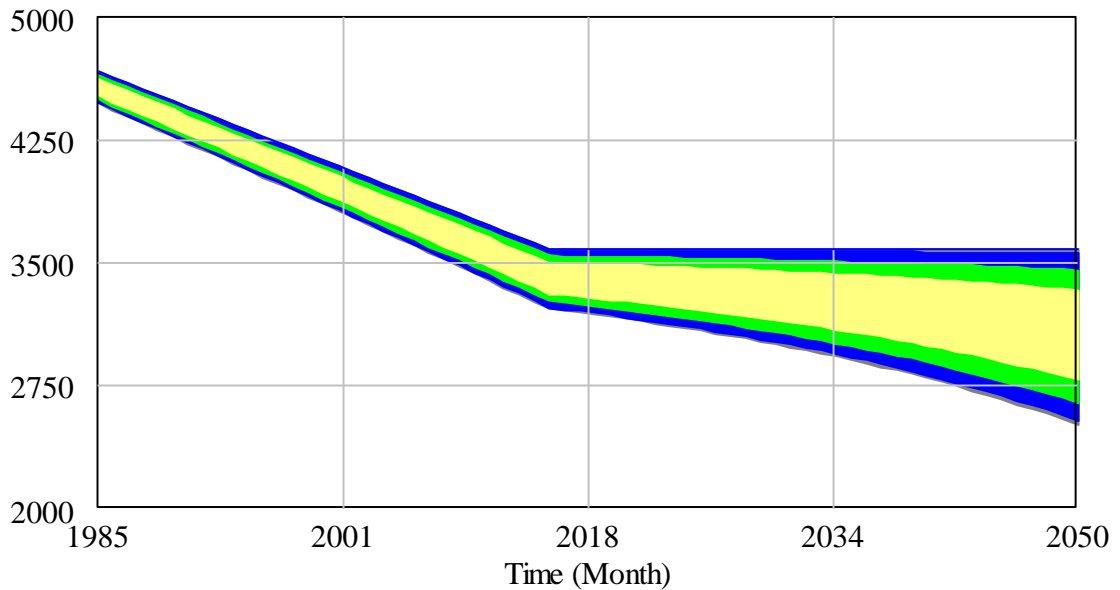
Se representan el rango de variaciones que puede sufrir cada tecnología, mediante análisis de sensibilidad en el modelo aplicado en Vensim. Para el coste inicial:

Current —————
 50.0% 75.0% 95.0% 100.0%

"Coste inicial (€/kW)"[onshore]

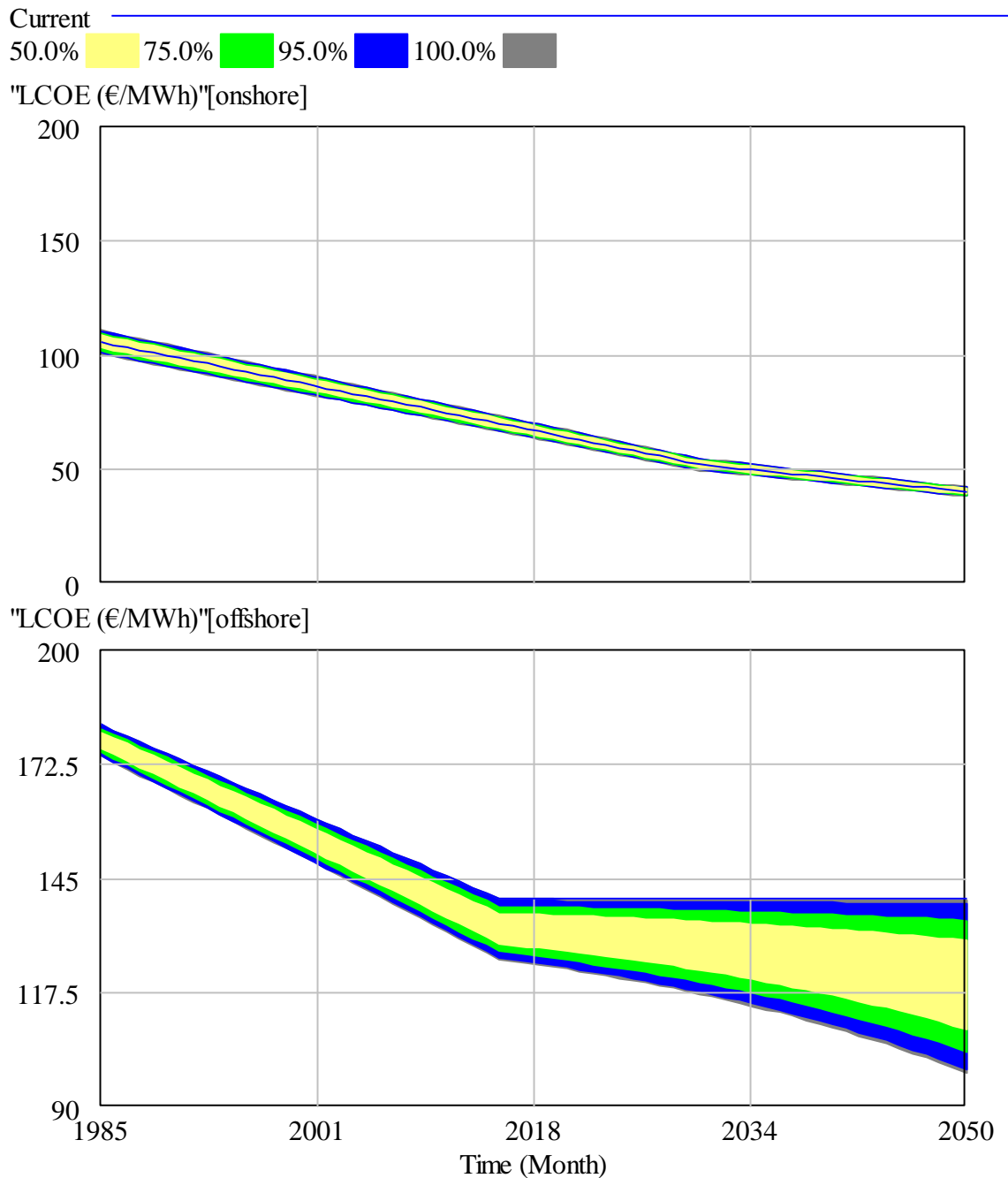


"Coste inicial (€/kW)"[offshore]



Fuente: elaboración propia

Y para el LCOE:

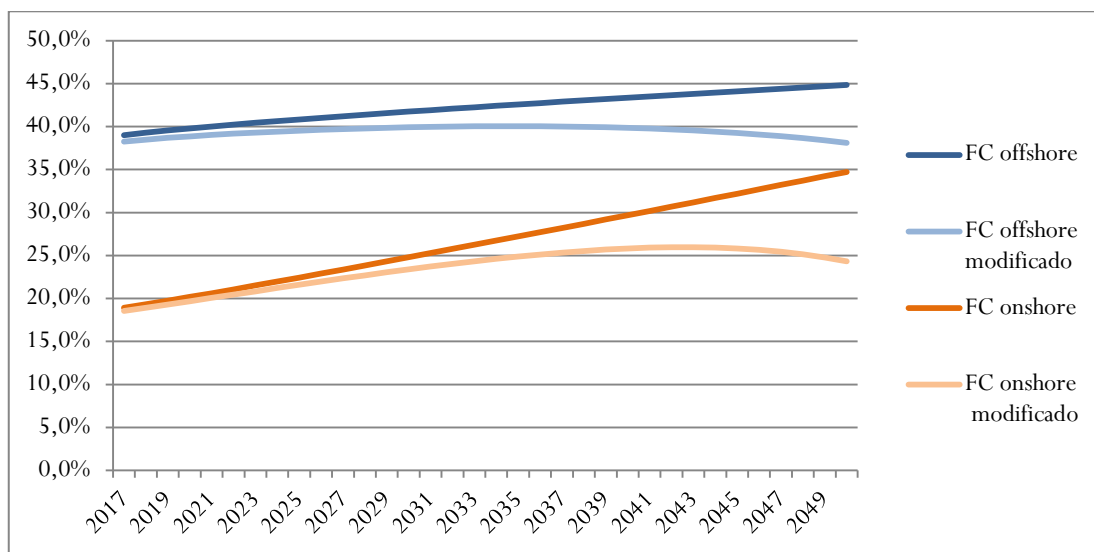


Fuente: elaboración propia

ANEXO 3.5. FACTORES DE CAPACIDAD

Lo que se busca mediante esta fórmula es que el multiplicador aplicado vaya tomando mayor importancia según van pasando los años por lo dicho respecto a la tendencia, de forma que solamente variando el multiplicador en el modelo se realizará una curva más o menos coherente, pero que cambia en el tiempo de

acuerdo a las observaciones ya hechas en el apartado 5.1.5. Veamos gráficamente el resultado con un multiplicador determinado:



Fuente: elaboración propia

ANEXO 3.6. POLÍTICAS

Los datos introducidos para la potencia instalada anual serán los siguientes:

Tabla 3- Potencias planificadas anuales

Año	Potencia onshore planificada anual (GW)	Potencia offshore planificada anual (GW)
1985	0,0	0,0
1986	0,0	0,0
1987	0,4	0,0
1988	0,2	0,0
1989	0,2	0,0
1990	0,4	0,0
1991	0,5	0,0
1992	0,8	0,0
1993	1,0	0,0
1994	1,3	0,0
1995	1,7	0,0
1996	3,2	0,0
1997	3,2	0,1
1998	4,4	0,2
1999	5,8	0,2

Año	Potencia onshore planificada anual (GW)	Potencia offshore planificada anual (GW)
2015	7,2	0,6
2016	6,4	0,6
2017	5,7	0,7
2018	5,0	0,8
2019	4,5	0,8
2020	3,9	0,9
2021	3,5	1,0
2022	3,0	1,1
2023	2,7	1,2
2024	2,3	1,3
2025	2,0	1,4
2026	1,7	1,5
2027	1,4	1,6
2028	1,2	1,7
2029	1,0	1,8

2000	5,4	0,1
2001	5,8	0,1
2002	6,1	0,1
2003	7,5	0,1
2004	8,7	0,3
2005	8,4	0,3
2006	10,2	0,6
2007	9,7	0,9
2008	9,4	0,8
2009	12,0	1,2
2010	11,1	1,6
2011	11,6	1,5
2012	12,5	3,0
2013	12,1	1,6
2014	8,0	3,0

2030	0,8	1,9
2031	0,6	1,9
2032	0,5	2,0
2033	0,3	2,0
2034	0,2	2,1
2035	0,1	2,1
2036	0,0	2,1
2037	0,0	2,0
2038	0,0	2,0
2039	0,0	2,0
2040	0,0	1,9
2041	0,0	1,8
2042	0,0	1,7
2043	0,0	1,6
2044	0,0	1,5
2045	0,0	1,4
2046	0,0	1,3
2047	0,0	1,2
2048	0,0	1,1
2049	0,0	1,0
2050	0,0	0,9

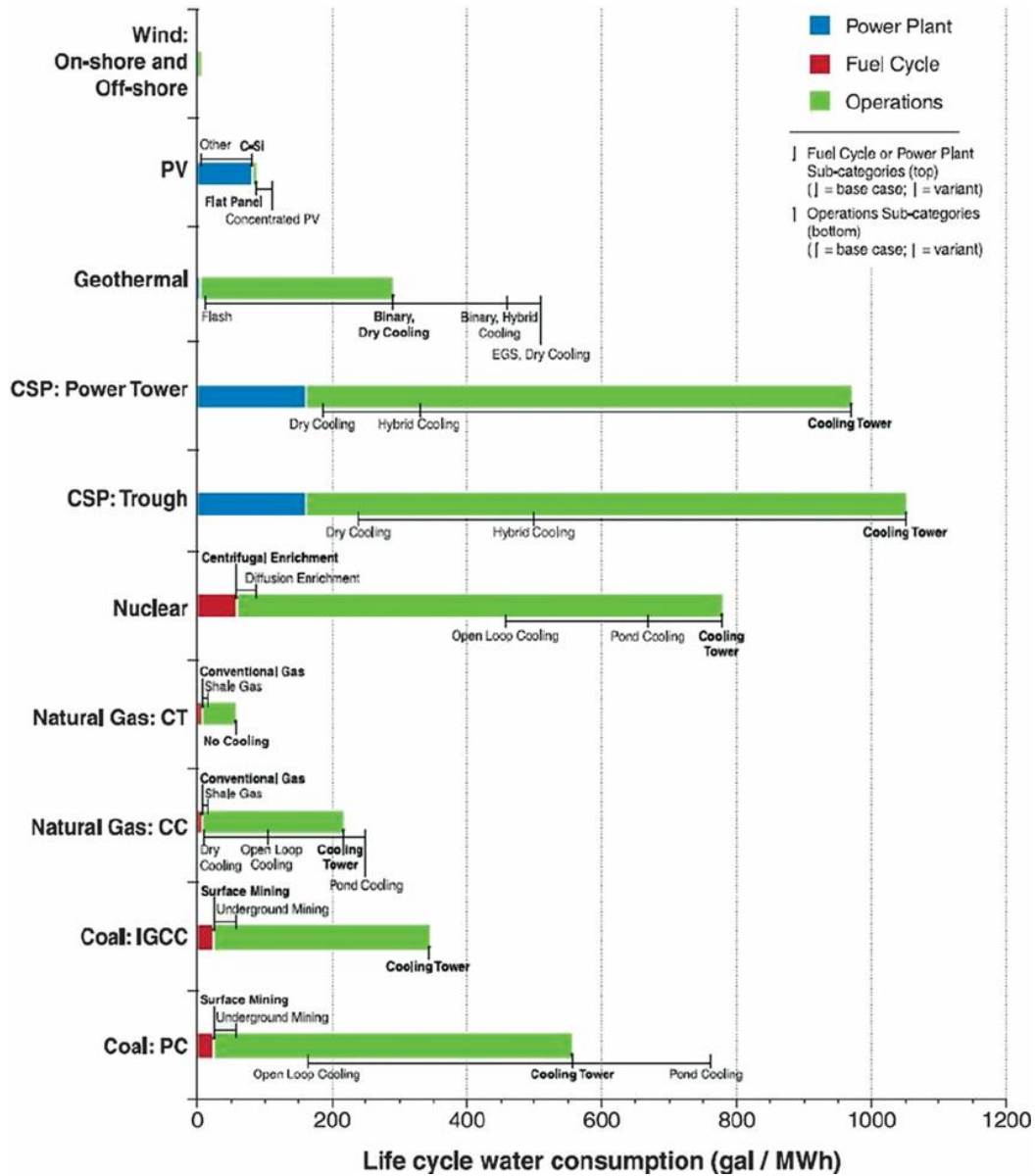
Fuente: elaboración propia

Siendo los valores en gris los reales. Vemos que la potencia planificada *onshore* y *offshore* es muy baja en todo el periodo: como se ve en el apartado 5.3, la implantación de nuevos parques vendrá principalmente comandado por las necesidades de energía introducidas en el modelo.

ANEXO 4. ELEMENTOS DE SALIDA

ANEXO 4.1. IMPACTOS ECOLÓGICOS

Gráfico 2- Consumo de agua por tecnología



Fuente: [60] Douglas Arent, Jeffrey Logan

Para calcular la intensidad de consumo de agua desde 2017, usamos la siguiente fórmula:

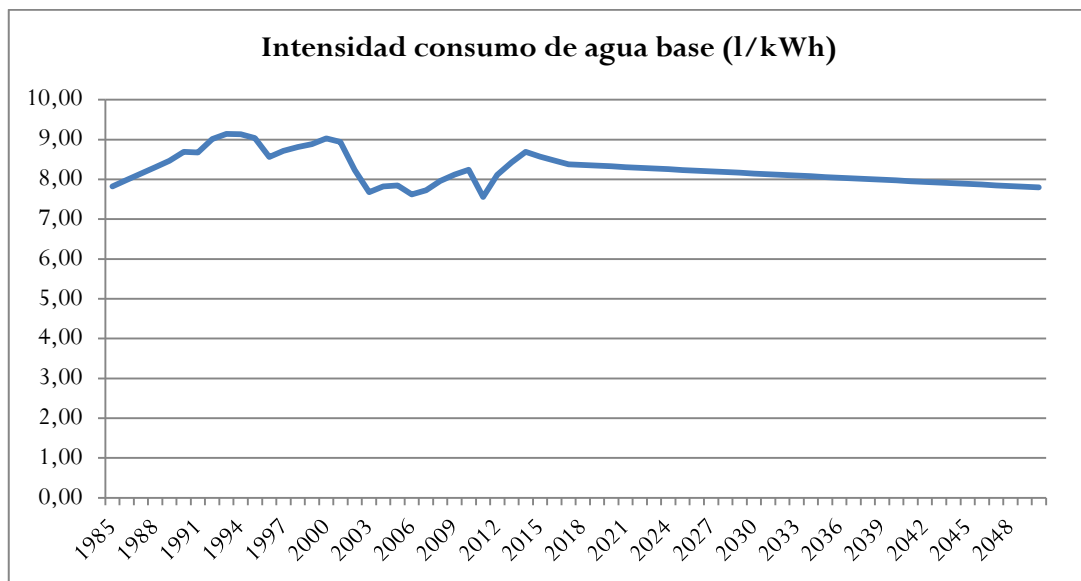
$$\text{intensidad del agua} = 8.4 \cdot 0.9978^{(\text{año}-2016)}$$

De donde extraemos los siguientes valores:

Año	Intensidad consumo de agua base (l/kWh)
1985	7,83
1986	7,99
1987	8,15
1988	8,31
1989	8,47
1990	8,69
1991	8,68
1992	9,01
1993	9,15
1994	9,13
1995	9,04
1996	8,56
1997	8,72
1998	8,81
1999	8,89
2000	9,03
2001	8,94
2002	8,24
2003	7,68
2004	7,82
2005	7,85
2006	7,63
2007	7,72
2008	7,96
2009	8,12
2010	8,24
2011	7,56
2012	8,11
2013	8,43
2014	8,69
2015	8,57
2016	8,48
2017	8,38
2018	8,36
2019	8,35
2020	8,33
2021	8,31
2022	8,29
2023	8,27
2024	8,25
2025	8,24
2026	8,22
2027	8,20
2028	8,18
2029	8,17
2030	8,15
2031	8,13
2032	8,11
2033	8,09
2034	8,08
2035	8,06
2036	8,04
2037	8,02
2038	8,01
2039	7,99
2040	7,97
2041	7,95
2042	7,94
2043	7,92
2044	7,90
2045	7,89
2046	7,87
2047	7,85
2048	7,83
2049	7,82
2050	7,80

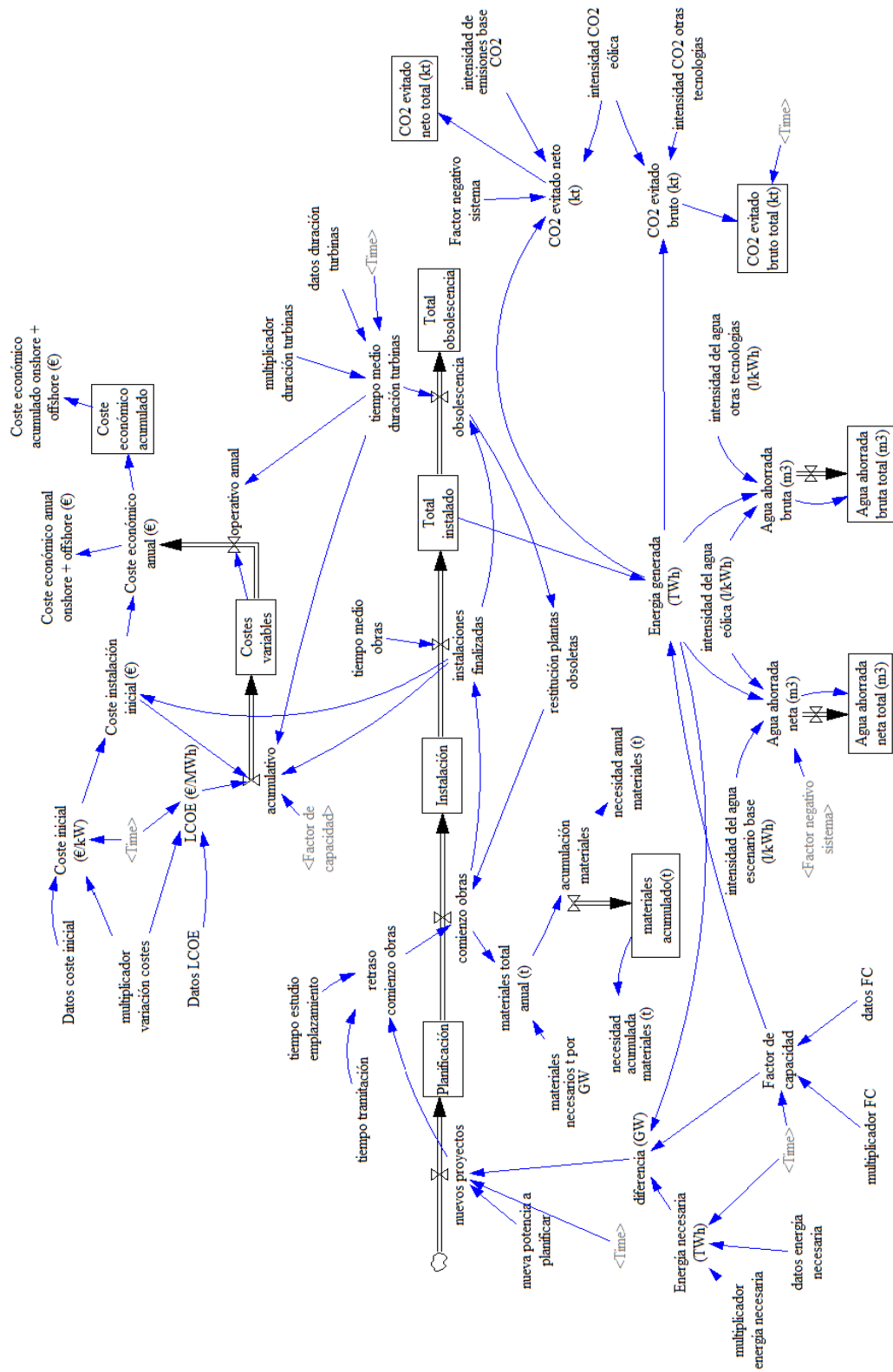
Fuente: elaboración propia a partir de [24] IEA (datos OCDE sobre energía generada por cada tecnología) e intensidad de consumo de agua por tecnología de datos extraídos en apartado 5.2.2.1.

Gráficamente:



ANEXO 5. ESTRUCTURA DEL MODELO

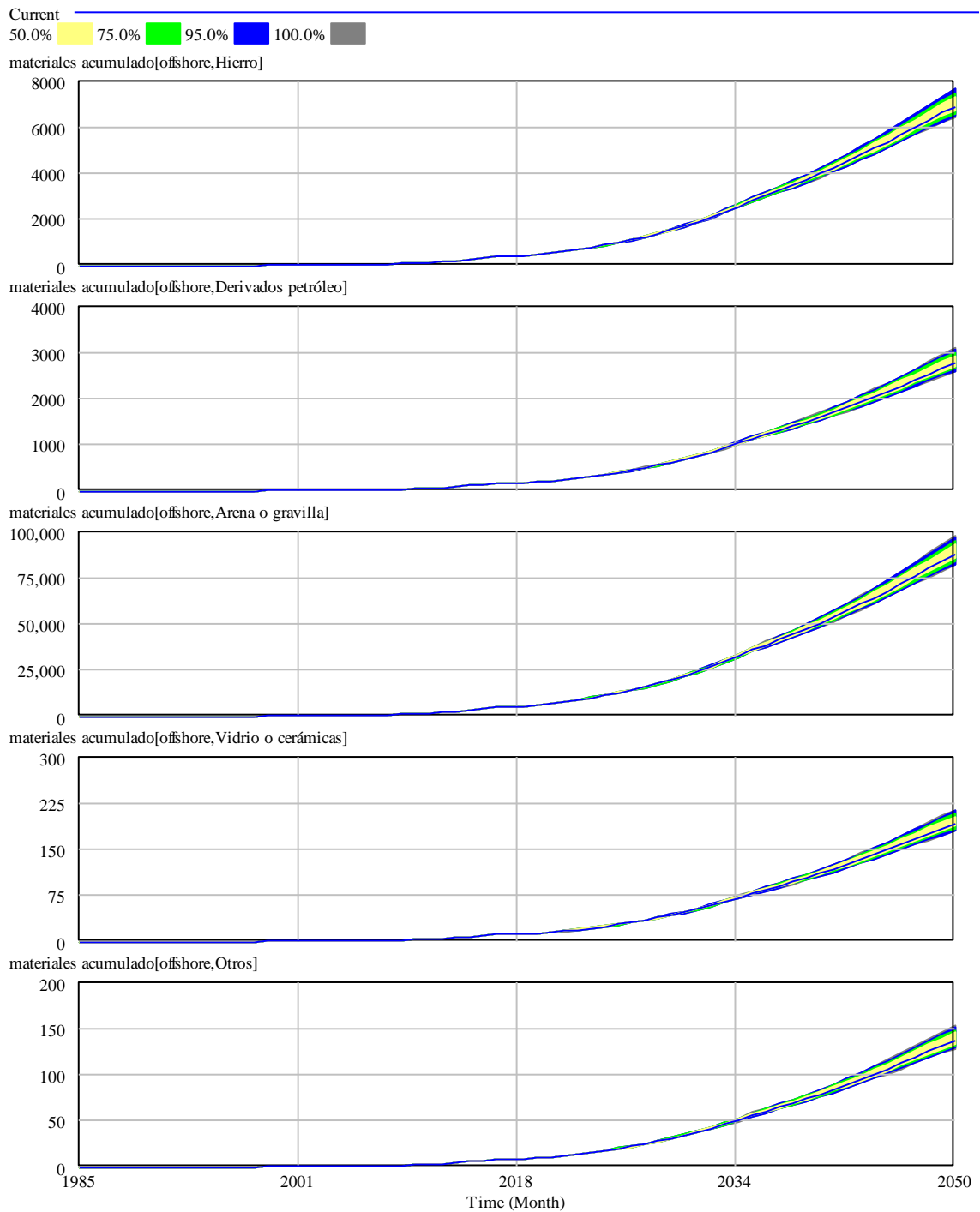
Ilustración 3- Modelo completo en Vensim



Fuente: elaboración propia

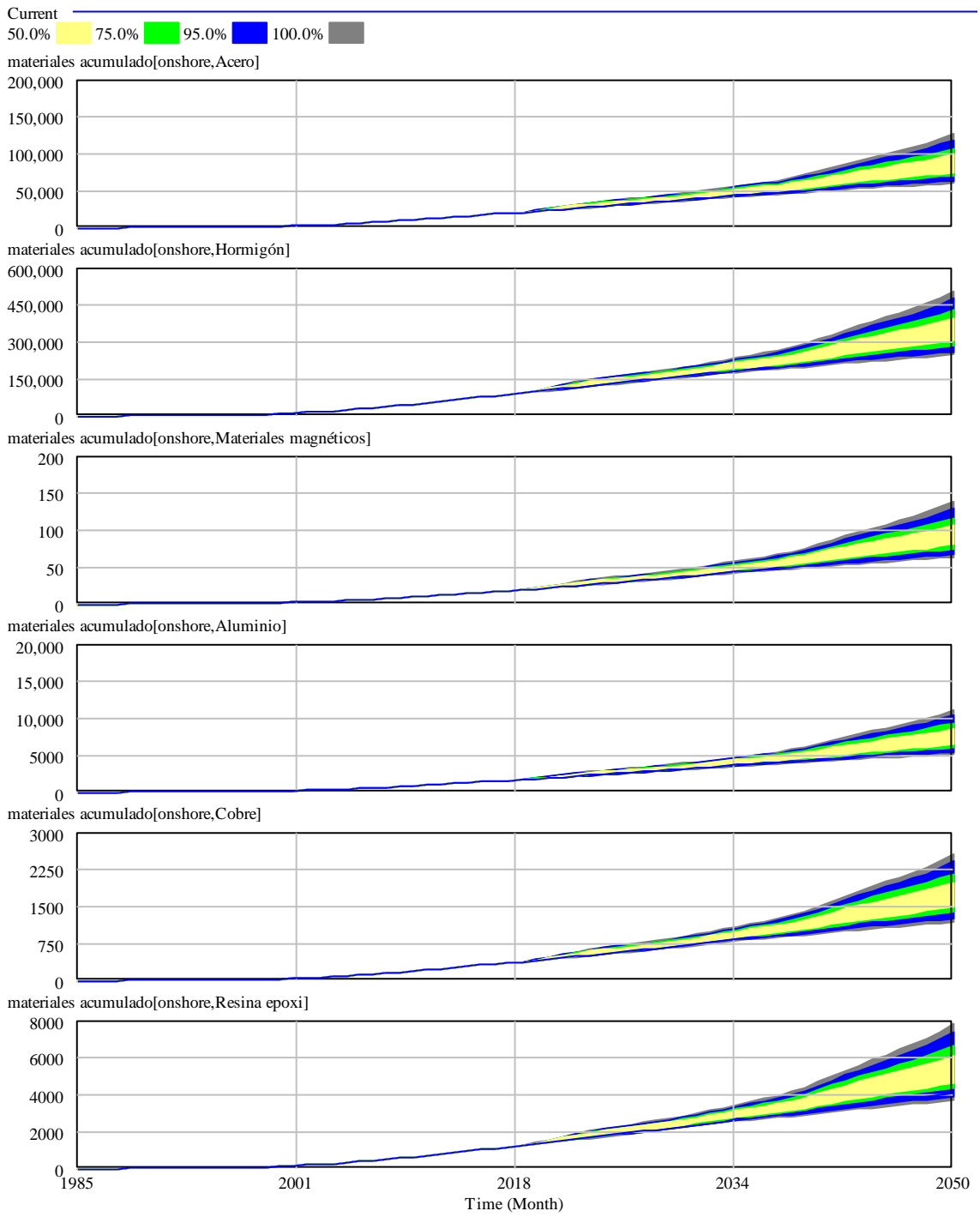
ANEXO 6. SIMULACIONES

Ilustración 4- Materiales acumulado *offshore*



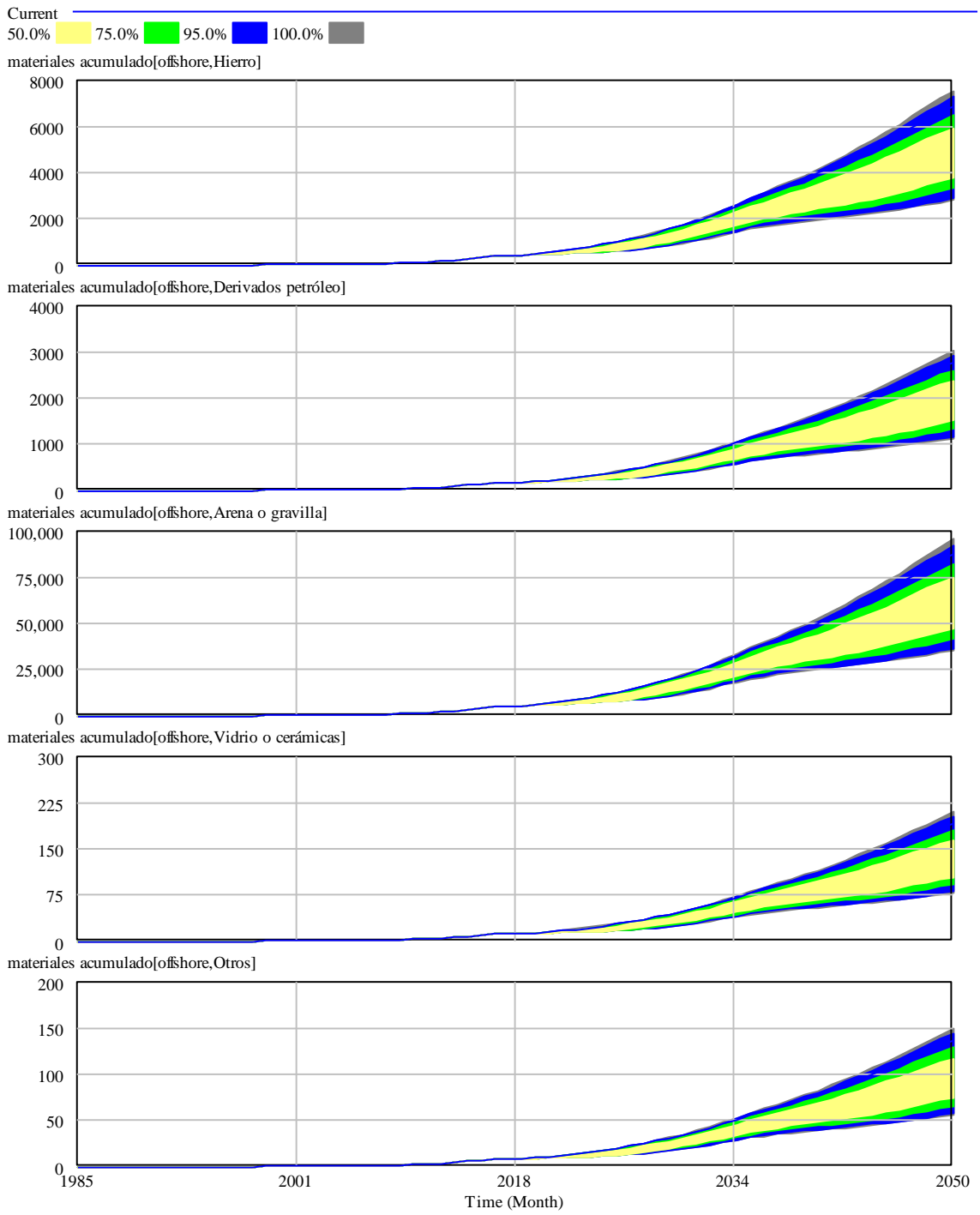
Fuente: elaboración propia

Ilustración 5- Materiales acumulados onshore



Fuente: elaboración propia

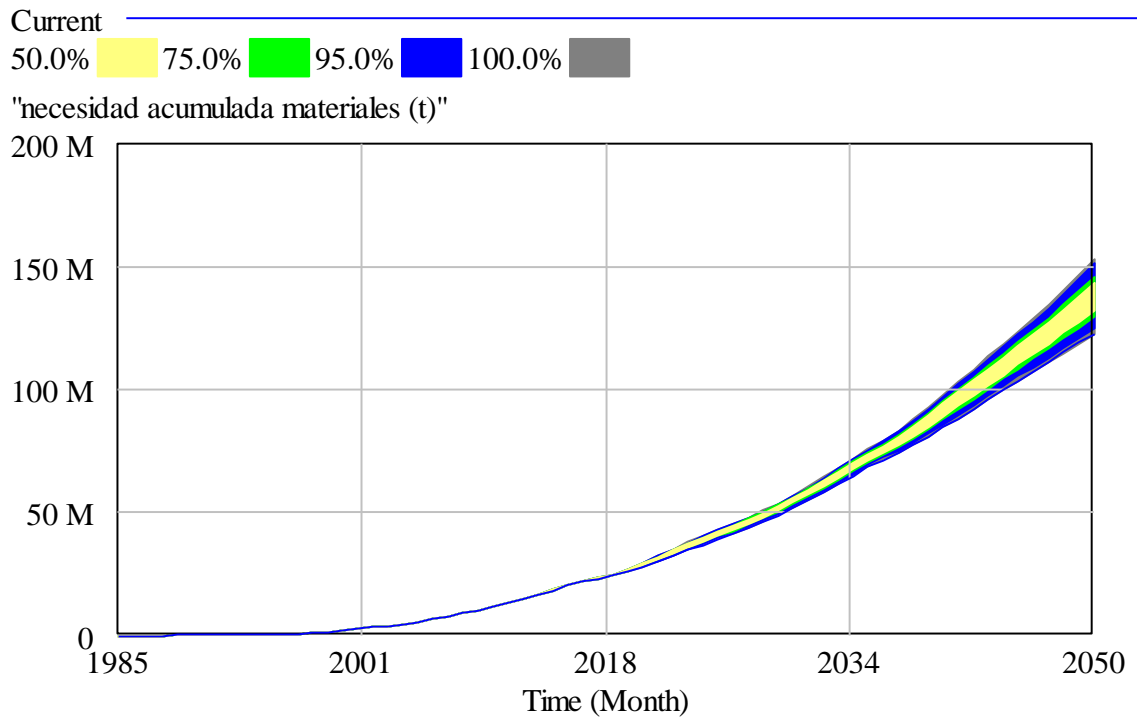
Ilustración 6- Materiales acumulados offshore



Fuente: elaboración propia

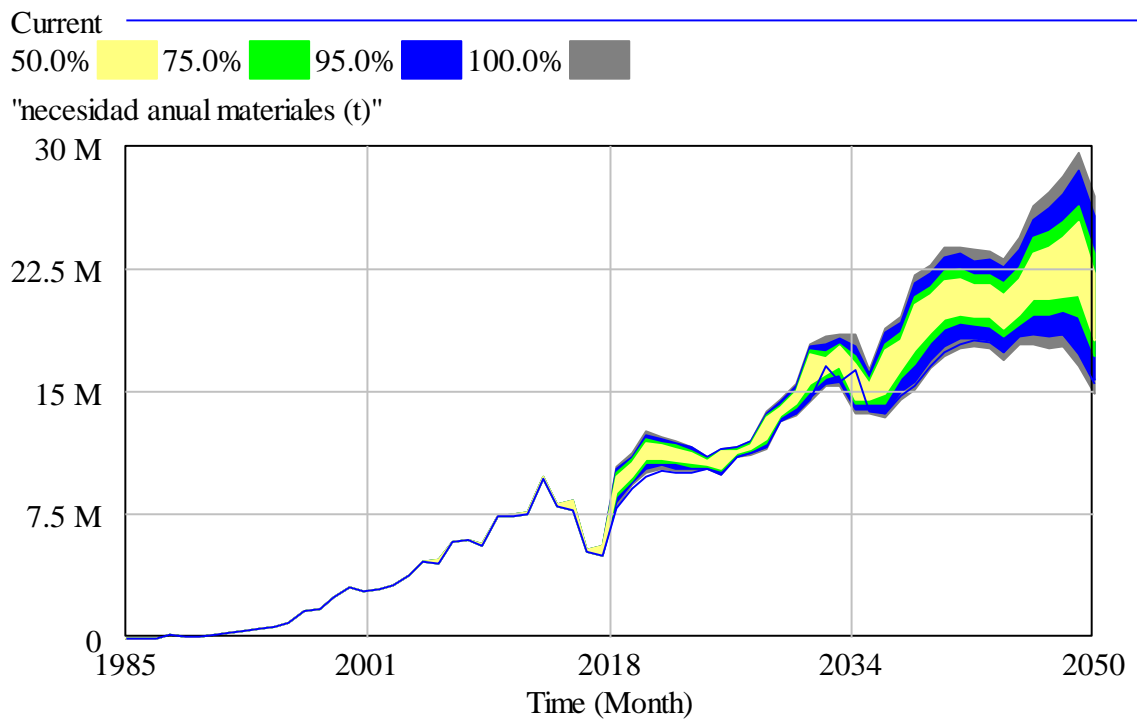
ANEXO 7. CONCLUSIONES

Gráfico 7. Necesidad acumulada acero (toneladas)



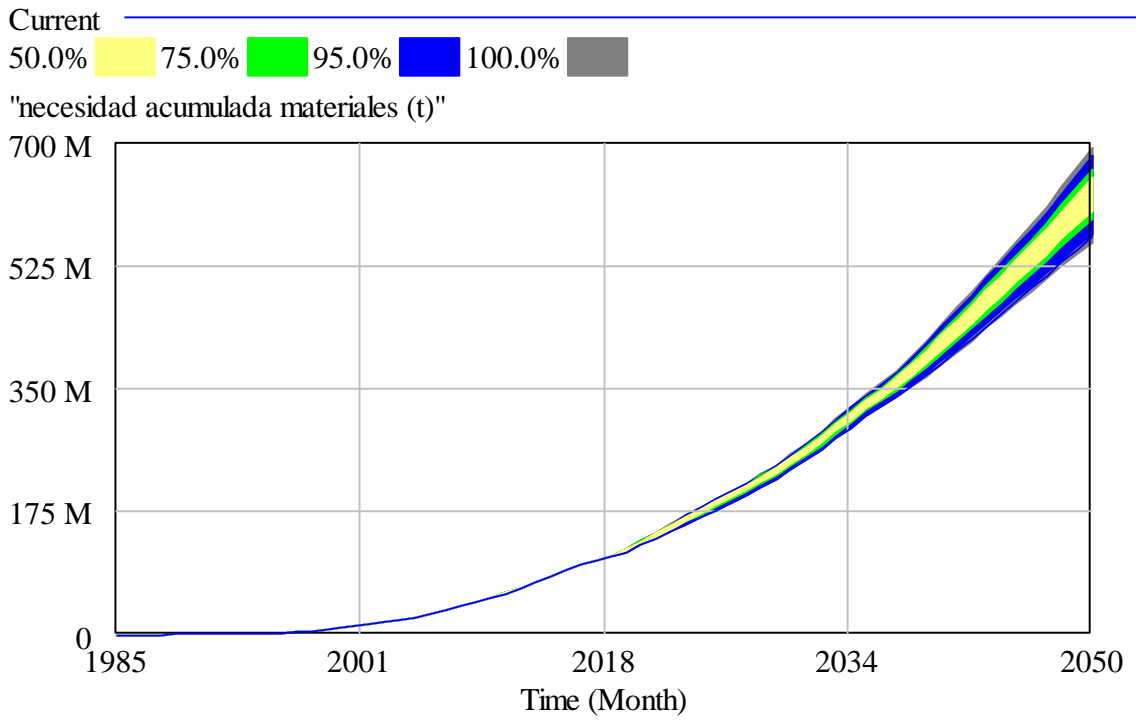
Fuente: elaboración propia

Gráfico 8. Necesidad anual de hormigón (toneladas)



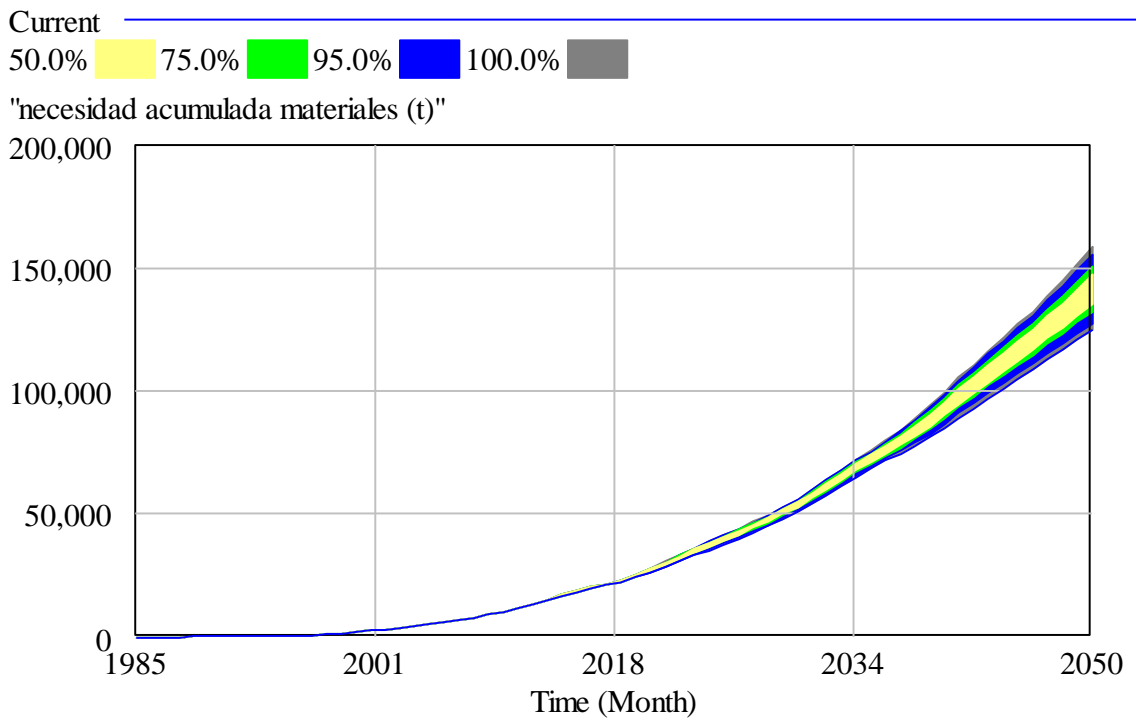
Fuente: elaboración propia

Gráfico 9. Necesidad acumulada hormigón (toneladas)



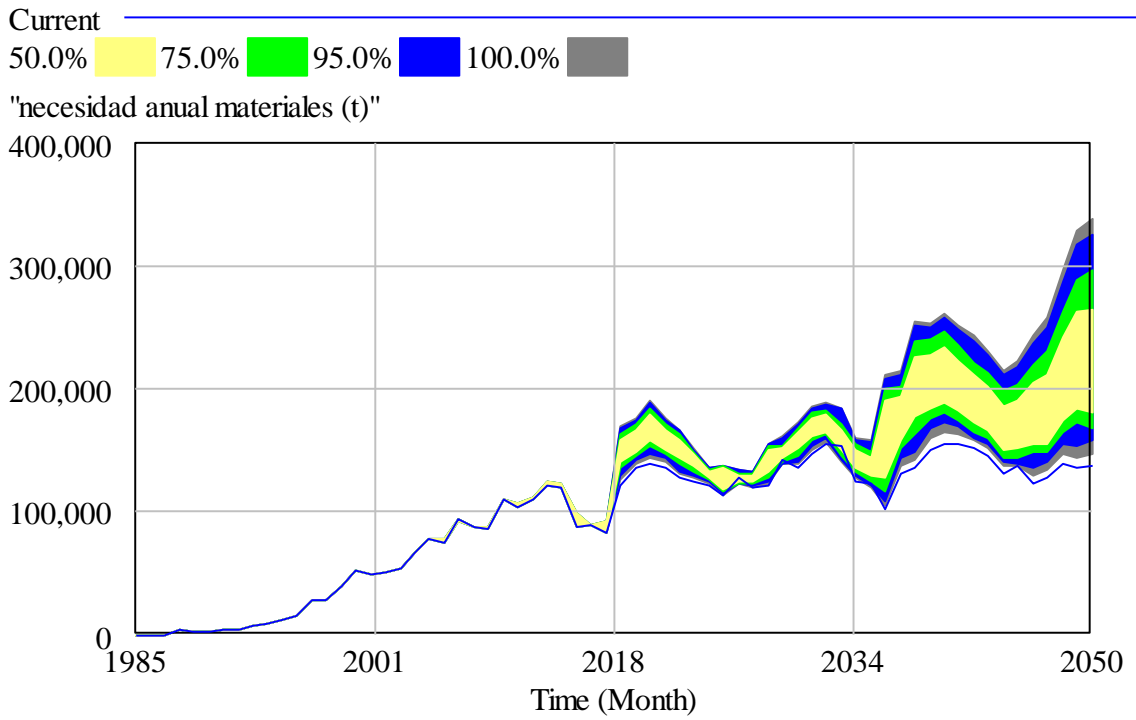
Fuente: elaboración propia

Gráfico 10. Necesidad acumulada de tierras raras (toneladas)



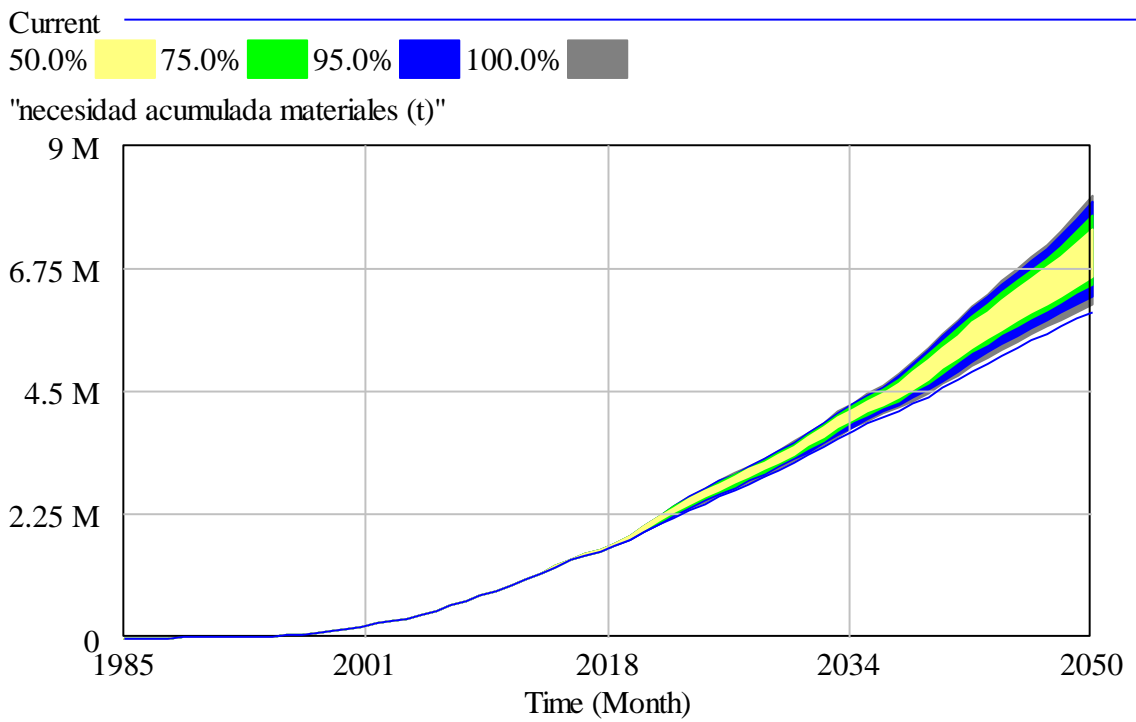
Fuente: elaboración propia

Gráfico 11. Necesidad anual de aluminio (toneladas)



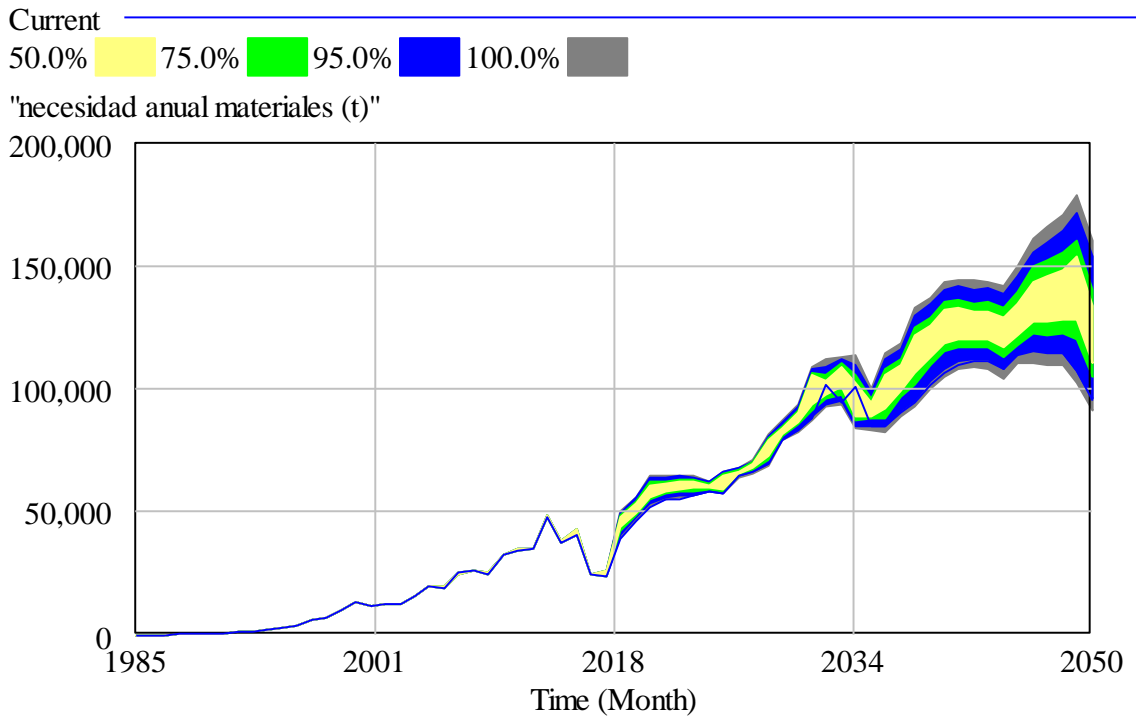
Fuente: elaboración propia

Gráfico 12. Necesidad acumulada de aluminio (toneladas)



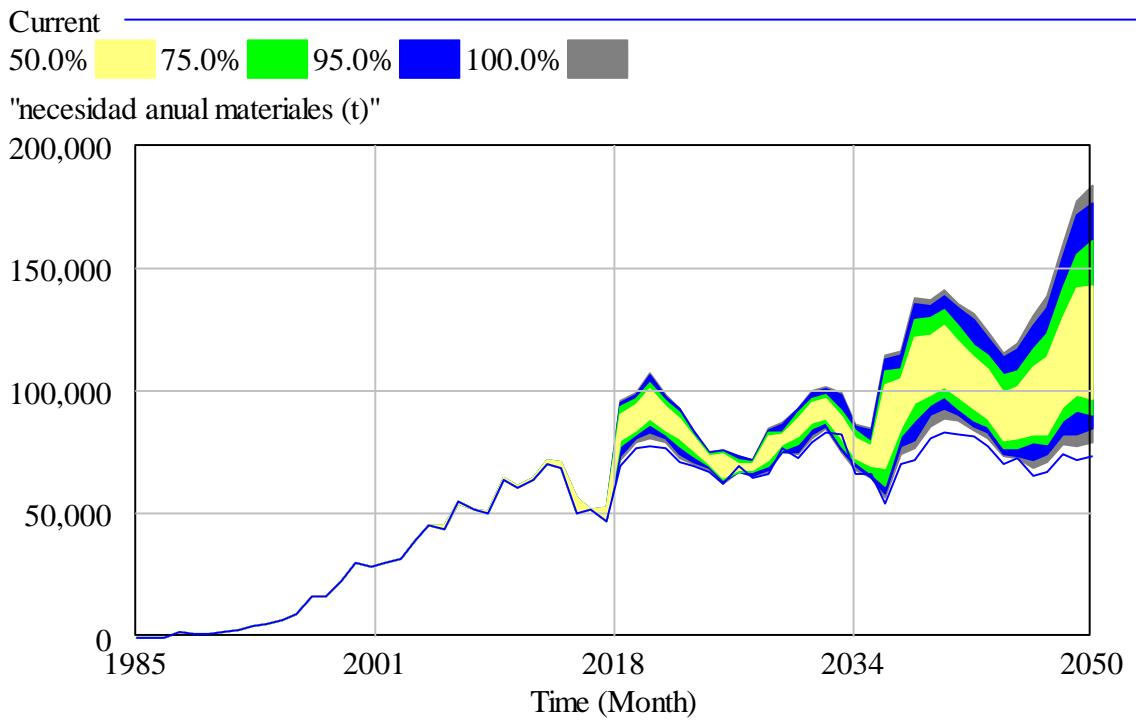
Fuente: elaboración propia

Gráfico 13. Necesidad anual de cobre (toneladas)



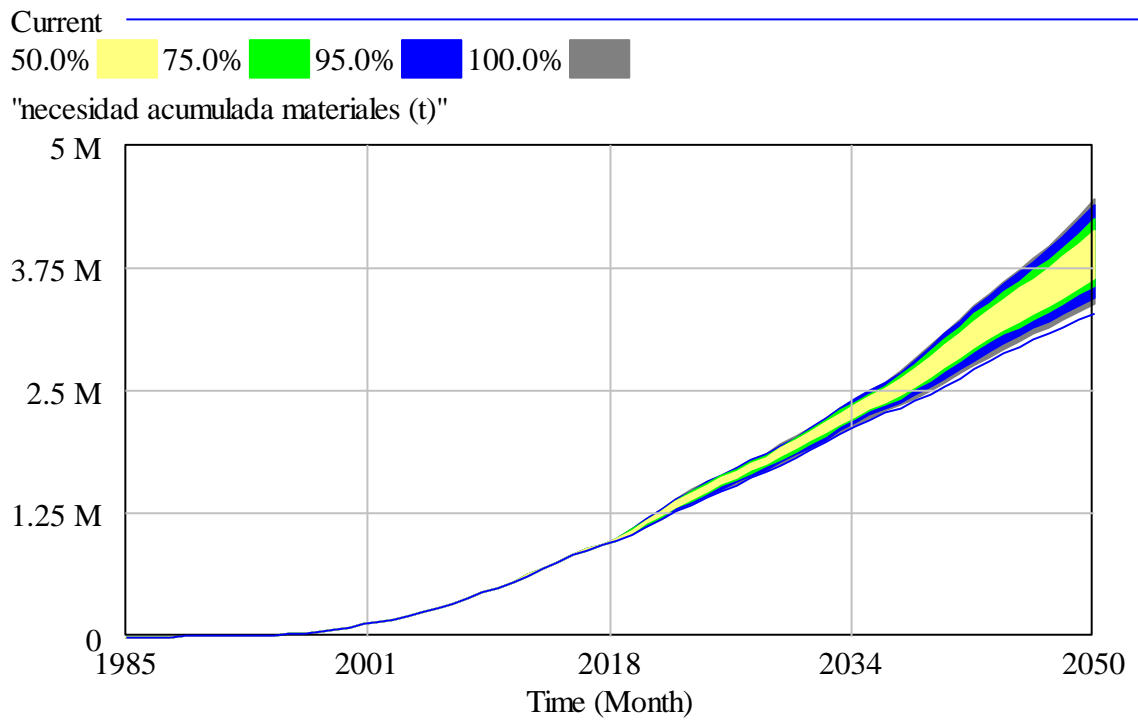
Fuente: elaboración propia

Gráfico 14. Necesidad anual de resina epoxi (toneladas)



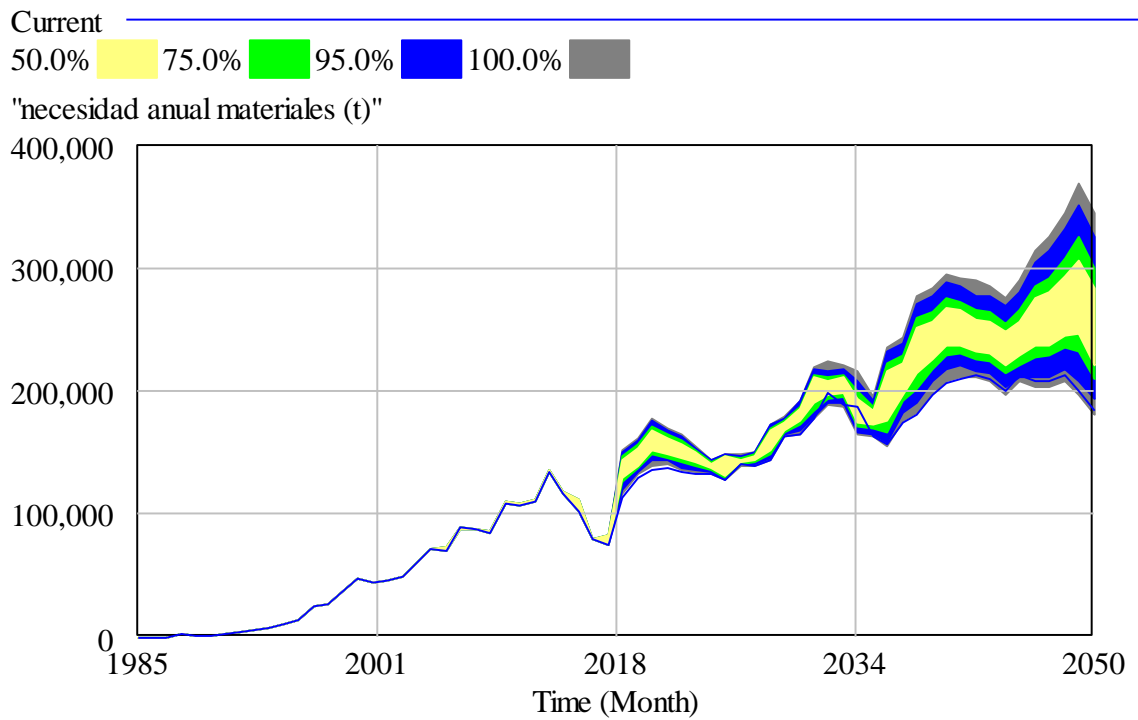
Fuente: elaboración propia

Gráfico 15. Necesidad acumulada de resina epoxi (toneladas)



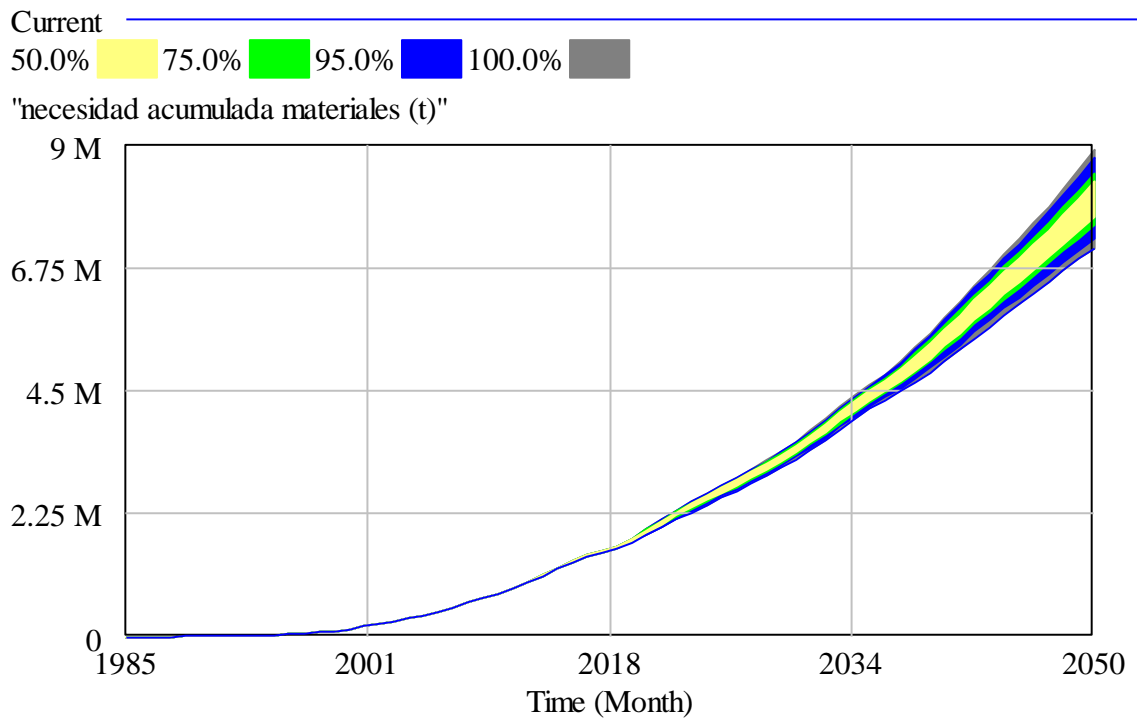
Fuente: elaboración propia

Gráfico 16. Necesidad anual de fibra de vidrio (toneladas)



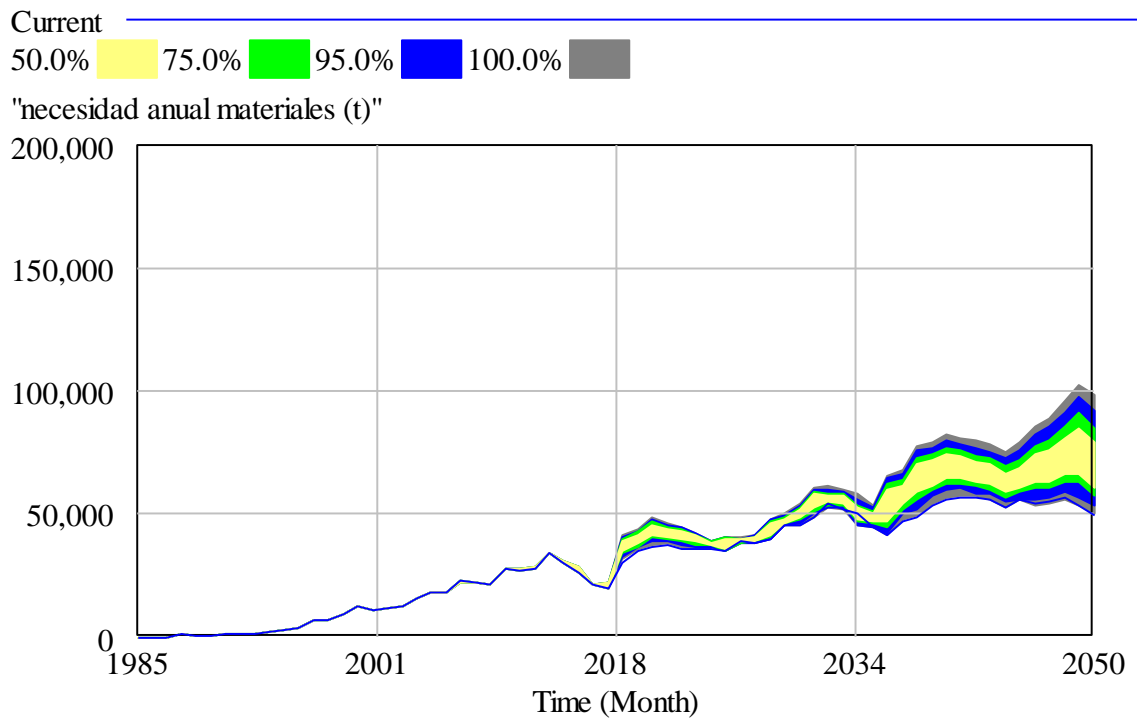
Fuente: elaboración propia

Gráfico 17. Necesidad acumulada de fibra de vidrio (toneladas)



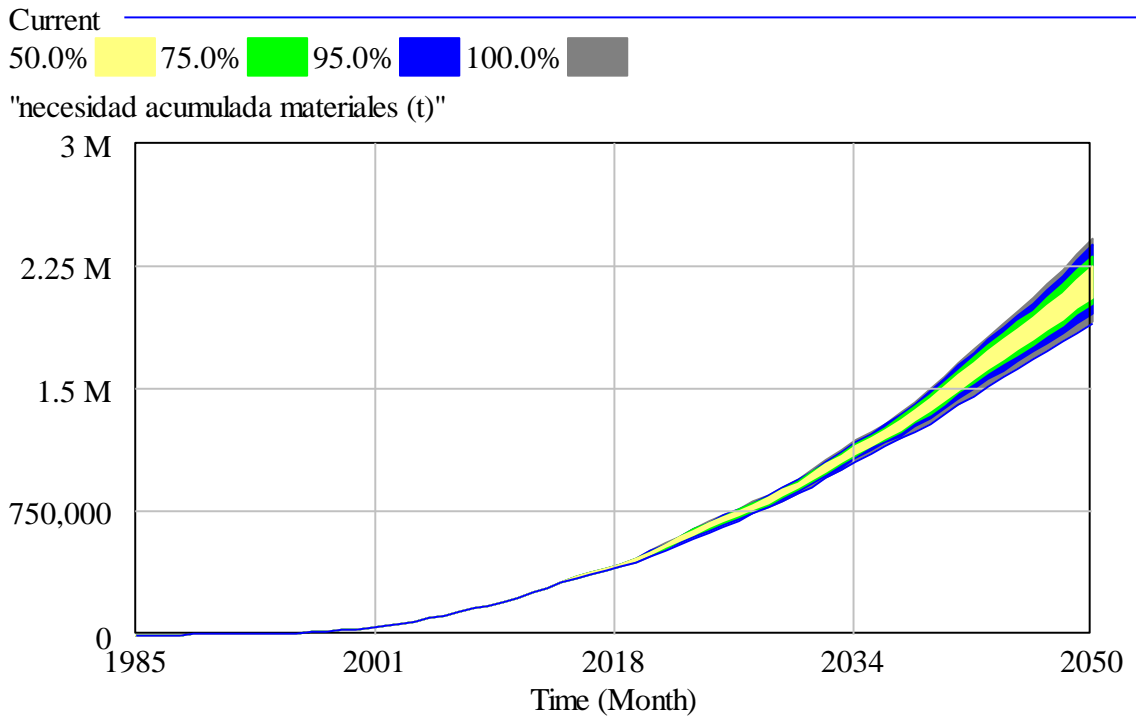
Fuente: elaboración propia

Gráfico 18. Necesidad anual de plástico (toneladas)



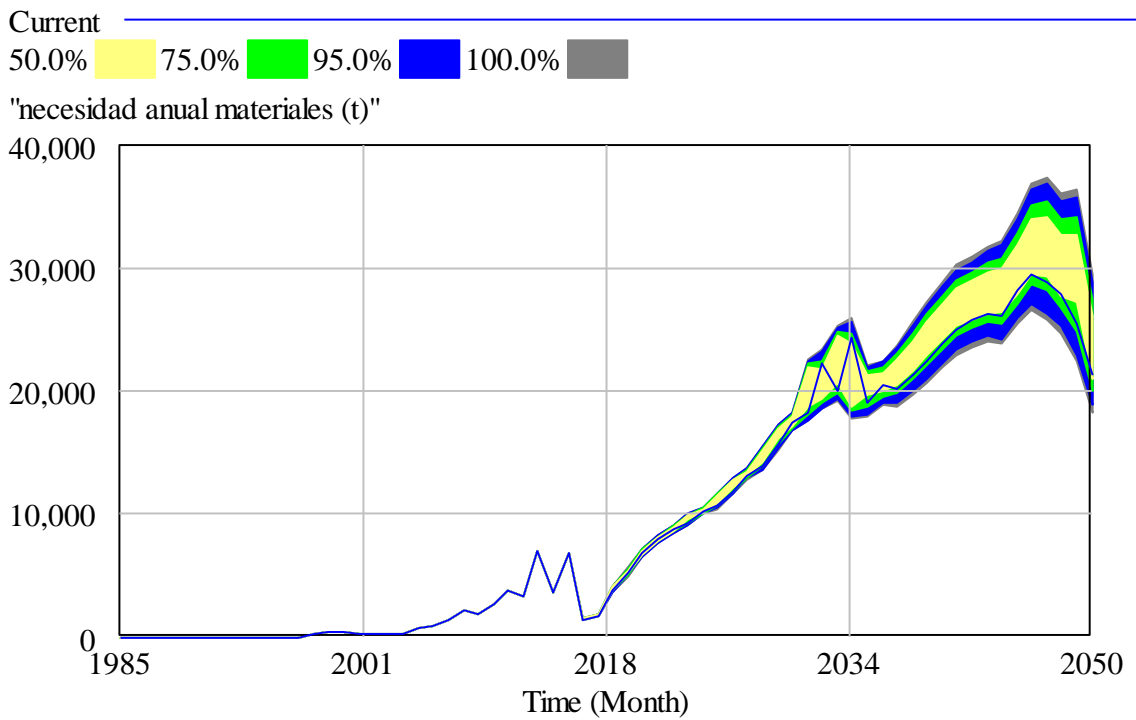
Fuente: elaboración propia

Gráfico 19. Necesidad acumulada de plástico (toneladas)



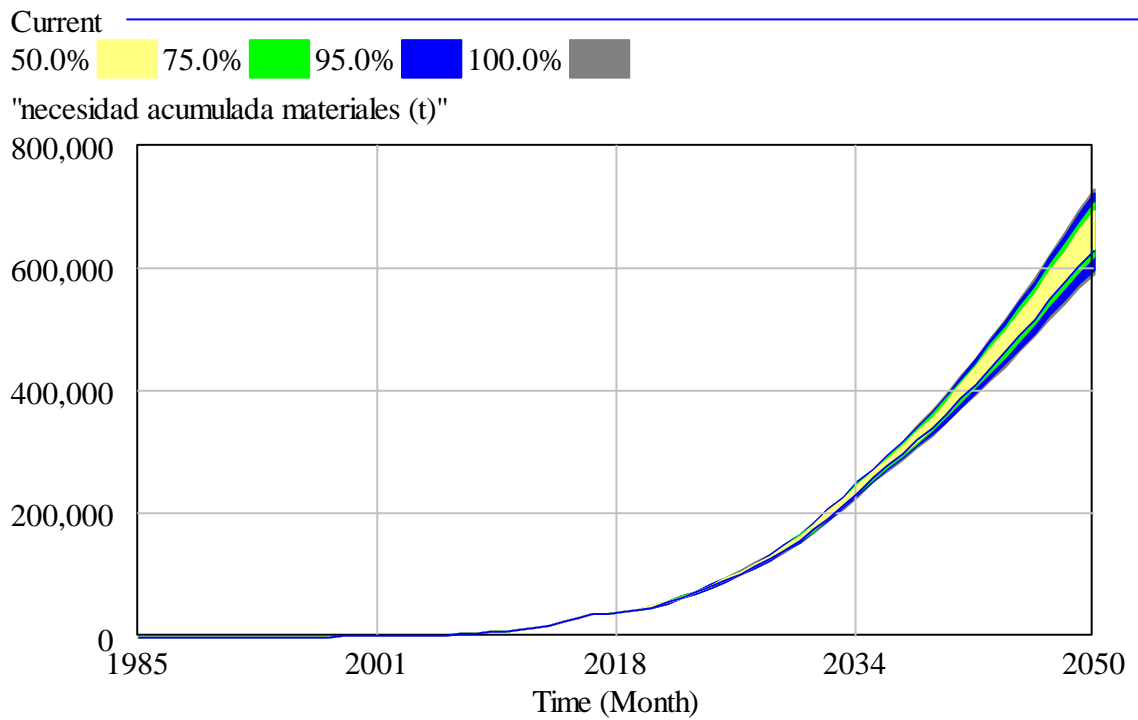
Fuente: elaboración propia

Gráfico 20. Necesidad anual de polietileno (toneladas)



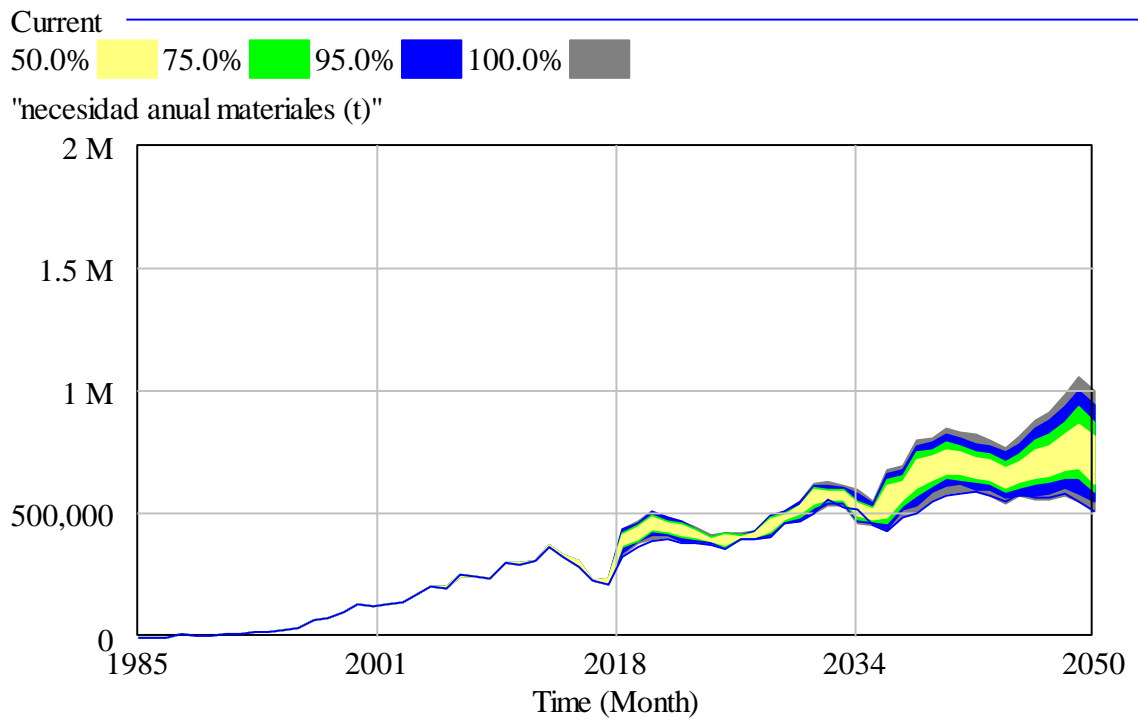
Fuente: elaboración propia

Gráfico 21. Necesidad acumulada de polietileno (toneladas)



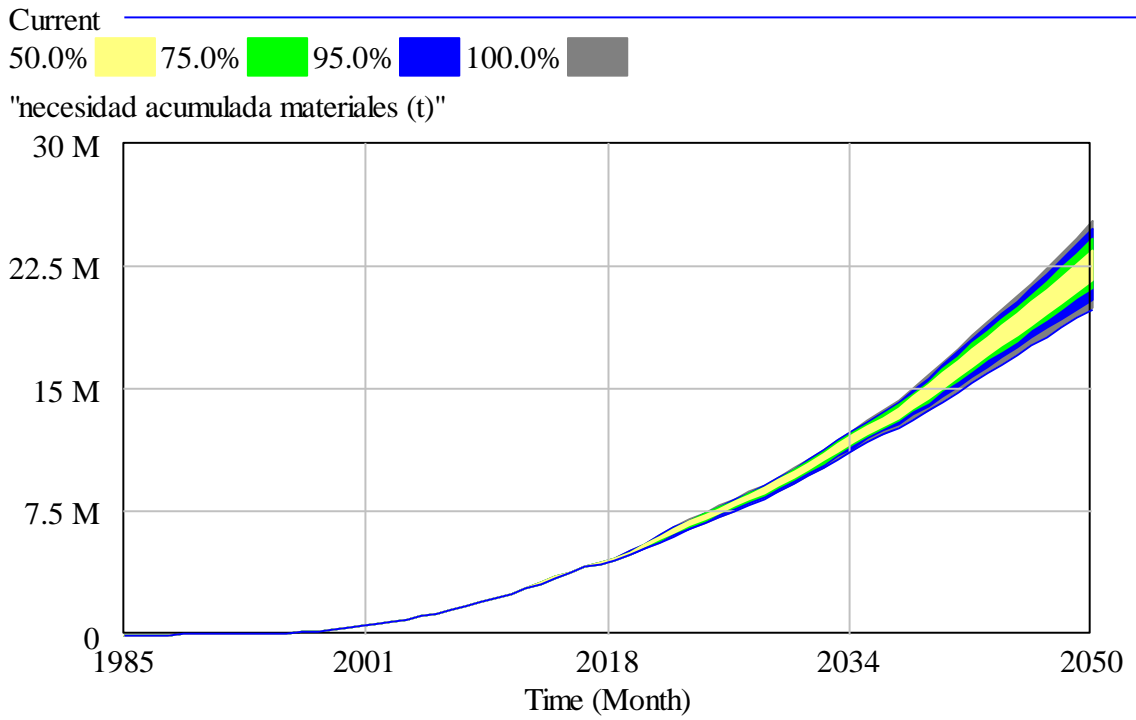
Fuente: elaboración propia

Gráfico 22. Necesidad anual de hierro (toneladas)



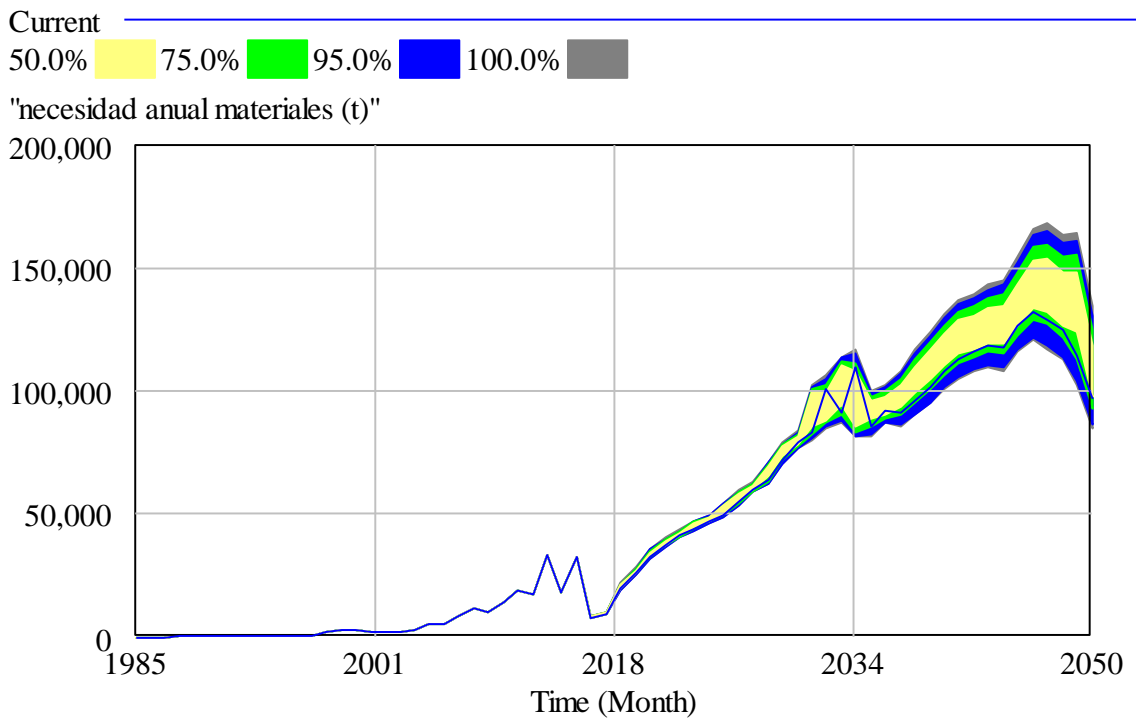
Fuente: elaboración propia

Gráfico 23. Necesidad acumulada de hierro (toneladas)



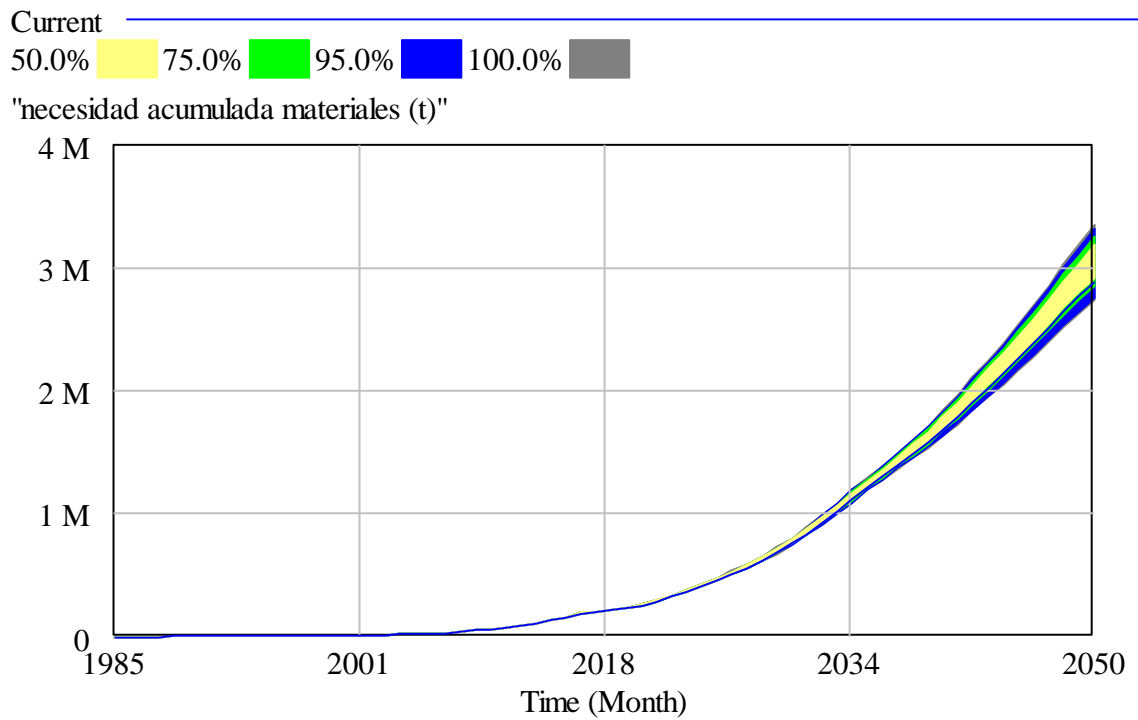
Fuente: elaboración propia

Gráfico 24. Necesidad anual de derivados del petróleo (toneladas)



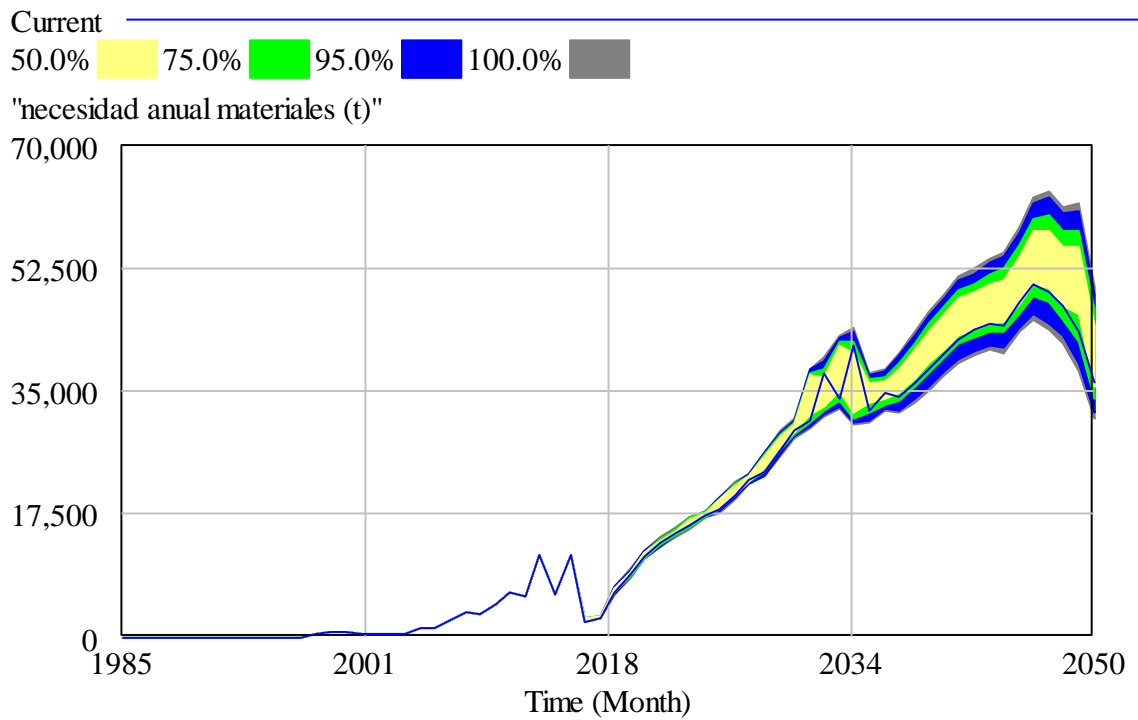
Fuente: elaboración propia

Gráfico 25. Necesidad acumulada de derivados del petróleo (toneladas)



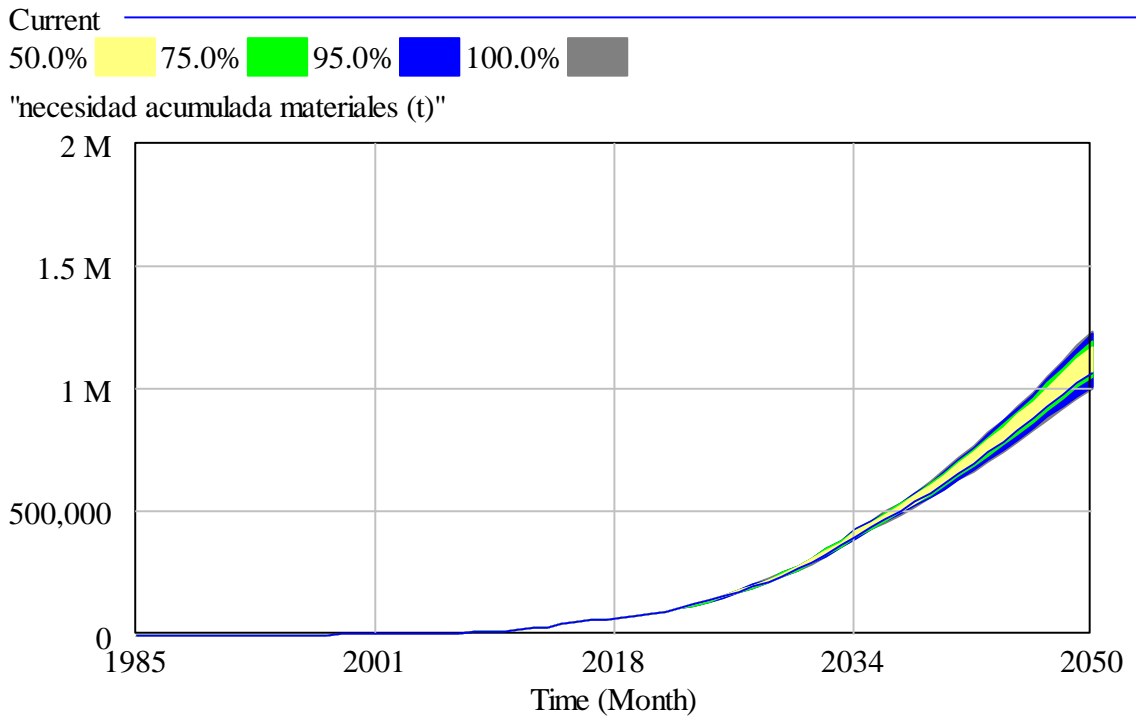
Fuente: elaboración propia

Gráfico 26. Necesidad anual de plomo (toneladas)



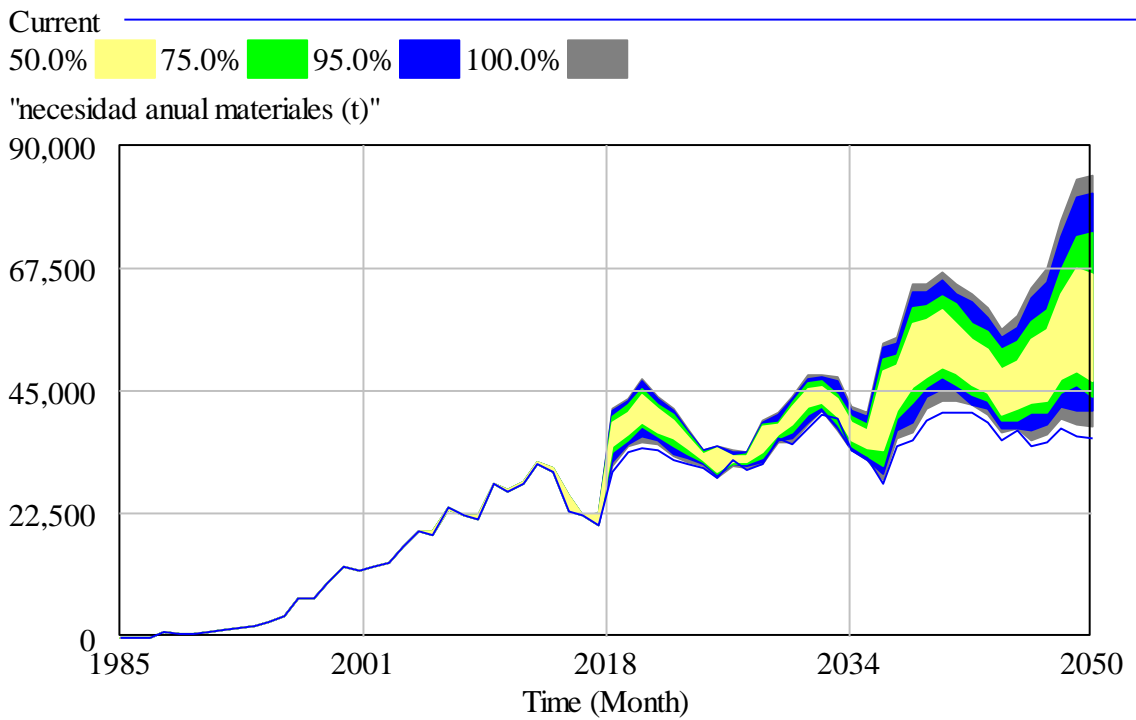
Fuente: elaboración propia

Gráfico 27. Necesidad acumulada de plomo (toneladas)



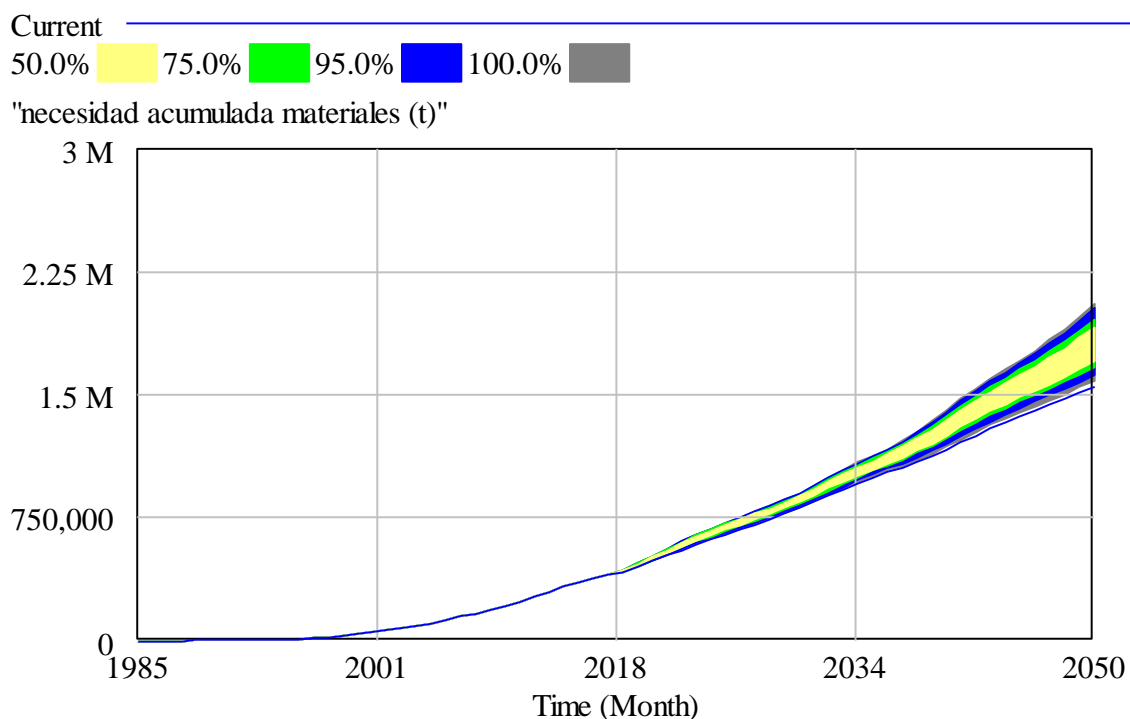
Fuente: elaboración propia

Gráfico 28. Necesidad anual de vidrio, cerámicas (toneladas)



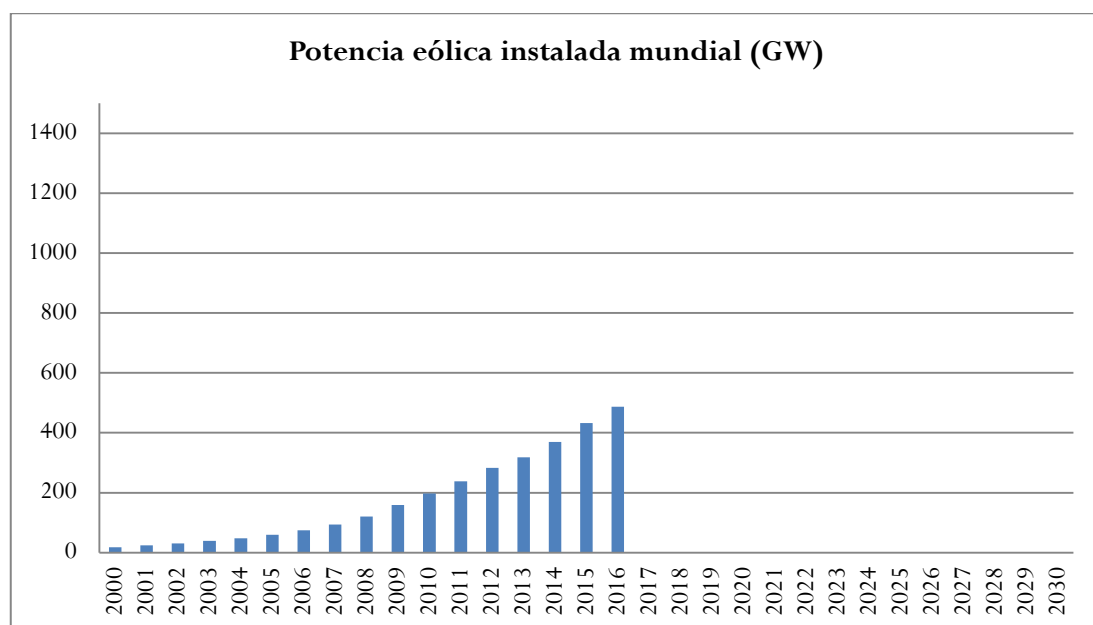
Fuente: elaboración propia

Gráfico 29. Necesidad acumulada de vidrio, cerámicas (toneladas)



Fuente: elaboración propia

Gráfico 30. Potencia instalada eólica mundial (GW)

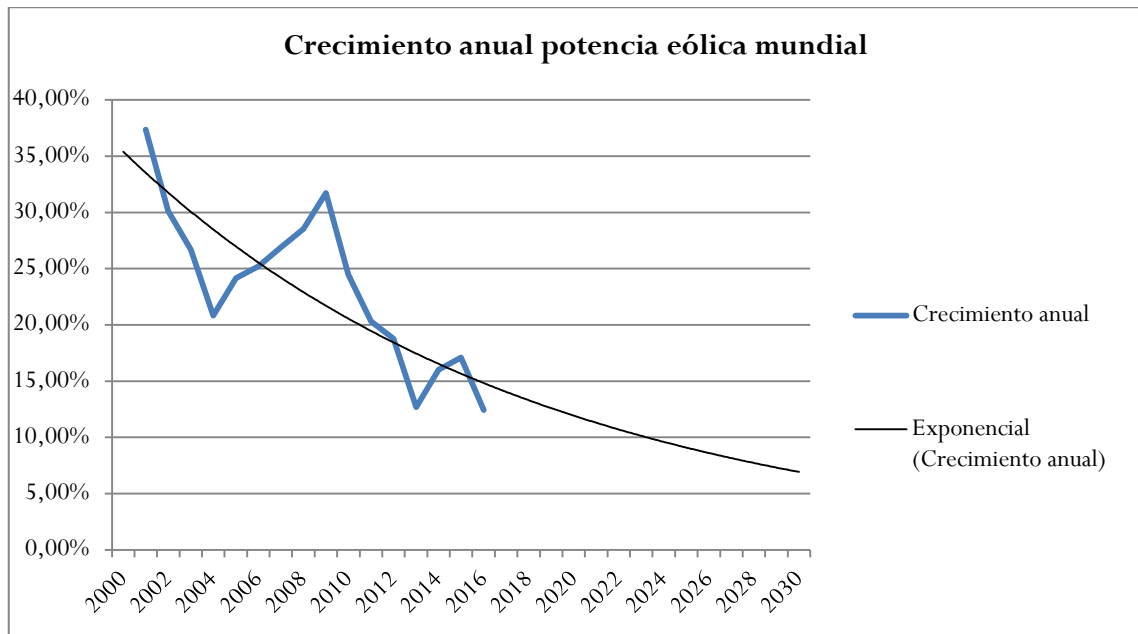


Datos: [88] GWEC

Parece claro que la potencia total alcanzará al menos los 1000 GW hacia 2030. No obstante, y suponiendo que alcanzara los 1500 GW y teniendo en cuenta un generoso factor de capacidad del 30%, sería una potencia aún insuficiente para combatir el cambio climático en la totalidad del sector eléctrico ya que

generarían 4000 TWh anuales, un 14% de la demanda mundial de energía propuesta por <[\[89\]](#) SENER> para 2030 y un 20% respecto a la demanda actual. En cualquier caso el ritmo de crecimiento anual de nuevas instalaciones disminuye:

Gráfico 31. Crecimiento anual de potencia instalada eólica mundial (GW)



Datos: [\[88\]](#) GWEC y elaboración propia

8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] EPA. 2016. Climate Change Indicators: Atmospheric Concentrations of Greenhouse Gases. <https://www.epa.gov> [consultado en Abril de 2017].
- [2] NASA. 2017. GISS Surface Temperature Analysis. <https://data.giss.nasa.gov/gistemp/graphs/> [consultado en junio de 2017]
- [3] NASA. 2017. Understanding Sea Level. Key Indicators. Greenland. <https://sealevel.nasa.gov/understanding-sea-level/key-indicators/greenland> [consultado en abril de 2017]
- [4] NASA. 2017. Understanding Sea Level. Key Indicators. Antarctica. <https://sealevel.nasa.gov/understanding-sea-level/key-indicators/antarctica> [consultado en abril de 2017]
- [5] ESA. 2016. Gravimetric mass balance. Antarctic Ice Sheet project. ESA Climate Change Initiative. https://data1.geo.tu-dresden.de/ais_gmb/ [consultado en junio de 2017]
- [6] NASA. 2017. Understanding Sea Level. Key Indicators. Global Mean Sea Level. <https://sealevel.nasa.gov/understanding-sea-level/key-indicators/global-mean-sea-level> [consultado en junio de 2017]
- [7] IPCC. 2014. Climate Change 2014: Synthesis Report. <http://www.ipcc.ch> [consultado en marzo de 2017]
- [8] ESRL. 2017. Earth System Research Laboratory. <https://www.esrl.noaa.gov/> [consultado en marzo de 2017]
- [9] AEMA, CCI, OMS. 2011. Los impactos del cambio climático en Europa: evaluación basada en indicadores. http://www.mapama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/publicaciones/impactos_cambio_climatico_tcm7-211339.pdf [consultado en marzo de 2017]
- [10] Mc Pherson, Guy. Nature Bats Last. <https://guymcpherson.com/> [consultado en marzo de 2017]
- [11] NASA. Sea level change. Observations from space. <https://sealevel.nasa.gov/> [consultado en marzo de 2017]
- [12] Mc Pherson, Guy. Desde Tomgram: Dahr Jamail, The Climate Change Scorecard. <http://www.tomdispatch.com/blog/> [consultado en marzo de 2017]
- [13] IPCC. 1990. Climate Change: The IPCC Scientific Assessment (1990). <https://www.ipcc.ch> [consultado en marzo de 2017]
- [14] Nature Geoscience. 2016. Study measures methane release from Arctic permafrost. <https://www.nature.com> [consultado en marzo de 2017]

- [15] Abraham, John. 2015. Methane release from melting permafrost could trigger dangerous global warming. <https://www.theguardian.com> [consultado en marzo de 2017]
- [16] Mc Pherson, Guy. 2016. Climate-Change Summary and Update. <https://guymcpherson.com> [consultado en marzo de 2017]
- [17] Banco mundial. 2013. Emisiones de CO2 (kt). <http://www.bancomundial.org/> [consultado en marzo de 2017]
- [18] CAIT. 2013. CAIT Climate Data Explorer. Historical Emissions. <http://cait.wri.org/historical/> [consultado en marzo de 2017]
- [19] Banco mundial. 2015. Crecimiento del PIB (% anual). <http://datos.bancomundial.org> [consultado en marzo de 2017]
- [20] IPCC. 2014. Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. <https://www.ipcc.ch/> [consultado en marzo de 2017]
- [21] EEA. 2016. Total greenhouse gas emissions trends and projections. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps> [consultado en marzo de 2017]
- [22] EC (European Commission). 2017. Una economía baja en carbono para 2050. <https://ec.europa.eu> [consultado en marzo de 2017]
- [23] ECF (European Climate Foundation). 2011. "Roadmap 2050". <http://www.roadmap2050.eu> [consultado en marzo de 2017]
- [24] IEA (Internacional Energy Agency). 2016. IEA World Energy Statistics and Balances www.oecd-ilibrary.org [consultado en febrero-abril de 2017]
- [25] NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2014-2015. Offshore Wind Technologies Market Report. <http://www.nrel.gov/docs> [consultado en abril de 2017]
- [26] IRENA (International Renewable Energy Agency). 2016. THE POWER TO CHANGE: SOLAR AND WIND COST REDUCTION POTENTIAL TO 2025. <http://www.irena.org> [consultado en abril de 2017]
- [27] OpenEI. 2015. Transparent Cost Database. Generation. <http://en.openei.org/> [consultado en abril de 2017]
- [28] Chabot, Bernard. 2013. Onshore and Offshore wind power capacity factor: how much they differ now and in the future? <http://cf01.erneuerbareenergien.schluetersche.de/> [consultado en abril de 2017]
- [29] IPCC. 2012. Renewable energy sources and climate change mitigation. <https://www.ipcc.ch> [consultado en abril de 2017]
- [30] EEA. 2015. Overview of electricity production and use in Europe. <https://www.eea.europa.eu/> [consultado en abril de 2017]
- [31] Fraunhofer. 2014. Optimized pathways towards ambitious climate protection in the European electricity system. <http://www.isi.fraunhofer.de> [consultado en abril de 2017]

- [32] PEi (Power Engineering international). 2009. Schwarze Pumpe CCS pilot: putting oxycoal theory into practice. <http://www.powerengineeringint.com> [consultado en abril de 2017]
- [33] Danish Energy Agency. 2017. Master Data Register of Wind Turbines. <https://ens.dk/en/> [consultado en abril de 2017]
- [34] Cohen, Tamara. 2012. Wind turbines 'only lasting for half as long as previously thought' as study shows they show signs of wearing out after just 12 years. <http://www.dailymail.co.uk> [consultado en abril de 2017]
- [35] Myers, Maxine. 2014. New research blows away claims that ageing wind farms are a bad investment. <http://www3.imperial.ac.uk> [consultado en abril de 2017]
- [36] Kraemer, Susan. 2014. Offshore wind farm lifetime extensions: why the 'beyond 2020' energy policy dialogue must start now. <http://newenergyupdate.com/> [consultado en abril de 2017]
- [37] Lässig, Jorge Luis et Aparian, Anabel. 2012. TENDENCIAS EN EL DISEÑO DE LAS TORRES PARA AEROGENERADORES MULTIMEGAWATT. <http://www.aero.ing.unlp.edu.ar> [consultado en abril de 2017]
- [38] Bollero, David. 2015. Órdago español a China: imanes permanentes libres de tierras raras. <http://blogs.publico.es/> [consultado en abril de 2017]
- [39] USGS (U.S. Geological Survey). 2011. Wind energy in the United States and materiales required for the land-based wind turbine industry from 2010 through 2030. <https://pubs.usgs.gov> [consultado en abril de 2017]
- [40] Brumme, Anja. 2011. Critical materials for wind power: the relevance of rare earth elements for wind turbines. http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/9970/Masterarbeit_Anja_Brumme.pdf [consultado en abril de 2017]
- [41] ERC (Epoxy Resin Committe). 2015. Epoxy resin in wind energy applications. <http://www.epoxy-europe.eu> [consultado en abril de 2017]
- [42] Renewable Energy Magazine. 2016. Principle Power announces successful conclusión of Windfloat Prototype testing. <https://www.renewableenergymagazine.com> [consultado en abril de 2017]
- [43] NREL. 2013. Cost of wind energy review. <http://www.nrel.gov> [consultado en abril de 2017]
- [44] Fraunhofer. 2013. Levelized cost of electricity renewable energy technologies. <https://www.ise.fraunhofer.de> [consultado en abril de 2017]
- [45] BEIS (Department of Business, Energy & Industrial Strategy). 2016. Electricity generation costs. <https://www.gov.uk> [consultado en abril de 2017]
- [46] Danish Energy Agency. Quality of wind power. <https://ens.dk/> [consultado en abril de 2017]

- [47] Wisser and Bolinger. 2011. Understanding trends in wind turbine prices over the past decade. <https://emp.lbl.gov> [consultado en abril de 2017]
- [48] IEA (International Energy Agency). 2015. IEA Wind Task 26. <https://www.ieawind.org> [consultado en abril de 2017]
- [49] IRENA. 2012. Renewable energy technologies: cost analysis series. <https://www.irena.org> [consultado en abril de 2017]
- [50] BVG. 2014. Future renewable energy costs: offshore wind. <https://eit.europa.eu/> [consultado en abril de 2017]
- [51] EWEA. 2013. Wind, the leading technology in 2030. <http://www.ewea.org/> [consultado en abril de 2017]
- [52] IEA. 2016. Offshore wind farm baseline documentation. <https://www.ieawind.org/> [consultado en abril de 2017]
- [53] REE. 2016. Estadísticas del sistema eléctrico español. <http://www.ree.es> [consultado en abril de 2017]
- [54] Bach, Paul-Frederik. 2012. Capacity factor degradation for danish wind turbines. <http://www.pfbach.dk/> [consultado en abril de 2017]
- [55] NREL. 2015. Annual Technology Baseline and Standard Scenarios. <http://www.nrel.gov/> [consultado en mayo de 2017]
- [56] R. Saidur, N.A. Rahim et al. 2011. Renewable and Sustainable Energy Reviews. <http://www.beren.sakarya.edu.tr/> [consultado en mayo de 2017]
- [57] EWEA. 2014. Saving water with wind energy. <https://windeurope.org/> [consultado en abril de 2017]
- [58] J Macknick, R Newmark, G Heath and K C Hallet. 2012. Operational water consumption and withdrawal factor for electricity generating technologies: a review of existing literature. <http://iopscience.iop.org/> [consultado en mayo de 2017]
- [59] P. Torcellini, N. Long and R. Judkoff. 2003. Consumptive Water Use for U.S. Power Production. <http://www.nrel.gov/> [consultado en mayo de 2017]
- [60] Douglas Arent, Jeffrey Logan et al. 2015. A review of water and greenhouse impacts of unconventional natural gas development in the United States. https://www.researchgate.net/figure/279160853_fig6_Figure-6-Water-consumption-rates-in-gallonsmegawatt-hour-MWh-for-the-life-cycle [consultado en mayo de 2017]
- [61] R Camilla Thomson, Gareth P Harrison. 2015. Life Cycle Costs and Carbon Emissions of Offshore Wind Power. <http://www.climatexchange.org.uk/> [consultado en mayo de 2017]
- [62] NREL. 2013. Wind Power Results – LCA Harmonization. <http://www.nrel.gov/> [consultado en mayo de 2017]

- [63] Schleisner, L. 2000. Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148199001238> [consultado en mayo de 2017]
- [64] IDAE. 2014. Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios en España. <http://www.minetad.gob.es/> [consultado en mayo de 2017]
- [65] EEA. 2015. CO2-emission intensity from public electricity and heat production in EU28. <https://www.eea.europa.eu/> [consultado en mayo de 2017]
- [66] LE PAIR, C. 2011b. Electricity in The Netherlands. Wind turbines increase fossil fuel consumption & CO2 emission. <http://www.clepair.net/> [consultado en mayo de 2017]
- [67] European Commission. 2015. EU expenditure and revenue 2014-2020. <http://ec.europa.eu/> [consultado en mayo de 2017]
- [68] Global-rates. 2017. Inflación Europa (IPCA). <http://es.global-rates.com/> [consultado en mayo de 2017]
- [69] Bravo, Francisco. 2017. El proyecto de tierras raras es “incompatible con especies protegidas como el lince ibérico. <http://www.eldiario.es/> [consultado en junio de 2017]
- [70] World Steel. 2017. World Steel in figures 2017. <https://www.worldsteel.org> [consultado en junio de 2017]
- [71] USGS. 2011. Global Rare Earth Oxide Mine Production. <https://minerals.usgs.gov/> [consultado en junio de 2017]
- [72] USGS. 2015. Copper. <https://minerals.usgs.gov/> [consultado en junio de 2017]
- [73] Centro Español de Plásticos. 2013. Mercado Europeo 2013 de Plásticos Reforzados con Fibra de Vidrio. <https://cep-plasticos.com/> [consultado en junio de 2017]
- [74] Plastics Europe. 2016. Plastics- the Facts 2016. <http://www.plasticseurope.org/> [consultado en junio de 2017]
- [75] Góngora Pérez, Juan Pablo. 2014. La industria del plástico en México y el mundo. <http://revistas.bancomext.gob.mx/> [consultado en junio de 2017]
- [76] European Commission. 2012. Iron and Steel Production. <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/> [consultado en junio de 2017]
- [77] Statista. 2014. Producción mundial de plomo desde 2010 hasta 2014 (en miles de toneladas métricas). <https://es.statista.com> [consultado en junio de 2017]
- [78] Glass Alliance Europe. Industries. <http://www.glassallianceeurope.eu/> [consultado en junio de 2017]
- [79] Karavitis, Christos. 2005. El Uso del Agua en Europa. http://geografia.fcsh.unl.pt/lucinda/booklets/B5_Booklet_Final_ES.pdf [consultado en junio de 2017]

- [80] IPCC. 2005. La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. <http://www.ipcc.ch/> [consultado en junio de 2017]
- [81] FAO (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura). 2015. La deforestación se ralentiza a nivel mundial, con más bosques mejor gestionados. <http://www.fao.org/> [consultado en junio de 2017]
- [82] GWEC. 2016. La eólica suministrará hasta el 20% de la electricidad mundial en 2030 y dará empleo a millones de personas, según GWEC. <http://www.gwec.net/> [consultado en junio de 2017]
- [83] IEA. 2015. World Energy Outlook 2015. <https://www.iea.org/> [consultado en junio de 2017]
- [84] EWEA. 2016. The European offshore wind industry. <https://windeurope.org/> [consultado en abril de 2017]
- [85] EWEA. 2016. Wind in power, 2016 European statistics. <https://windeurope.org/> [consultado en abril de 2017]
- [86] EWEA. 2010. Wind in power, 2010 European statistics. <http://www.ewea.org/> [consultado en abril de 2017]
- [87] Frangoul, Anmar. 2017. Offshore wind investments in Europe reached \$19.5 billion last year, according to new data. <http://www.cnbc.com/> [consultado en abril de 2017]
- [88] GWEC. 2018. Global Wind Report, annual market update 2015. <http://www.gwec.net/> [consultado en junio de 2017]
- [89] SENER (Secretaría de Energía de México). 2015. Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029. <https://www.gob.mx/> [consultado en junio de 2017]