

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

***DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA
PARA LA VALORACIÓN DEL IMPACTO DE
INNOVACIONES EN ENERGÍA EÓLICA
FLOTANTE***

Estudiante
Director
Departamento
Curso académico

Escalona Corral, Ana
Blanco Ilzarbe, Jesús María
Ingeniería Energética
2020/2021

BILBAO, 1 DE MARZO DE 2021

CONTENIDO

RESUMEN	5
LISTA DE ACRÓNIMOS	6
ÍNDICE DE FIGURAS	7
ÍNDICE DE TABLAS	11
1 INTRODUCCIÓN A LA EÓLICA FLOTANTE Y SU CONTEXTO	14
1.1 La energía eólica flotante en el contexto de las renovables	14
1.2 Desarrollo y potencial de la energía eólica offshore y flotante	15
1.2.1 Desarrollo a nivel mundial y europeo de la energía eólica offshore	15
1.2.2 Potencial de la energía eólica flotante en Europa	16
2 OBJETIVOS, ALCANCE Y BENEFICIOS	19
3 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DEL PROYECTO	21
3.1 Metodología	21
3.2 Indicadores	22
3.3 Herramientas y modelos tecno económicos para parques eólicos offshore	24
3.4 Software	25
4 ESTADO DEL ARTE DE LA TECNOLOGÍA	26
4.1 Subestructuras	27
4.1.1 TLP	27
4.1.2 Spar buoy	28
4.1.3 Semisumergible	28
4.1.4 Comparación de las tres tecnologías	29
4.2 Sistemas de fondeo	31
4.2.1 Líneas de fondeo	31
4.2.2 Anclas	33
4.3 Cables dinámicos	34
5 COSTES EN EÓLICA FLOTANTE	36
5.1 Coste nivelado de la energía (LCOE)	36
5.1.1 Valor actual neto	37
5.1.2 Tasa de descuento	37
5.1.3 WACC	38
5.2 Desglose detallado de los costes del ciclo de vida	39

5.2.1	Introducción	39
5.2.2	Costes totales de construcción (CAPEX)	40
5.2.3	Costes de operación y mantenimiento (OPEX)	49
5.2.4	Costes relativos al desmantelamiento (DECEX)	55
6	MODELIZACIÓN DE COSTES Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	56
6.1	Modelización de los costes	56
6.1.1	Costes totales de construcción (CAPEX)	56
6.1.2	Costes de operación y mantenimiento (OPEX)	71
6.1.3	Costes asociados al desmantelamiento (DECEX)	75
6.2	Modelización de la producción de energía	77
7	DEFINICIÓN DEL PARQUE EÓLICO BASE	81
7.1	Datos generales del parque eólico base	81
7.2	Datos generales sobre la fabricación	81
7.2.1	Diseño y desarrollo	81
7.2.2	Área necesaria para la fabricación	81
7.2.3	Embarcaciones necesarias para el transporte y la instalación	82
7.3	Datos generales sobre las actividades de O&M	84
7.4	Datos generales sobre el desmantelamiento	85
7.5	Datos particulares de los componentes principales	85
7.5.1	Aerogeneradores	85
7.5.2	Subestructura	87
7.5.3	Sistema de fondeo	90
7.5.4	Conexión a la red	91
7.6	Producción anual de energía (AEP)	93
7.7	Otros datos relativos al cálculo LCOE	94
7.7.1	Parámetros temporales	95
7.7.2	Parámetros financieros	95
7.8	Validación del modelo tecno económico	96
8	MODELIZACIÓN DEL IMPACTO DE INNOVACIONES	98
8.1	Protocolo de evaluación del impacto de una innovación sobre el LCOE	98
8.1.1	Selección de las fuentes de información	98
8.1.2	Formato y estilo de la entrevista	99
8.1.3	Recogida de información	100

8.1.4	Análisis de la información obtenida y contraste de conclusiones	107
8.2	Incorporación al modelo tecno económico	108
9	DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA	109
9.1	Descripción general de la herramienta	109
9.2	Estructura de la herramienta	110
9.2.1	Ventanas del modelo tecno económico	111
9.2.2	Ventanas de funciones adicionales	113
10	METODOLOGÍA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO	118
10.1	Descripción de tareas	118
10.2	Diagrama de Gantt	119
10.3	Presupuesto	120
11	CONCLUSIONES	121
12	REFERENCIAS	122
	ANEXO I – EMBARCACIONES	127
	ANEXO II – ECUACIONES DEL MODELO MATEMÁTICO	128
	ANEXO III – NOTACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO	132
	ANEXO IV – RESULTADOS DEL MODELO TECNO ECONÓMICO PARA EL PARQUE EÓLICO BASE	137
	ANEXO V – DIAGRAMA DE PROCESO COMPLETO DE LA FASE 2 DE LA ENTREVISTA PARA LA DETERMINACIÓN DEL IMPACTO DE INNOVACIONES	141
	ANEXO VI – MANUAL DE USUARIO DE LA HERRAMIENTA	142
	ANEXO VII – CÓDIGO DE LA MACRO DE EVALUACIÓN DE INNOVACIONES	155

RESUMEN

ES: En busca de velocidades de viento mayores y más constantes la energía eólica está experimentando una transición hacia la eólica offshore. En Europa el 80% de los recursos eólicos offshore se encuentran en emplazamientos de más de 60 m de profundidad, donde la eólica offshore de base fija no es rentable y es necesaria la implantación de subestructuras flotantes diseñadas para aguas profundas. España y Portugal destacan como países con un gran potencial para desarrollar la energía eólica flotante, pero el sector necesita reducir significativamente el LCOE para alcanzar una posición competitiva frente a otras tecnologías. En este proyecto se desarrolla una herramienta para la evaluación del impacto de innovaciones en eólica flotante sobre el LCOE acompañada de un protocolo para modelizar dicho impacto. La herramienta está desarrollada en Excel y Visual Basic, y está constituida por un modelo de costes y producción de la energía al que se pueden incorporar los resultados de la evaluación del impacto de innovaciones realizada siguiendo el protocolo definido para modelizar dicho impacto.

EUS: Haize abiadura handiago eta konstanteagoen bila energia eolikoa offshorera bideratzen ari da. European, itsas eolikoaren baliabideen %80-a 60 m baino sakonago kokatuta dago, non oinarri finkodun itsas eolikoa ez da errentagarria eta ur sakontzat diseinatutako subegitura flotakorren ezarpena beharrezkoa den. España eta Portugal nabarmentzen dira itsas energia eoliko flotagarria garatzeko potentzial handiko herrialde gisa, baina sektoreak LCOE-a nabarmen murriztu behar du beste teknologiekiko posizio lehiakorra lortzeko. Proiektu honetan itsas energia eolikoko berrikuntzak LCOE-n duten inpaktua ebaluatzeko tresna bat garatzen da esandako inpaktua modelizatzeko protokolo batekin batera. Tresna Excel eta Visual Basic programen bidez garatu da, eta kostu eta energiaren sorkuntzaren modelo batez osatuta dago, zeini protokoloari jarraituz egindako berrikuntzen inpaktu analisiaren emaitzak erantsi ahal zaizkion.

EN: In search of higher and more constant wind speeds the wind energy sector is shifting offshore. In Europe 80% of the available offshore wind resource is found in waters that are over 60 meters deep, where fixed bottom offshore wind stops being cost-effective and floating foundations designed for deep waters need to be deployed. Spain and Portugal stand out as countries with a very high potential to develop floating offshore wind, but the sector needs to significantly reduce the LCOE to be able to compete with other renewable energy technologies. In this project a tool is developed to evaluate the impact of innovations in floating offshore wind on the LCOE coupled with a protocol to model said impact. The tool is developed in Excel and Visual Basic, and it is composed by a cost and energy production model to which the results of the innovation's impact evaluation, conducted following the defined protocol, can be incorporated.

PALABRAS CLAVE

Offshore, eólica flotante, LCOE, LCC, impacto de innovaciones

LISTA DE ACRÓNIMOS

AEP	Annual Energy Production - producción anual de energía
AHTS	Anchor handling and tug supply – buque de manejo de anclas
CAPEX	Capital expenses – costes totales de construcción / de capital
D&D	Diseño y desarrollo
DECEX	Decommissioning expenses – costes de desmantelamiento
FCB	Factor de carga bruto
FCN	Factor de carga neto
FID	Final investment decisión – decisión final de inversión
LCOE	Levelized Cost of Energy – coste nivelado de la energía
M€	Millones de euros
NREL	National Renewable Energy Laboratory (United States Department of Energy)
O&M	Operación y Mantenimiento
OPEX	Operation expenses – costes de operación
PR	Prima de riesgo
RFR	Risk free rate – tasa libre de riesgo
ROV	Remotely Operated Vehicle – vehículo operado remotamente
RWT	Reference wind turbine – aerogenerador de referencia
SAM	System Advisor Model – software desarrollado por NREL
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
Tel	Transporte e Instalación
TIR	Tasa Interna de Retorno
TLP	Tension Leg Platform – plataforma de líneas tensionadas
TRL	Technology Readiness Level - nivel de madurez tecnológica
VAN	Valor Actual Neto
WACC	Weighted Average Cost of Capital

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Potencia global de energía eólica en GW y aportaciones anuales [1]	14
Figura 2: Potencia instalada globalmente de eólica offshore en 2019 [2].....	15
Figura 3: Mapa topográfico del suroeste de Europa, con líneas isóbatas a 50, 100, 200, 500, 1000, 2000, y 5000 metros [13]	17
Figura 4: Mapa topográfico de la costa vasca, con líneas isóbatas a 50, 100, 200, 500, 1000 y 2000 metros (adaptado de [13])	18
Figura 5: Tres plataformas offshore de base fija (izq.) y tres flotantes (dcha.) (ilustración de Joshua Bauer, NREL).....	26
Figura 6: De izquierda a derecha: spar, semisumergible y TLP (ilustración de Joshua Bauer, NREL)	27
Figura 7: Rango de aplicación de las diferentes subestructuras, por profundidad	29
Figura 8: Peso de las subestructuras sin (izquierda) y con (derecha) lastre [11].....	29
Figura 9: Ejemplo de subestructura tipo TLP (Pelastar, cortesía de The Glosten Associates, https://glosten.com/).....	30
Figura 10: Ejemplo de subestructura tipo spar buoy (Equinor, cortesía de Siemens).....	30
Figura 11:Ejemplo de subestructura tipo semisumergible	31
Figura 12: Cantidad de elementos de fondeo utilizados para cada tipo de subestructura [11].	33
Figura 13: Longitud y peso de elementos de fondeo según tipo [11].....	33
Figura 14: De izquierda a derecha: pilote de succión, ancla de arrastre, y ancla de gravedad (imágenes cortesía de Scott Hudson, Vryhof y Farinia)	33
Figura 15: Partes de un cable dinámico (adaptado de [42])	35
Figura 16: Diferentes configuraciones de cables dinámicos (adaptado de [43]).....	35
Figura 17: descripción gráfica del LCOE	36
Figura 18: WACC (adaptado de [48]).....	38
Figura 19: Desglose de costes	39
Figura 20: Estimaciones del coste de D&D en eólica offshore de base fija (1-6) y flotante (7) (adaptado de [49] y [5])	40
Figura 21: Diagrama de un parque eólico flotante y sus componentes (adaptado de BOEM [51])	41
Figura 22: Distribución de costes en un aerogenerador offshore	42
Figura 23: Tiempo medio de fabricación para subestructuras [11]	43
Figura 24: Peso y coste por unidad de longitud para cada material [11]	44
Figura 25: Peso y coste por unidad para cada material [11]	45

Figura 26: Desglose de los costes totales de construcción en porcentajes	49
Figura 27: Ilustración del balance entre costes de O&M y pérdidas derivadas de la no producción de energía [56]	50
Figura 28: Ejemplos de embarcaciones de trabajo (izq. Ørsted, dch. Windcat)	52
Figura 29: Desglose de los costes de operación y mantenimiento en porcentajes (adaptado de [56])	54
Figura 30: Desglose de los costes relativos al desmantelamiento en porcentajes.....	55
Figura 31: Esquema de la modelización del CAPEX por niveles	57
Figura 32: Esquema de la modelización del CAPEX (1/2).....	65
Figura 33: Esquema de la modelización del CAPEX (2/2).....	70
Figura 34: Esquema de la modelización del OPEX	75
Figura 35: Producción anual de energía.....	78
Figura 36: Esquema de la modelización de la producción energética anual	79
Figura 37: Tasa mensual de ocupación por metro cuadrado en la recopilación de 26 concesiones entre los años 2018 y 2020 en diferentes puertos	82
Figura 38: Coste diario de las embarcaciones necesarias para el transporte y la instalación según diferentes fuentes	83
Figura 39: Peso del rotor de aerogeneradores de diferentes potencias	85
Figura 40: Diagrama de la estrategia de transporte e instalación del conjunto aerogenerador – subestructura [54].....	89
Figura 41: Ejemplo de distribución temporal de los costes	94
Figura 42: Prima de riesgo (lín. negra) y tasa libre de riesgo (lín. verde) en España entre los años 2010 y 2020 [67].....	96
Figura 43: Desglose de los costes del ciclo de vida para el parque eólico base.....	97
Figura 44: Diagrama de proceso simplificado de la fase 2 de la entrevista	101
Figura 45: Bloque BE del diagrama de la Figura 44.....	102
Figura 46: Bloque B1 del diagrama de la Figura 44.....	102
Figura 47: Bloque B2 del diagrama de la Figura 44.....	105
Figura 48: Relación entre los bloques B1 y B2 del diagrama de la Figura 44.....	105
Figura 49: Bloque B3 del diagrama de la Figura 44.....	106
Figura 50: Bloque B4 del diagrama de la Figura 44.....	106
Figura 51: Bloque de identificación de la variación de un parámetro del diagrama de la Figura 44	107
Figura 52: Diagrama explicativo de la incorporación el modelo econo-energético de la evaluación del impacto de una innovación descrita en el apartado 8.1.....	108

Figura 53: Diagrama de bloques de la herramienta diseñada	109
Figura 54: Ventanas de la herramienta.....	110
Figura 55: Ventana de inicio de la herramienta.....	110
Figura 56: Ejemplo de la estructura de una de las ventanas del modelo tecno económico	112
Figura 57: Ejemplo de la gestión de fórmulas dentro de las ventanas	112
Figura 58: Ejemplo de la estructura de la ventana Resultados de modelización y cálculo del LCOE	113
Figura 59: Botones de la ventana de Análisis de sensibilidad.....	114
Figura 60: Formulario de un nuevo análisis de sensibilidad (vista inicial)	114
Figura 61: Formulario de un nuevo análisis de sensibilidad (pestaña “Variables de resultado”)	115
Figura 62: Área del formulario de un nuevo análisis de sensibilidad de Límites del análisis de sensibilidad (pestaña “Variación en %”)	116
Figura 63: Estructura de la ventana Evaluación de innovaciones.....	117
Figura 64: Ejemplo de cómo indicar en la tabla de resultados una variable sobre la que obtener el impacto.....	117
Figura 65: Diagrama de Gantt del proyecto	119
Figura 66: Uso horario de los recursos.....	119
Figura 67: Costo horario de los recursos.....	120
Figura V-68: Diagrama de proceso completo de la fase 2 de la entrevista para la determinación del impacto de innovaciones	141
Figura VI-69: Mensaje de advertencia (Habilitar contenidos)	142
Figura VI-70: Desbloqueo de rangos INPUT para su modificación (ventana emergente <i>Desbloquear rango</i>).....	142
Figura VI-71: Ventana de Inicio en la navegación de ventanas de la herramienta.....	143
Figura VI-72: Botones de navegación en las ventanas de la herramienta	143
Figura VI-73: Ventanas de INPUT y OUTPUT al iniciar la herramienta sin datos del parque eólico base	144
Figura VI-74: Ventanas de INPUT y OUTPUT una vez introducidos los datos del parque eólico base	145
Figura VI-75: Ventana de producción anual de energía con las variables a rellenar señaladas	146
Figura VI-76: Ventana LCOE – sección de datos para el cálculo del LCOE	146
Figura VI-77: Ventana LCOE – sección de cálculo del LCOE	147
Figura VI-78: Ventana de Análisis de sensibilidad.....	147
Figura VI-79: Formulario para el análisis de sensibilidad.....	148

Figura VI-80: Formulario del ejemplo 1 del análisis de sensibilidad	149
Figura VI-81: Resultados del ejemplo 1 del análisis de sensibilidad (1/2)	149
Figura VI-82: Resultados del ejemplo 1 del análisis de sensibilidad (2/2)	150
Figura VI-83: Formulario del ejemplo 2 del análisis de sensibilidad	150
Figura VI-84: Ventana Variables de resultado del formulario del ejemplo 2 del análisis de sensibilidad.....	151
Figura VI-85: Resultados del ejemplo 2 del análisis de sensibilidad	152
Figura VI-86: Ventana de evaluación de innovaciones	152
Figura VI-87: Listas desplegables de la ventana de evaluación de innovaciones	153
Figura VI-88: Incorporación a la tabla de los parámetros sobre los que la innovación tiene impacto directo	153
Figura VI-89: Selección de los parámetros sobre los que se quiere estudiar el impacto la innovación	153
Figura VI-90: Cálculo del impacto de la innovación sobre los parámetros escogidos	153
Figura VI-91: Cómo eliminar las celdas sobrantes de las tablas por defecto.....	154
Figura VI-92: Resultado de la evaluación del impacto de la innovación ficticia del ejemplo ...	154

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: El recurso eólico offshore y el potencial eólico flotante en Europa, Estados Unidos y Japón [11].....	16
Tabla 2: Definiciones relativas a la innovación según el Manual de Oslo [17]	21
Tabla 3: Pros y contras de los principales tipos de subestructuras	30
Tabla 4: Descripción de los dos sistemas de fondeo principales [11] (imágenes cortesía de AS Mosley).....	32
Tabla 5: Descripción de los dos sistemas de anclaje principales [11] (imágenes cortesía de Vryhof)	34
Tabla 6: Elementos que participan en los costes de fabricación	41
Tabla 7: Costes de fabricación de subestructuras en eólica flotante [49]	44
Tabla 8: Precios y pesos medios por unidad para cada sistema de anclaje (adaptado de [11]).	45
Tabla 9: Diferentes estrategias de montaje, transporte e instalación para el conjunto subestructura/aerogenerador (adaptado de [49])	47
Tabla 10: Puntos fuertes y débiles en la instalación de los diferentes tipos de subestructuras, incluyendo el tiempo y coste aproximados (adaptado de [11])	48
Tabla 11: Datos generales del parque eólico base.....	81
Tabla 12: Datos sobre el área necesaria para la fabricación.....	82
Tabla 13: Coste diario de las embarcaciones necesarias para la instalación y el transporte según diferentes fuentes	83
Tabla 14: Costes diarios de las embarcaciones necesarias para la instalación y el transporte considerados en este estudio.....	83
Tabla 15: Ejemplo de tabla de definición de actividades de mantenimiento.....	84
Tabla 16: Coste diario de los recursos necesarios para el mantenimiento ([47] y [15]).....	84
Tabla 17: Costes de desmantelamiento de los componentes principales sobre su coste de instalación [47].....	85
Tabla 18: Características generales del aerogenerador para el caso de estudio.....	86
Tabla 19: Costes relativos a la fabricación del aerogenerador para el caso de estudio	86
Tabla 20: Mantenimiento del aerogenerador (frecuencias por aerogenerador)	87
Tabla 21: Peso por tipo de subestructura	87
Tabla 22: Datos generales de la subestructura para el caso de estudio.....	87
Tabla 23: Coste de fabricación por unidad de masa para los diferentes tipos de subestructuras	88
Tabla 24: Costes relativos a la fabricación de la subestructura para el caso de estudio	88

Tabla 25: Coste del ensamblaje por unidad de masa para los diferentes tipos de subestructuras	89
Tabla 26: Coste de transporte e instalación del conjunto aerogenerador- subestructura para el caso de estudio	89
Tabla 27: Mantenimiento de la subestructura (frecuencias por aerogenerador)	89
Tabla 28: Datos generales del sistema de fondeo para el caso de estudio	90
Tabla 29: Coste de fabricación por tonelada de una cadena según [62], [15] y [47]	90
Tabla 30: Coste de fabricación por tonelada de un ancla de arrastre según [62], [15] y [47]....	90
Tabla 31: Coste de fabricación del sistema de fondeo para el caso de estudio	91
Tabla 32: Mantenimiento del sistema de fondeo (frecuencias por aerogenerador).....	91
Tabla 33: Datos generales del sistema de conexión a la red para el caso de estudio	91
Tabla 34: Coste de fabricación por unidad de longitud del cableado dinámico según [15] y [47]	92
Tabla 35: Coste por MW de la adquisición de una subestación [54]	92
Tabla 36: Coste de fabricación por unidad de longitud del cable de evacuación según [15] y [54]	92
Tabla 37: Coste de fabricación del sistema de conexión a la red para el caso de estudio	92
Tabla 38: Coste de instalación de subestaciones offshore [54]	93
Tabla 39: Coste de instalación del sistema de conexión a la red para el caso de estudio.....	93
Tabla 40: Mantenimiento del sistema de conexión a la red (frecuencias por parque)	93
Tabla 41: Pérdidas [54].....	94
Tabla 42: Distribución temporal de los costes de construcción	95
Tabla 43: Parámetros financieros del WACC.....	96
Tabla 44: Resultados de la aplicación del modelo tecno económico para el parque eólico base	96
Tabla 45: Posibles variaciones en los elementos de coste del bloque B1 (1/2).....	103
Tabla 46: Posibles variaciones en los elementos de coste del bloque B1 (2/2)	104
Tabla 47: Pregunta sobre la variación del coste del área en puerto necesaria para la fabricación	104
Tabla 48: Pregunta sobre la variación del coste de los elementos del bloque B2.....	105
Tabla 49: Pregunta sobre la variación de la producción energética anual	106
Tabla 50: Pregunta sobre la variación de parámetros temporales y financieros del LCOE	106
Tabla 51: Ventanas de la herramienta que corresponden a inputs, outputs y funciones adicionales.....	111

Tabla 52: Costo de los recursos.....	120
Tabla 53: Presupuesto del proyecto	120
Tabla I-54: Tipos de embarcaciones para la transporte e instalación de los componentes del parque eólico flotante.....	127
Tabla II-55: Ecuaciones del modelo matemático	128
Tabla III-56: Notación de las variables del modelo matemático.....	132
Tabla IV-57: Resultados generales del modelo tecno económico para el parque eólico base.	137
Tabla IV-58: Producción energética anual para el parque eólico base	137
Tabla IV-59: Desglose de costes para el parque eólico base	138
Tabla IV-60: Costes de fabricación para el parque eólico base.....	138
Tabla IV-61: Costes de instalación para el parque eólico base	139
Tabla IV-62: Costes de operación y mantenimiento para el parque eólico base	139
Tabla IV-63: Costes por intervención de mantenimiento para el parque eólico base.....	140
Tabla IV-64: Costes de desmantelamiento para el parque eólico base	140
Tabla VI-65: Impacto de la innovación	152

1 INTRODUCCIÓN A LA EÓLICA FLOTANTE Y SU CONTEXTO

En esta sección se hará una introducción a la energía eólica flotante, como energía renovable y su desarrollo tecnológico hasta el momento.

1.1 LA ENERGÍA EÓLICA FLOTANTE EN EL CONTEXTO DE LAS RENOVABLES

Las energías renovables en 2018 supusieron un 11% del consumo total de energía a nivel mundial [1]. En 2019, la energía eólica contó con una potencia instalada total de más de 651 GW, con presencia a escala comercial en 102 países y produciendo un 5,9% de la energía eléctrica mundial [1]. Los 5 países a nivel mundial mayor potencia eólica instalada, entre los que se encuentra España [2] [3], suponen en conjunto un 70,3% de la potencia instalada total. Además, España también se encuentra entre los 5 países con mayor aportación anual de nueva potencia instalada, junto con China, EEUU, Reino Unido e India [3]. En 2019, respecto al año 2018, se produjo un aumento de 60 GW en potencia instalada de energía eólica, lo que supuso un 19% más respecto al año anterior, y dicho aumento puso fin a 3 años de caída en el aumento de nueva potencia instalada (ver Figura 1). Por su parte, la energía eólica offshore contabilizó un 10% de ese incremento (6 GW), acumulando en torno a 30 GW instalados a nivel global [1]. En 2010 la energía eólica offshore experimentó un incremento por primera vez de más de 1 GW [4], por lo que en la última década se ha multiplicado por 6 el incremento anual en potencia instalada.

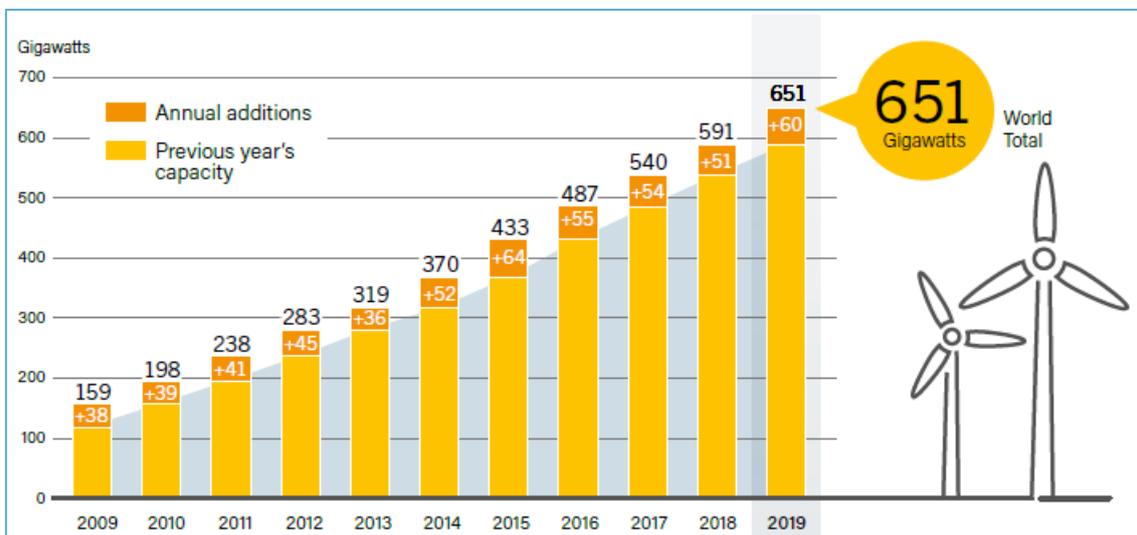


Figura 1: Potencia global de energía eólica en GW y aportaciones anuales [1]

Dentro del área de la energía eólica offshore existen dos categorías principales: la eólica flotante y la eólica offshore de base fija, siendo esta última la mayoritaria en cuanto a potencia instalada. Respecto a la eólica flotante, a nivel mundial hay instalados 64,5 MW de potencia [5], lo que supone un 0,2% del total de la energía eólica offshore instalada. La mayor parte del potencial instalado en energía eólica flotante se encuentra en Europa, con 48,5 MW instalados [5]. Los

beneficios que presenta la eólica flotante frente a la eólica offshore de base fija incluyen un aumento en rendimientos [6], la posibilidad de situar los parques eólicos en áreas con mayores y más constantes velocidades de viento, un menor impacto ambiental, una reducción del efecto estela dentro de un mismo parque eólico al disponer de mayor superficie en la que distribuir los aerogeneradores, y la capacidad de estas subestructuras de poder sostener las turbinas de gran tamaño cuyo desarrollo se prevé en los próximos años [7]. Por todo lo anterior se proyecta que para 2022 la potencia total instalada en eólica flotante sea de 350 MW [5].

1.2 DESARROLLO Y POTENCIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE Y FLOTANTE

1.2.1 Desarrollo a nivel mundial y europeo de la energía eólica offshore

El desarrollo de la energía eólica offshore se ha concentrado desde sus inicios en Europa, donde además se encuentra la mayor parte de la potencia instalada. Pero desde el 2016 China se ha posicionado como uno de los países con más potencia instalada anualmente [4]. En 2019 China consolidó su posición como líder mundial en nueva potencia instalada con 2,3 GW, seguido de Reino Unido con 1,6 GW y Alemania con 1,1 GW [8]. Estos tres países también son líderes en potencia instalada total de energía eólica offshore como se observa en la Figura 2.

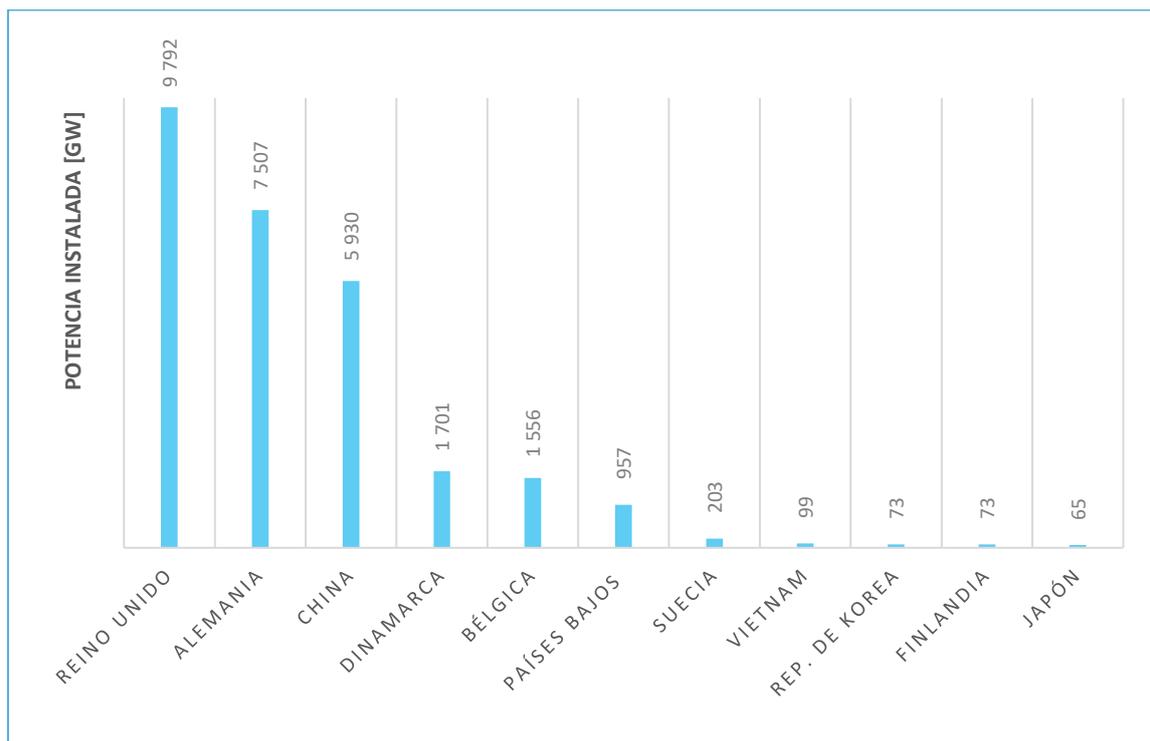


Figura 2: Potencia instalada globalmente de eólica offshore en 2019 [2]

En cuanto a energía eléctrica generada, Dinamarca es el país con mayor porcentaje de energía producida por eólica offshore (15%), mientras que Reino Unido ocupa el segundo lugar donde representa el 8% [4]. Tanto en Alemania como en Bélgica y Países Bajos representa entre un 3 y un 5% del total [4]. Y en China representa apenas un 0,1% del total de la energía producida en el país [4].

El mercado de eólica offshore en Europa acaparó hasta la mitad de las inversiones en energía eólica y un cuarto de las inversiones totales en energías renovables en 2018 [4]. En 2018 el tamaño del mercado de la energía eólica flotante fue de 410 M€ y se prevé que ascienda a 9.360 M€ para el 2026 [9]. Las inversiones las realizan principalmente fondos de inversión y entidades públicas, ya que los proyectos tienen un alto coste total de construcción. Según el último informe de Quest Floating Energy [10], EEUU, Reino Unido, Taiwan, Japón, la República de Korea y España son los países con mayor cantidad de proyectos previstos o posibles en eólica flotante para el 2033.

Las principales empresas líderes de desarrollo de activos en eólica offshore en términos de cuota de mercado se concentran mayormente en Europa. Las 15 empresas con mayor participación en el mercado abarcan un 57,03% de éste, y las 10 que se encuentran en Europa abarcan un 40,66% del total [4]. En cuanto a empresas de fabricación en el sector, Siemens Gamesa (España) se posiciona como el fabricante con mayor cuota de mercado. Siemens Gamesa abarca en 2018 un 41% de la cuota de mercado, y desde 1995 un 63% del mercado total [4]. El descenso de su cuota de mercado se encuentra en relación con la creación en 2014 de MHI Vestas, una joint venture entre la empresa Vestas Wind Systems A/S (Dinamarca) y Mitsubishi Heavy Industries (Japón) y cuya cuota de mercado en 2018 fue del 30% [4]. Pero pesar de que el desarrollo y fabricación de la tecnología se ha concentrado históricamente en Europa, varias empresas chinas están avanzando rápidamente dentro del mercado asiático: dos empresas públicas de desarrollo y operación se encuentran entre las 15 líderes mundiales, y el conjunto de empresas de fabricación en 2018 abarca un 30% del mercado mundial [4].

A pesar de haber superado la barrera tecnológica, en la actualidad la eólica flotante se ve frenada por la falta de inversiones y de políticas adecuadas para su desarrollo. Desde Wind Europe en el informe Floating Offshore Wind Vision Statement [7], se señala que es necesario un aumento en las inversiones tanto públicas como privadas para poder impulsar el sector manufacturero para su evolución hacia la producción a escala comercial. Además, se indica que inversiones en I+D son necesarias para acelerar el proceso de reducción de costes, que es clave para la posible comercialización de la tecnología.

1.2.2 Potencial de la energía eólica flotante en Europa

En Europa el 80% de los recursos eólicos offshore se encuentran a más de 60 m de profundidad, donde la eólica offshore de base fija no es rentable [7]. Europa, con de 4000 GW de potencial teórico [7] [5] [11], destaca frente a otros países que también cuentan con una estrecha plataforma continental y con a priori mucho potencial eólico flotante como EEUU y Japón (ver Tabla 1).

Tabla 1: El recurso eólico offshore y el potencial eólico flotante en Europa, Estados Unidos y Japón [11]

País/Región	Porcentaje de los recursos eólicos offshore en aguas profundas (>60m)	Potencial eólico flotante
Europa	80%	4000 GW
Estados Unidos	60%	2,450 GW
Japón	80%	500 GW

Se prevé que para el año 2030 en Europa haya instalados 150 GW de potencia de energía eólica offshore, y que para el año 2050 se podrían alcanzar los 460 GW [12], lo cual no es posible únicamente mediante eólica offshore de base fija ya que será necesaria la expansión hacia aguas profundas. La eólica flotante será clave para alcanzar el objetivo del 50% de la generación eléctrica europea, y supondría la instalación de esos 460 GW. Por ejemplo, en países como Noruega, Portugal o España, o en la costa oeste francesa, el potencial de la eólica offshore de base fija es muy limitado [7], por lo que para poder aprovechar los recursos eólicos offshore la energía eólica flotante va a tener un papel clave. Al igual que en la costa atlántica, en el Mediterráneo las aguas son profundas, y a pesar de que el recurso eólico es menor que en otras costas europeas, existen localizaciones concretas con altas velocidades de viento [11]. Además, el entorno mediterráneo es menos agresivo que en el Atlántico o en el Mar del Norte, lo que es beneficioso respecto al diseño de las subestructuras.

Concretamente España, Francia y Portugal son países con costas cuya profundidad aumenta a más de 50 m a pocos kilómetros de la costa, tanto en la costa atlántica como en la mediterránea, por lo que son países con un gran potencial para desarrollar la energía eólica flotante [12] (ver Figura 3).

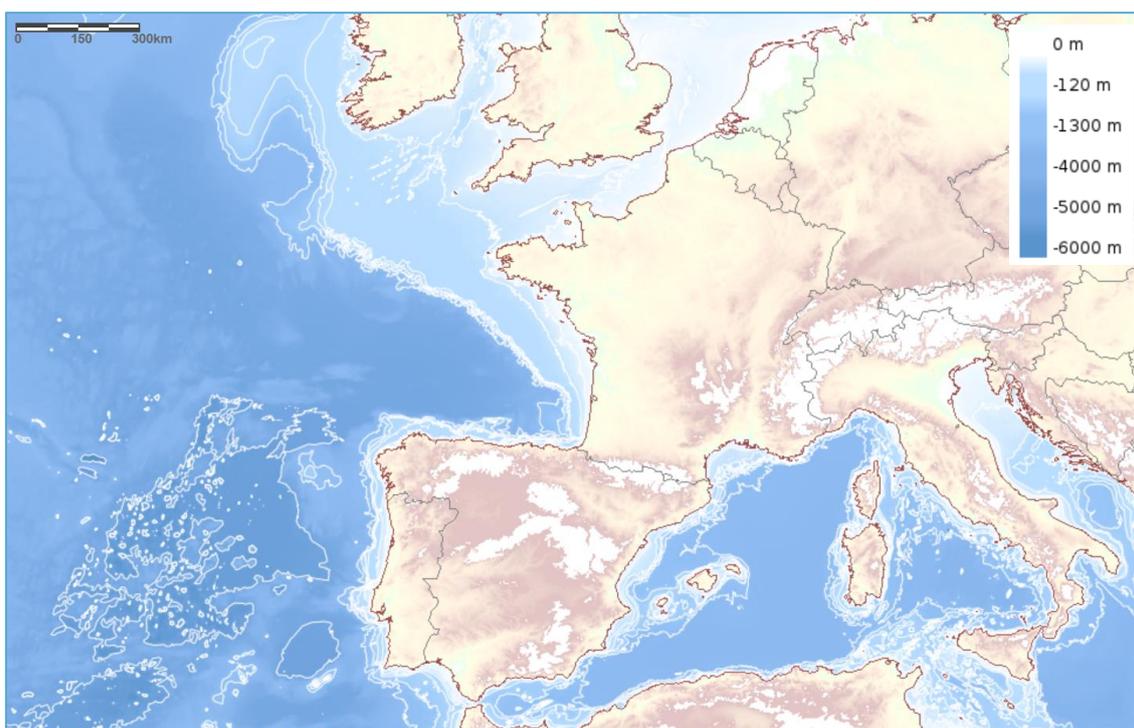


Figura 3: Mapa topográfico del suroeste de Europa, con líneas isóbatas a 50, 100, 200, 500, 1000, 2000, y 5000 metros [13]

En la Figura 4 se muestra en detalle el mapa con líneas isóbatas de la costa de la Comunidad Autónoma del País Vasco. A poco más de 2,5 km la profundidad del mar alcanza los 50 m, y alcanzando los 100 m entre los 7,5 y 10 km de la costa. La costa vasca dispone de muy poca superficie para explotar la energía eólica de base fija, ya que los parques eólicos tendrían que convivir con las demás actividades marítimas en un espacio muy limitado. El espacio entre las cotas -50 m y -200 m es significativamente mayor que entre la línea de costa y la cota -50 m.

Para poder explotar el potencial eólico offshore, la energía eólica flotante se presenta como solución frente a los problemas de espacio permitiendo la implantación en aguas más profundas.



Figura 4: Mapa topográfico de la costa vasca, con líneas isóbatas a 50, 100, 200, 500, 1000 y 2000 metros (adaptado de [13])

2 OBJETIVOS, ALCANCE Y BENEFICIOS

Este trabajo se encuentra dentro del paquete de trabajo *PT5* del proyecto MATHEO. Es un proyecto en el que participan TECNALIA Research & Innovation, el BCAM – Basque Center for Applied Mathematics, el Dpto. de Ingeniería Energética de la UPV/EHU, el Dpto. de Geodinámica de la UPV/EHU, y el Dpto. de Matemáticas también de la UPV/EHU.

El objetivo principal del proyecto MATHEO es *“desarrollar modelos matemáticos en la frontera del conocimiento que faciliten la caracterización de la interacción de grandes estructuras con el medio [y que] se basan en nuevos enfoques para resolver problemas multi-físicos complejos que aparecen por el aumento de tamaño tanto de los aerogeneradores como de las estructuras soporte en eólica offshore fija y flotante”*. En el paquete de trabajo *PT5 – Plan de difusión y explotación de resultados* se analiza el impacto de las innovaciones desarrolladas en el proyecto para desarrollar un plan de explotación de los resultados.

El objetivo de este trabajo es desarrollar una herramienta acompañada de un protocolo para la evaluación de innovaciones en eólica flotante, que posteriormente se pueda utilizar para la evaluación del impacto de los resultados del proyecto MATHEO. El alcance de este trabajo se limita al desarrollo de la herramienta y el protocolo, ya que da paso a un segundo trabajo en el que se aplica la herramienta para evaluar el impacto de las innovaciones desarrolladas en MATHEO.

En el capítulo 3 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DEL PROYECTO (ver página 21) se razona la elección del método adecuado para cuantificar el impacto de las innovaciones y del LCOE como parámetro sobre el que se cuantificará este impacto. Cabe mencionar, sin embargo, que el impacto de una innovación no se limita únicamente a parámetros puramente económicos, sino que también tendrá impactos sociales y medioambientales que profesionales de política en innovación en energías marinas recomiendan estudiar [14], pero estos impactos no se cuantificarán en este proyecto. En el capítulo 3 también se exponen las razones que apoyan la decisión de desarrollar una herramienta propia basada en un modelo tecno económico propio.

Para poder estudiar el impacto de una innovación sobre el LCOE es necesario, por lo tanto, poder modelizar el propio LCOE para poder cuantificar sus posibles variaciones. Para ello, se han de modelizar los costes totales, la producción energética y los parámetros financieros. Basándose en lo presentado en [15] se considera que definir un modelo matemático para modelizar el LCOE es posible en este proyecto. Además, teniendo de nuevo en cuenta la estrategia definida en [16], se ha de definir un caso base sobre el que evaluar las innovaciones. Los resultados de la evaluación sobre el caso base sirven como valores orientativos para proyectos de características similares.

Para alcanzar el objetivo se van a llevar a cabo las siguientes tareas:

1. Realizar una revisión bibliográfica relativa a la energía eólica offshore, haciendo hincapié en la energía eólica flotante, su contexto y situación actual de la tecnología

2. Analizar los costes en eólica flotante en la forma de revisión bibliográfica, incluyendo tanto una introducción al LCOE como un desglose detallado de los costes del ciclo de vida de un parque eólico flotante
3. Diseñar una metodología para modelizar los costes y la producción de energía de un parque eólico con el objetivo final de calcular el LCOE
4. Definir un parque eólico base como caso de referencia identificando el valor de las variables definidas en la metodología de modelización de costes y cálculo del LCOE
5. Diseñar una metodología para modelizar el impacto de innovaciones sobre el LCOE basada en la metodología diseñada en la tarea número 3
6. Desarrollar una herramienta que incorpore la metodología de modelización de costes, producción de energía y LCOE, y que además permita realizar análisis de sensibilidad y evaluar las innovaciones implementado la metodología de modelización del impacto de innovaciones. La herramienta desarrollada trabajará sobre el caso base definido en la tarea número 4

Existen dos partes interesadas en la realización de este proyecto, que son por una parte las entidades participantes en el proyecto MATHEO, y por otra parte las empresas y entidades vascas tanto relacionadas con el sector de la energía eólica offshore o que buscan introducirse en el sector. Entre las empresas y entidades que han confirmado interés por el proyecto se encuentran el Cluster de Energía y el foro Marítimo Vasco, BiMEP, DITREL Industrial, Erreka, Euskampus Fundazioa, Iberdrola, IDOM, Nautilus Floating Solutions, Navacel, SENER, Siemens-Gamesa y Vicinay Marine.

Para TECNALIA, el BCAM, y los departamentos de Ingeniería Energética, Geodinámica y Matemáticas de la UPV/EHU, el desarrollo de este proyecto abre la posibilidad de evaluar el impacto del trabajo realizado durante el proyecto MATHEO, y además permite orientar la dirección de futuros trabajos de investigación e innovación.

Por otra parte, el poder determinar el impacto de innovaciones en eólica flotante permite identificar las posibilidades de desarrollo para empresas relacionadas con el sector. La herramienta desarrollada acompañada del protocolo de evaluación del impacto de innovaciones, una vez aplicada a al trabajo realizado en el proyecto MATHEO, permite garantizar que los resultados desarrollados en el proyecto tengan un impacto real en la cadena de suministro empresarial. De este modo, se da sentido a la transferencia de conocimientos a empresas del tejido industrial del País Vasco, con el objetivo de que estas los integren para mejorar los productos y servicios que ofrecen.

3 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DEL PROYECTO

En este capítulo se presentan las alternativas consideradas a la hora de desarrollar el trabajo para alcanzar el objetivo final. Se va a mencionar, por una parte, qué método y parámetro o parámetros son adecuados para cuantificar el impacto de las innovaciones; y por otra parte, se van a estudiar las herramientas disponibles para la modelización tecno económica de parques eólicos offshore y su posible aplicación en este proyecto. Teniendo en cuenta que será necesario el desarrollo de una herramienta propia, también se presentan las alternativas posibles respecto al software que se puede utilizar para desarrollar la herramienta.

3.1 METODOLOGÍA

Para definir que estrategia se va a seguir a la hora de acotar las características del método de evaluación del impacto de innovaciones se parte del *Manual de Oslo: guía para la recogida e interpretación de datos sobre innovación* (3ª edición) [17] preparado por la OCDE y el Eurostat. En él, se recogen las “directrices para la recogida de datos sobre el proceso general de innovación, la aplicación de cambios significativos en la empresa, los actores que influyen en las actividades innovadoras, y los resultados de la innovación.”, y su alcance se limita a la “innovación en el sector empresarial y a nivel de la empresa; y de producto, proceso, organización o mercadotecnia”, por lo que se considera adecuado como punto de partida y referencia. En la Tabla 2 se recogen las definiciones de los conceptos de innovación e innovación de producto, proceso, organización o mercadotecnia.

Tabla 2: Definiciones relativas a la innovación según el Manual de Oslo [17]

CONCEPTO	DEFINICIÓN
Innovación	Es la introducción de un nuevo, o significativamente mejorado (bien o servicio), de un proceso, de un nuevo método de comercialización o de un nuevo método organizativo, en las prácticas internas de la empresa, la organización de trabajo o las relaciones exteriores
Innovación de producto	Se corresponde con la introducción de un bien o de un servicio nuevo, o significativamente mejorado, en cuanto a sus características o en cuanto al uso al que se destina. Esta definición incluye la mejora significativa de las características técnicas, de los componentes y los materiales, de la informática integrada, de la facilidad de uso u otras características funcionales
Innovación de proceso	Es la introducción de un nuevo, o significativamente mejorado, proceso de producción o de distribución. Ello implica cambios significativos en las técnicas, los materiales y/o los programas informáticos
Innovación de mercadotecnia	Es la aplicación de un nuevo método de comercialización que implique cambios significativos del diseño o el envasado de un producto, su posicionamiento, su promoción o su tarificación. Principalmente incluyen cambios significativos en el diseño del producto que son parte del nuevo concepto de comercialización, [...] que no modifican las características funcionales o de utilización del producto
Innovación de organización	Es la introducción de un nuevo método organizativo en las prácticas, la organización del lugar de trabajo o las relaciones exteriores de la empresa

Por definición, *“la innovación se asocia a la incertidumbre sobre el resultado de las actividades de dicha innovación. No se sabe de antemano cual será el resultado de las actividades de innovación”* [17]. Por lo tanto, lo presentado en este estudio será un método de estimación y proyección del impacto de innovaciones, ya que éste no se puede conocer a ciencia cierta.

Según el manual existen dos formas de recoger datos sobre innovación dependiendo del enfoque de la encuesta: si es basado en “sujeto” o basado en “objeto” [17]. El primero trata las actividades y actitudes innovadoras de la empresa en conjunto, mientras que el enfoque de la encuesta basada en “objeto” implica la recogida de datos descriptivos, cualitativos y cuantitativos sobre innovaciones específicas. En el Manual de Oslo se determina que el enfoque “sujeto” es el más relevante para el punto de vista del desarrollo económico actual y es el elegido como base para las directrices de manual. Sin embargo, en el caso del trabajo de evaluación de innovaciones en el sector de energía eólica flotante se va a elegir el enfoque “objeto” ya que lo que se trata de medir es el impacto de innovaciones concretas sobre el desarrollo y futura evolución del sector, no sobre empresas particulares o los beneficios que éstas obtengan a través de las innovaciones. Se va a tratar de adaptar las directrices del enfoque “sujeto” del Manual de Oslo al enfoque “objeto”, utilizándolas como orientativas.

En el Manual de Oslo se proponen las encuestas como método de recogida de datos tanto cualitativos como cuantitativos sobre la actividad innovadora. Según el manual, *“las encuestas pueden aportar una gran cantidad de información sobre el proceso de innovación de la empresa, [pero] existen también límites a los tipos de datos que se pueden obtener por medio de las encuestas sobre la innovación. [...] Generalmente en las encuestas es difícil pedir mediciones cuantitativas de los efectos de las innovaciones e incluso unas estimaciones por aproximación, ya que estos cálculos requieren a menudo análisis profundos [...]. El análisis requiere a menudo de datos económicos suplementarios [...] procedentes de otras fuentes de información”*. Por ello, la metodología seguida en este estudio se va a apoyar en encuestas que recaban la información necesaria para realizar, de forma subsiguiente, un análisis profundo de cada caso.

Se pueden realizar encuestas censales o muestrales, que son transversales, o encuestas por panel [17]. Además, para realizar las encuestas también nos encontramos con dos metodologías, encuestas por correo o cuestionarios en línea, o entrevistas personales. Para evaluar el impacto de innovaciones en eólica offshore se va a adaptar el formato encuesta al formato entrevista, y el grupo de informantes estará formado por un panel de expertos/as.

3.2 INDICADORES

El impacto de cualquier innovación se puede estudiar desde tres perspectivas: la financiera, la tecnológica y la ambiental/social. El impacto económico de una innovación en el sector energético se puede ver reflejada en los costes, las ganancias, la aceptación de mercado, la competitividad, el LCOE, la rentabilidad, el VAN o el TIR, entre otros parámetros. El impacto tecnológico puede detectarse, dependiendo de la innovación, en la productividad, la calidad, la fiabilidad de la producción, el tiempo perdido durante la producción, el mantenimiento, la frecuencia de las reparaciones, la capacidad de fabricación, la cadena de producción, la logística o en el TRL. En cuanto al impacto ambiental se puede medir sobre el medio biótico, el medio

físico o el medio socioeconómico, teniendo la innovación posibles consecuencias, por ejemplo, sobre el calentamiento global, la toxicidad y la ecotoxicidad o la demanda energética.

Según el Manual de Oslo los dos tipos de indicadores utilizados para la medición de innovaciones, en general, son la cantidad de recursos destinados las innovaciones y los indicadores relacionados con la producción de patentes [17]. Por una parte, el *Manual de Canberra* propone las directrices para recopilar datos estadísticos en relación con la existencia y demanda de Recursos Humanos como medida de actividades científico-tecnológicas [18]. El *Manual de estadísticas de patentes de la OCDE* proporciona directrices para la utilización de los datos de patentes como indicadores de la ciencia y la tecnología [19]. Existe diversidad de artículos que apoyan el uso de patentes como medida de la actividad innovadora, como por ejemplo [20], [21] o [22], y entre los que cabe destacar [23] como publicación en castellano en la que se sigue la línea de relacionar la medición de la innovación del sector eólico a través de un estudio de patentes. Pero a su vez también se encuentran otras publicaciones e incluso artículos en prensa que confirman la controversia del uso de esta metodología (ver [24] y [25]). A parte de estos dos tipos de indicadores, también se utilizan estadísticas sobre publicaciones científicas, artículos en revistas profesionales y científicas, balanza de pagos tecnológicos, indicadores de globalización y la actividad en los sectores de alta tecnología [17]. En este estudio se han de buscar otros indicadores que sean representativos del impacto de las innovaciones sobre el desarrollo del sector eólico flotante.

Se va a tener en cuenta por lo tanto otra de las características por definición de la innovación que es que “tiene como objetivo la mejora de los resultados de la empresa mediante la obtención de ventajas competitivas desplazando positivamente la curva de demanda de los productos de la empresa o la curva de costes de la empresa, o mejorando la capacidad de la empresa para innovar” [17]. En este estudio, las innovaciones a través de un positivo desarrollo en el sector eólico flotante tendrán un efecto positivo sobre las empresas del sector al hacer de la energía eólica flotante una energía renovable competitiva.

Según lo presentado en [23], el sector eólico necesita principalmente reducir el LCOE (Levelized Cost Of Energy) para mantener una posición competitiva frente a otras tecnologías, en particular el gas natural y la fotovoltaica. Aunque el LCOE sea uno de los objetivos principales y donde se centra la mayor parte de la literatura que evalúa el desarrollo presente y futuro de la tecnología eólica flotante [4] [7] [10] [11] [16] [26] [27] [28] [29], también se tiene que trabajar en una mejora de la disponibilidad de las plantas, de la contribución a la seguridad y a la fiabilidad del suministro eléctrico, y del alargamiento de la vida de las instalaciones [23]. A pesar de que la reducción de costes sea clave para el futuro éxito de la tecnología a escala comercial, en 2017 ya se indicaba que éste no será posible si el sector eólico flotante no recibe un apoyo fortalecido por parte de los legisladores europeos [7].

Como el impacto de las innovaciones ha de ser cuantificable, y de acuerdo con la literatura y dado que la competitividad de una tecnología de generación energética se rige por su coste y rentabilidad, se escoge el LCOE como indicador principal, sobre el que se puede evaluar el impacto económico de una innovación. Este parámetro es en el que más hincapié hace la literatura, como se ha indicado en el párrafo anterior, pero además permite seguir la misma

estrategia que la definida en [16]¹, [26] y [27] al utilizar el LCOE como parámetro principal para evaluar el impacto de innovaciones en eólica flotante.

3.3 HERRAMIENTAS Y MODELOS TECNO ECONÓMICOS PARA PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

En este apartado se recoge una breve descripción de algunas las herramientas existentes para la modelización tecno económica de parques eólicos offshore y se valora su idoneidad para la posible aplicación en este proyecto.

En primer lugar, una de las herramientas más citadas y revolucionarias dentro del sector de las energías renovables es Delphos (ver [30]), presentada por KIC InnoEnergy en 2015 (actualmente EIT InnoEnergy). Delphos está destinada a proporcionar diferentes modelos de costes y series de datos para analizar el impacto de tecnologías sobre el futuro coste de la energía en eólica onshore y offshore y solar térmica y fotovoltaica [31]. Esta herramienta es a priori muy atractiva, ya que ha dado lugar a informes muy interesantes y que servirán de referencia en este proyecto (ver referencias [16] y [32] [33] [34]), pero actualmente por razones desconocidas no está soportada en su versión web.

Otra de las herramientas que merecen ser mencionadas es SAM (System Advisor Model) (ver [35]) desarrollada por NREL, cuya primera versión disponible fue publicada en noviembre del 2008 y la última versión ha sido publicada en el 2020. Proporciona información sobre el rendimiento y el análisis financiero de sistemas de energías renovables, entre los que se encuentran la solar fotovoltaica y térmica, la eólica, la geotérmica, la undimotriz y mareomotriz y la biomasa. Los parámetros de entrada son muy variados y es una herramienta muy útil, pero en este caso no se adapta a las necesidades del proyecto ya que se considera que las variables de entrada no son representativas de los costes susceptibles de modificación gracias a las innovaciones.

También se encuentra YOUWIND V2.0. (ver [36]), que es una aplicación web de pago desarrollada por YOUWIND en 2019 para la simulación de la implantación de parques eólicos offshore. En ella se pueden indicar datos de entrada como la localización, el tipo de cimentación, el modelo de aerogenerador, el potencial de los cables, el número de subestaciones, los buques utilizados para la instalación de los aerogeneradores y los parámetros financieros para el cálculo del LCOE. Es una herramienta muy interesante pero no nos permite evaluar el impacto de las innovaciones ya que los datos de entrada son referentes a decisiones de diseño y no a costes concretos.

Por último, el LCOE Calculator Model desarrollado por Megavind en 2015 en Excel habilitado para macros (ver [37]) es un ejemplo de modelo del LCOE para proyectos de eólica offshore. Existen varias herramientas de este tipo, no solo para proyecto de eólica offshore sino para

¹ KIC InnoEnergy (actualmente EIT InnoEnergy), además de preparar el informe [16] relativo a energía eólica offshore, ha preparado informes de la misma índole para la energía eólica onshore [32], y las energías solares térmica [33] y fotovoltaica [34], utilizando el LCOE como indicador para evaluar el impacto de innovaciones.

cálculos del LCOE en general. En esta herramienta en concreto los parámetros de entrada se limitan a los costes de, por ejemplo, instalación por elementos, sin tener en cuenta qué variables conforman esos costes. Por ello, a pesar de que puede aportar información interesante sobre los costes no nos permite modificar las variables de costes por lo que no es útil en este proyecto.

Teniendo en cuenta lo expuesto, y las características de las herramientas y modelos disponibles, se considera que la mejor forma y más eficiente de afrontar los objetivos del proyecto es desarrollar un modelo tecno económico propio acompañado de una herramienta de manera que la evaluación de innovaciones pueda ser acoplada a este modelo.

3.4 SOFTWARE

En cuanto a las alternativas posibles respecto al software que se puede utilizar para desarrollar la herramienta, se considera la programación de la misma en Matlab y en Excel combinado con Visual Basic. Finalmente, se decide que se desarrolle en Excel y Visual Basic dado que es un software más universal de cara a posibles usos futuros de la herramienta. Además, el lenguaje y el propio software son lo suficientemente sencillos de utilizar para facilitar modificaciones o consultas futuras por parte de terceras partes.

4 ESTADO DEL ARTE DE LA TECNOLOGÍA

Tecnológicamente, la energía eólica flotante se diferencia de la energía eólica offshore de base fija principalmente por el tipo de subestructura que soporta la torre, el modo en el que se mantiene su posición, y la forma en conectarse a la red.

Las cimentaciones de base fija, a partir de los 50 m de profundidad, alcanzan su límite tecnológico o dejan de ser económicamente viables [6]. Por ello, para solventar este problema nacen las subestructuras para aguas profundas, que son las subestructuras utilizadas en la eólica flotante. Los pros de las subestructuras flotantes frente a las cimentaciones de base fija, aparte de poder acceder a aguas más profundas, son que su transporte marítimo es más sencillo, la capacidad de construirlas íntegramente en tierra, la reducción del ruido durante la instalación (ya que la gran mayoría de cimentaciones de base fija son de monopilote y su hinca produce ruido elevado), y su menor impacto visual [6].

Dado que la subestructura pasa a ser flotante, surge la necesidad de introducir un sistema de fondeo que permita mantener el aerogenerador en una posición concreta (o dentro de un rango de posición) respecto del fondo marino. El sistema de fondeo está formado por una o varias líneas de fondeo, normalmente cadenas o cables, unidas al fondo mediante anclas. El tipo de líneas de fondeo y de anclas utilizadas en cada parque dependerá, entre otros factores, tanto de las características de la subestructura como del fondo marino.



Figura 5: Tres plataformas offshore de base fija (izq.) y tres flotantes (dcha.) (ilustración de Joshua Bauer, NREL)

Por último, debido a la oscilación de los aerogeneradores respecto de su posición de referencia, las condiciones meteoceánicas variables y la gran profundidad de las aguas en las que se colocan los aerogeneradores flotantes, los cables convencionales no resultan útiles para transportar la energía eléctrica producida por los aerogeneradores hasta la subestación offshore. Se introducen los cables dinámicos, que solventan los problemas de los cables fijos al fondo marino.

4.1 SUBESTRUCTURAS

En este momento se pueden definir tres categorías en cuanto a subestructuras en eólica flotante: semisumergible, spar buoy, y Tension Leg Platforms (TLP) [6] [11] [12] [38] [39] (ver Figura 6). En las secciones a continuación se detallan estos tres tipos de subestructuras. También existen plataformas con aerogeneradores múltiples y plataformas híbridas que integran simultáneamente energía eólica y undimotriz [11], pero no serán objeto de estudio en este informe dado su menor estado de desarrollo.



Figura 6: De izquierda a derecha: spar, semisumergible y TLP (ilustración de Joshua Bauer, NREL)

4.1.1 TLP

Las subestructuras tipo TLP se basan en el anclaje de una plataforma de alta flotabilidad al fondo marino mediante cables a tensión, lo que proporciona estabilidad [6] [11] [12] [38]. La tensión en los cables de fondeo tiene origen en la fuerza de empuje del agua sobre la plataforma.

Los cables se anclan al fondo marino mediante pilotes convencionales [6] o pilotes de succión [38], y tienen un diámetro entre 5 - 8 m [6]. El peso de la subestructura puede rondar entorno las 800 y 12 000 toneladas [6]. Este tipo de instalaciones son viables entre los 40 y 60 m de profundidad [38]. El proceso de instalación es el siguiente [6]:

1. Se colocan los pilotes de anclaje en el fondo marino
2. Se aseguran los cables de fondeo a los pilotes
3. Se transporta la plataforma con el aerogenerador ya montado hasta el emplazamiento
4. Se amarran todos los cables a la plataforma

En caso de usar pilotes convencionales, han de estar prefabricados, y se introducirán en el terreno mediante hincado. En este caso, el máximo ruido generado durante la instalación será durante el hincamiento de los pilotes [6], que se realiza por percusión mediante un martinete.

4.1.2 Spar buoy

Las subestructuras tipo spar buoy consisten en una estructura tipo boya con forma de columna que es anclada al fondo marino [38]. En este caso, los cables de fondeo son catenarias [6], que no son objeto de esfuerzos de tensión, sino que los cables de fondeo mantienen a la estructura en una posición dentro de unos límites. La boya, construida normalmente de acero, está rellena de agua u hormigón en su parte inferior [6] para conseguir una mayor estabilidad [12] [38]. Si la estructura es más densa en la parte inferior el centro de gravedad se sitúa por debajo del de flotación o carena se genera un par de fuerzas estabilizador, garantizando así su estabilidad.

El sistema de anclado al fondo marino es de pilotes de succión [6] [38] o anclaje de arrastre [38], y el diámetro de los cables de fondeo puede rondar los 7 m [6]. Orientativamente, algunos dispositivos tipo spar buoy ya instalados tienen una columna de diámetro 15 m y de longitud de 90 m [6], y un peso total de la subestructura de 3200 t [6]. Este tipo de instalaciones son viables en profundidades > 90 - 100 m [6]. El proceso de instalación es el siguiente [6]:

1. Se instalan los pilotes de succión o anclas de arrastre en el fondo marino ya atados a la sección inferior los cables de fondeo, lo que se estima que tarda 24h
2. La estructura montada con el aerogenerador se transporta al emplazamiento
3. La sección superior de los cables de fondeo, ya amarrada a la subestructura, se ata a la sección inferior de los cables de fondeo
4. Duración total estimada: 2 días

4.1.3 Semisumergible

La tecnología semisumergible compagina los principios de las subestructuras tipo TLP y spar buoy, mediante una combinación de columnas y plataformas sumergidas se alcanzan los requisitos de estabilidad y flotabilidad [6] [12]. Las columnas aportan estabilidad mientras las plataformas que las unen aportan flotabilidad [38], además se caracterizan por un calado bajo y por sistemas patentados que garantizan la estabilidad [6].

Los materiales de fabricación de las subestructuras semisumergibles pueden ser tanto acero como hormigón [6]. El sistema de fondeo es de catenarias, cables tensos o una combinación de ambos, y normalmente con anclaje de arrastre en el primer caso [38]. Este tipo de instalaciones son viables en profundidades > 40 m [6]. El proceso de instalación es el siguiente [6]:

1. Se instala el sistema de anclaje en el fondo marino
2. El aerogenerador se monta sobre la subestructura en tierra o en un dique protegido y/o seco
3. Se transporta la estructura completa hasta el emplazamiento remolcada por un barco
4. Se conecta el sistema de fondeo a la subestructura flotante

Dentro de la tecnología semisumergible se pueden englobar las estructuras tipo *barge*, como la de Ideol (ver [40]), que presentan como particularidad que tienen poco calado y tienen un funcionamiento similar al de una pontona.

4.1.4 Comparación de las tres tecnologías

En la Figura 7 se muestra la comparación de las profundidades adecuadas para la instalación de los diferentes tipos de subestructuras. Tanto las TLP como las semisumergibles son adecuadas a partir de profundidades mayores a los 40 m, mientras que las tipo spar buoy se pueden colocar a partir de profundidades mucho mayores. El rango de aplicación de las TLP es muy limitado, y las semisumergibles pueden instalarse en el mayor rango de profundidades.

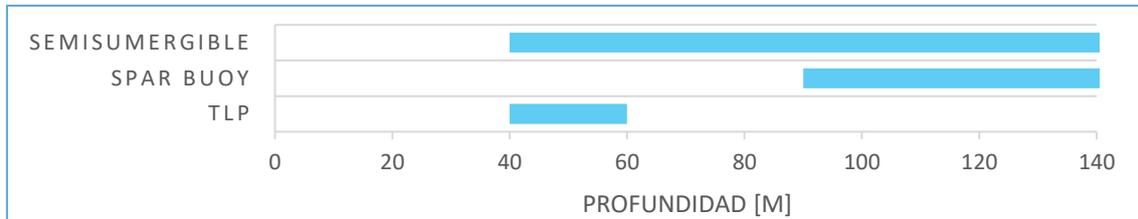


Figura 7: Rango de aplicación de las diferentes subestructuras, por profundidad

Las subestructuras se pueden construir tanto de acero como de hormigón, pero el más usado entre las tecnologías desarrolladas hasta el momento es el acero [11]. El hormigón a pesar de ser más pesado es mucho más barato y menos volátil en costes que el acero, lo que se puede traducir tanto en reducción de costes de construcción como costes de operación y mantenimiento.

El peso de las subestructuras con y sin lastre se muestra en la Figura 8. Las subestructuras tipo TLP son en ambos casos las más ligeras, por lo tanto, las que requieren de menor cantidad de material. Las estructuras del tipo spar buoy suelen ser más ligeras que las semisumergibles, pero una vez introducido el lastre son con diferencia las más pesadas. El lastre no tiene gran impacto en el coste total de la subestructura ya que en más del 50% de los casos se utiliza agua, y entorno a un 16% se utiliza una mezcla de agua con arena, tierra o cemento [11].

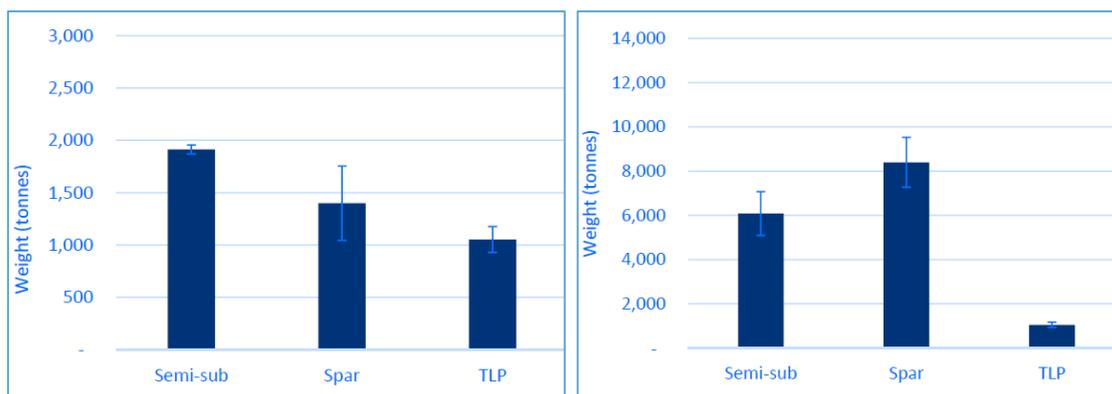


Figura 8: Peso de las subestructuras sin (izquierda) y con (derecha) lastre [11]

En cuanto a costes, la relación entre el peso de las subestructuras de acero y su coste no es clara, ya que la calidad del acero utilizado tiene un gran impacto. Las subestructuras tipo spar buoy utilizan aceros de calidades más bajas y su proceso de fabricación es relativamente sencillo por lo que en general son las subestructuras más baratas [11]. Las subestructuras tipo semisumergible y TLP requieren de aceros de mayor calidad y sus diseños complicados hacen

que su coste sea mayor [11]. Entre estas dos, las TLP son más baratas que las semisumergibles, ya que estas últimas tienen mayor peso y tamaño [11].

En la Tabla 3 se recogen los puntos positivos y negativos de los tres tipos de subestructuras principales. La información se ha recogido de tres informes diferentes, encontrados en las referencias [6] [11] y [38].

Tabla 3: Pros y contras de los principales tipos de subestructuras

TLP

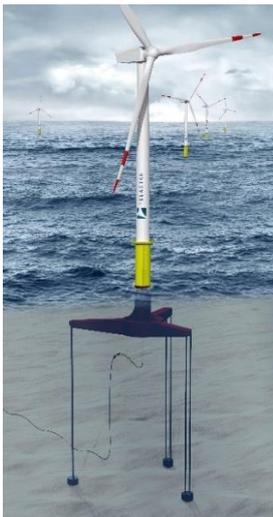


Figura 9: Ejemplo de subestructura tipo TLP (Pelastar, cortesía de The Glosten Associates, <https://glosten.com/>)

- ✓ Poca masa
- ✓ El calado poco profundo permite que el conjunto subestructura/aerog. pueda ser montado en tierra o en un dique protegido y/o seco
- ✓ Poca cantidad de piezas móviles: no requiere de un lastre activo
- ✓ Alta estabilidad
- ✓ Tendencia a una menor cantidad de movimientos inducidos por el oleaje
- ✓ Este sistema posibilita un menor calado y por lo tanto una estructura relativamente ligera

- × Alta probabilidad de necesidad de embarcaciones especiales y/o a medida
- × Alto coste de fondeo y anclaje
- × Falta de existencia de industria con capacidad de fabricación a escala comercial
- × Alto riesgo durante la operación si un cable de fondeo falla
- × Grandes esfuerzos sobre el sistema y los cables de fondeo
- × Proceso de instalación complicado y con altos costes
- × Poca estabilidad durante transporte e instalación
- × Poca información disponible relativa al efecto sobre la estructura de esfuerzos dinámicos de alta frecuencia en los aerogeneradores

SPAR BUOY



Figura 10: Ejemplo de subestructura tipo spar buoy (Equinor, cortesía de Siemens)

- ✓ Simplicidad del diseño
- ✓ Poca cantidad de piezas móviles: no requiere de un lastre activo
- ✓ Alta estabilidad
- ✓ Tendencia a una menor cantidad de movimientos inducidos por el oleaje
- ✓ Bajo coste de instalación del fondeo y anclaje en comparación con otras tecnologías

- × Tecnología restringida a aguas de gran profundidad
- × Necesidad de embarcaciones de levantamiento pesado y de posicionamiento dinámico para la instalación offshore de las turbinas
- × Límites en el dimensionamiento del calado para no impedir el arrastre a tierra en operaciones de mantenimiento

SEMISUMERGIBLE



Figura 11: Ejemplo de subestructura tipo semisumergible (cortesía de Nautilus, <http://www.nautilusfs.com/>)

- ✓ El calado poco profundo permite que el conjunto subestructura/aerogenerador pueda ser montado (e incluso puesto en funcionamiento) en tierra o en un dique protegido y/o seco
 - ✓ El conjunto puede flotar en zonas de profundidades de más de 10 m, lo que facilita tu montaje y transporte
 - ✓ El conjunto puede ser transportado al emplazamiento mediante naves de arrastre convencionales
 - ✓ Bajo coste de instalación, fondeo y anclaje relativo a otras tecnologías
 - ✓ Implantación flexible debido a su posibilidad de operar en aguas no profundas
 - ✓ Posibilidad de realizar operaciones críticas de mantenimiento en el puerto
-
- × Fabricación compleja en comparación con otras tecnologías, con muchas juntas soldadas
 - × Uso de más cantidad de material en comparación con otras tecnologías, con el objetivo de garantizar la estabilidad y flotación necesarias
 - × Tendencia a una mayor cantidad de movimientos inducidos por el oleaje
 - × Posible necesidad de un lastre activo, normalmente muy costoso

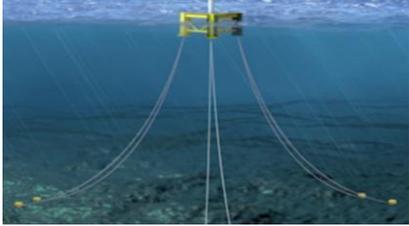
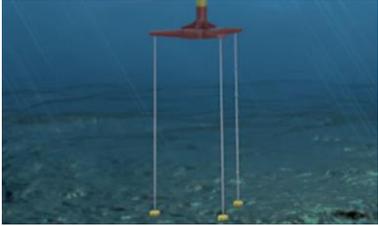
4.2 SISTEMAS DE FONDEO

Los sistemas de fondeo en eólica flotante están compuestos por líneas de fondeo y anclas de diferentes tipos, los cuales se presentan en los siguientes dos apartados.

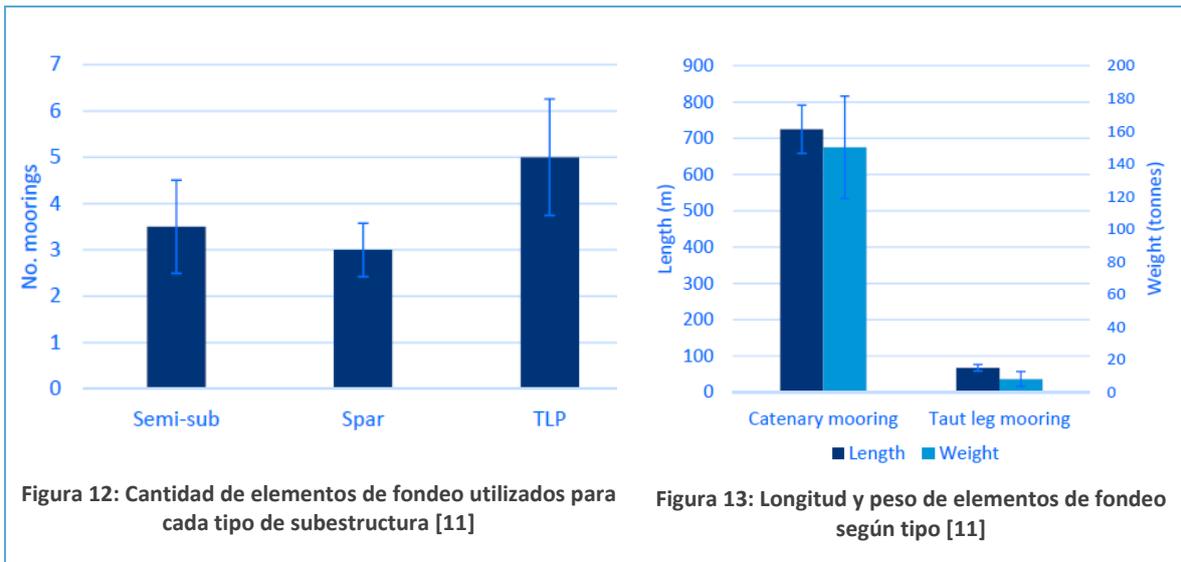
4.2.1 Líneas de fondeo

Los dos tipos principales de líneas fondeo son las catenarias y los cables a tensión, aunque también se puede adoptar una combinación de los dos anteriores [11]. Los sistemas de fondeo mediante cables a tensión se utilizan principalmente en subestructuras de tipo TLP, mientras que las catenarias son los sistemas de anclaje más comunes para subestructuras tipo spar buoy y semisumergibles. La cantidad de elementos de fondeo es variable entre los tipos de subestructuras. La mayoría de las subestructuras requieren únicamente 3 puntos de fondeo [11], lo que es suficiente para garantizar la estabilidad y resistencia necesarias (ver Figura 12). En el caso de las TLP, en torno a 5 líneas de fondeo son necesarias para garantizar la distribución equitativa de fuerzas en la plataforma [11]. Además, debido a los grandes esfuerzos a los que está sometido este tipo de subestructuras, a cuantas más líneas de fondeo menos tensión tendrá que soportar cada una. La tendencia actual a instalar sistemas de fondeo con mayor número de amarres aumenta el grado de seguridad de las plataformas.

Tabla 4: Descripción de los dos sistemas de fondeo principales [11] (imágenes cortesía de AS Mosley)

	CATENARIAS	CABLES A TENSIÓN
Modelo		
Material	Cadenas y/o cables de acero	Fibras sintéticas o cables de acero
Principio de trabajo	El peso de las catenarias y su distribución de los amarres garantiza la posición del dispositivo. La parte inferior de las cadenas se apoya en el fondo marino para servir de apoyo al sistema de anclaje y garantizar el posicionamiento en condiciones extremas	Los cables están dimensionados para que la combinación entre la flotabilidad de la plataforma y las fuerzas de sujeción de las anclas genere una tensión en los cables que garantice la estabilidad
Huella en el fondo marino	Amplia, las cadenas se apoyan en el fondo causando mayor alteración (radio ± 600 m)	Pequeña (radio < 50 m)
Cargas en el punto de anclaje	Horizontales, y repartidas entre las cadenas y los sistemas de anclaje	Verticales, y de gran magnitud: los sistemas de anclaje han de poder soportar altas cargas
Movimiento del sistema de fondeo	Posible movimiento en el plano horizontal	Muy limitado
Movimiento de la subestructura	El peso de las cadenas limita el movimiento a balanceo, cabeceo y en el eje vertical pero lo permite en cierto grado	La tensión limita el movimiento a balanceo, cabeceo y en el eje vertical y se garantiza la estabilidad
Instalación	Relativamente simple	Alto grado de complicación

La longitud y peso varían en función de del tipo de sistema de fondeo. Los cables a tensión son de longitudes menores, mientras que las catenarias son de mucha mayor longitud. En cuanto a la relación peso/longitud, es mayor en las catenarias ya que usan materiales mucho más pesados para garantizar la estabilidad y el posicionamiento de las subestructuras, mientras que en los cables a tensión el uso de fibras sintéticas y cables se traduce en una relación peso/longitud menor [11].



4.2.2 Anclas

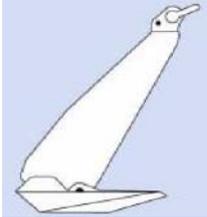
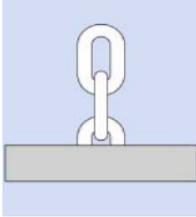
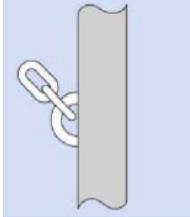
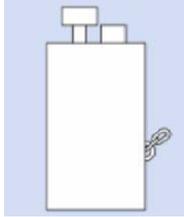
Los sistemas de anclaje son lo que conecta el sistema de fondeo con el fondo marino. Los sistemas principales son el ancla de arrastre, el ancla de gravedad, el pilote convencional y el pilote de succión [11].



Figura 14: De izquierda a derecha: pilote de succión, ancla de arrastre, y ancla de gravedad (imágenes cortesía de Scott Hudson, Vryhof y Farinia)

El tipo de ancla necesario depende de las características del suelo, de las solicitaciones de carga, y del tipo de sistema de fondeo utilizado para amarrar la subestructura, porque no todos los sistemas de anclaje son compatibles con los dos sistemas de fondeo. El tamaño y peso de los anclajes también puede ser variable [11].

Tabla 5: Descripción de los dos sistemas de anclaje principales [11] (imágenes cortesía de Vryhof)

	ANCLA DE ARRASTRE	ANCLA DE GRAVEDAD	PILOTE CONVENCIONAL	PILOTE DE SUCCIÓN
Modelo				
Tipología del fondo marino	Adecuado en suelos cohesivos, pero no tan duros que no permitan la penetración del ancla	El suelo ha de ser duro o intermedio, no es adecuado en suelos blandos	Adecuado en un amplio rango de fondos marinos	Solamente es aplicable en suelos de características óptimas. La tierra no ha de ser arenosa y blanda pero el suelo no ha de ser tan duro que no permita la penetración
Distribución de las cargas	Horizontales	Normalmente verticales, pero soporta solicitaciones horizontales	Horizontales o verticales	Horizontales o verticales
Instalación	Simple	Costosa económicamente, por tamaño y peso	Alto impacto acústico durante la hinca	Simple, y relativamente poco invasiva
Recuperación	Posible	Difícil	Difícil	Posible
Compatibilidad con los sistemas de fondeo	Catenarias	Cables a tensión, y catenarias en algunos casos	Cables a tensión, y catenarias en algunos casos	Cables a tensión, y catenarias en algunos casos

4.3 CABLES DINÁMICOS

El cableado usado para realizar la conexión a la red por lo general es puramente dinámico en la zona inter-array, y estático y dinámico en la conexión entre la subestación offshore y el punto de conexión onshore [5]. Los cables dinámicos son cables con partes flotantes, y permiten el movimiento del cable con la subestructura [41]. Salvo en las subestructuras tipo TLP en las que el movimiento es muy reducido, las subestructuras flotantes tienen un amplio rango de movimiento, y el cableado ha de ser capaz de permitir dicho movimiento para evitar sufrir cargas excesivas. Además, las condiciones meteorológicas y oceanográficas cambiantes hacen que las cargas sobre el cableado sean variables.

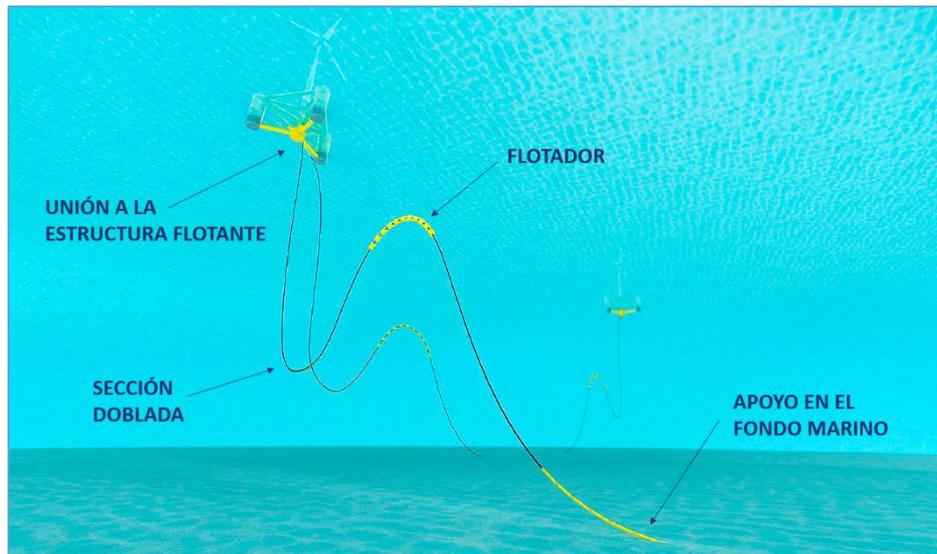


Figura 15: Partes de un cable dinámico (adaptado de [42])

Los cables dinámicos están sujetos a diferentes tipos de fuerzas: en el punto de conexión con la subestructura (toma de corriente) y en la sección doblada están sujetos a torsión, flexión y tensión; y en la zona próxima al fondo marino están sujetos a las anteriores añadiendo el desgaste [41] por el roce con el suelo. Los cables por lo tanto han de tener una excelente resistencia mecánica.

Los cables dinámicos tienen dos posibles configuraciones: en forma de W y "lazy-wave" [43] (ver Figura 16). La segunda configuración se corresponde con la presentada en la Figura 15, y en ella el cable se conecta al fondo marino convirtiéndose en fijo en su segundo tramo. Los cables en forma de W son flotantes en toda su longitud, y se utilizan para conectar aerogeneradores entre si cuando la profundidad del agua es considerablemente grande con respecto a la distancia entre los aerogeneradores [44]. La utilización de estos cables en lugar de los conectados al fondo marino permite utilizar longitudes de cables menores. La configuración tipo "lazy-wave" se puede utilizar tanto en el cableado inter-array, como para conectar el cable de evacuación a la subestación flotante [43].

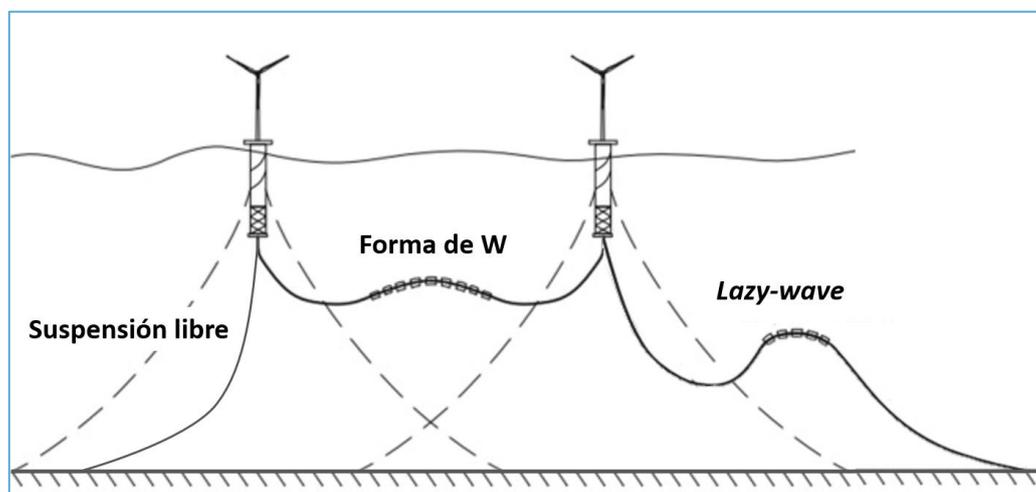


Figura 16: Diferentes configuraciones de cables dinámicos (adaptado de [43])

5 COSTES EN EÓLICA FLOTANTE

5.1 COSTE NIVELADO DE LA ENERGÍA (LCOE)

El LCOE (Levelized Cost Of Energy) representa el producto entre el valor actual neto de todos los costes del proyecto entre el valor actual neto de la energía producida [28]. Su valor es el precio que la electricidad ha de tener para que en un proyecto concreto los beneficios iguallen a los costes, considerando un rendimiento del capital invertido igual a la tasa de descuento [45]. El LCOE permite calcular el coste promedio por unidad de producción de energía en €/kWh teniendo en cuenta la variación del valor del dinero durante la vida útil del sistema. Existen varias formas de calcular el LCOE, todas iguales en concepto, pero en el caso concreto de proyectos de energía offshore se utiliza la siguiente formulación (adaptada de [46]):

$$LCOE = \frac{\sum_{i=-m}^0 \frac{CAPEXi}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^n \frac{OPEXi}{(1+r)^i} + \frac{DECEX_n}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{Ei}{(1+r)^i}} \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{Wh}} \right] \quad (i)$$

Donde:

- **CAPEXi**: coste total de construcción anual
- **OPEXi**: coste de operación y mantenimiento anual
- **DECEXn**: coste de desmantelamiento al final del último año de vida útil
- **Ei**: producción anual de energía
- **r**: tasa de descuento
- **m**: años desde que se comienza la fase de D&D hasta que se pone en funcionamiento
- **n**: vida útil del parque (años de funcionamiento)



Figura 17: descripción gráfica del LCOE

El LCOE tiene en cuenta tanto los costes totales de construcción como los costes de operación, además de la producción anual de energía. El parámetro que hace que la fórmula del LCOE tenga en cuenta la variable temporal, es la tasa de descuento, que en proyectos de eólica offshore se relaciona directamente con el WACC (Weighted Average Cost of Capital) en gran parte de la literatura [45] [47]. En la Figura 17 se muestra una descripción gráfica de los factores que influyen en el cálculo del LCOE.

La información recogida en los siguientes apartados ha sido obtenida principalmente de Corporate Finance Institute (CFI™) [48].

5.1.1 Valor actual neto

El valor actual neto (VAN) es el valor de todos los flujos de caja futuros a lo largo de la vida de una inversión descontados al presente.

$$VAN = \frac{\text{flujo de caja}}{(1 + r)^n} \quad (\text{ii})$$

- **r**: tasa de descuento
- **n**: número del periodo temporal

Los flujos de caja tienen que ser descontados para tener en cuenta lo siguiente:

- El riesgo de la oportunidad de inversión
- El valor temporal del dinero

Al tener en cuenta el riesgo de la inversión, cuanto mayor sea el riesgo mayor será la tasa de descuento. Por otra parte, debido a las tasas de interés, la inflación y los costes de oportunidad, el valor del dinero es siempre mayor en el presente que en el futuro, y también por ello es necesario descontar los flujos de caja.

El VAN y el valor temporal del dinero:

El valor temporal del dinero es un concepto financiero para representar que una cantidad de dinero determinada en el presente tiene mayor valor que la misma cantidad de dinero en el futuro. Esto ocurre porque el dinero en posesión en el presente puede ser invertido creando beneficios, aumentando la suma de dinero en el futuro.

El valor temporal del dinero está relacionado con la inflación y el poder de compra. Esto es importante porque para calcular el retorno real de una inversión hay que sustraer la tasa de inflación al porcentaje de beneficios sobre la inversión. Si la tasa de inflación es mayor a la tasa de retorno se da una disminución del poder de compra.

5.1.2 Tasa de descuento

La tasa de descuento se utiliza para descontar flujos de caja futuros a su valor actual. Normalmente la tasa de descuento es igual al WACC de una empresa, o en nuestro caso, de un proyecto. El valor actual neto (VAN) de un proyecto o una empresa se calcula utilizando la tasa

de descuento. La tasa de descuento representa en cierta medida la percepción del riesgo, y la energía eólica offshore se encuentra entre el 10% y el 14% [14].

5.1.3 WACC

El WACC (Weighted Average Cost of Capital) consiste en los costes del capital de financiación basada en inversión y el coste del capital de financiación basada en deuda ponderados según la estructura financiera de la empresa. El WACC es el coste de financiar los activos de la empresa.

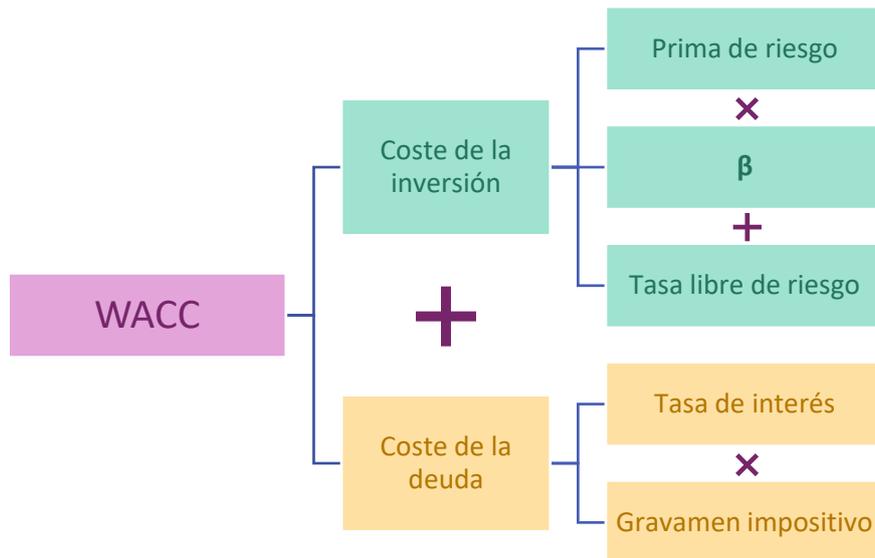


Figura 18: WACC (adaptado de [48])

El WACC es el resultado de multiplicar el coste de inversión por la proporción de capital que proviene de inversiones y sumar el coste de la deuda por la proporción de capital que se financia mediante deuda.

$$WACC = \left(k_e \cdot \frac{I}{I + D} \right) + \left(k_d \cdot \frac{D}{I + D} \right) \quad (iii)$$

- **I**: fondos financiados con inversión
- **D**: fondos financiados con deuda

El coste de inversión se compone de la tasa libre de riesgo, a la que se le suma β multiplicada por la prima de riesgo del país.

$$k_e = RFR + (\beta \cdot PR) \quad (iv)$$

- **ke**: coste de inversión (cost of equity en inglés)
- **RFR** (risk free rate): la tasa libre de riesgo, que se expresa en %, contabiliza el valor temporal del dinero. La tasa libre de riesgo es la tasa de retorno teórica de una inversión sin riesgo de pérdidas financieras
- **β** depende de la volatilidad (riesgo) del retorno de la inversión de la compañía en comparación con el mercado del país. Si la β es igual a 1, la volatilidad de la compañía

es la misma que la del mercado, si es mayor que 1 la volatilidad relativa al mercado es mayor, y si es menor que 1 la volatilidad es menor

- **PR:** la prima de riesgo se expresa en % y depende del país del mercado. Representa el beneficio extra que un inversor espera recibir de una inversión en activos de riesgo en lugar de invertir en activos libres de riesgo

El coste de la deuda es función de la tasa de interés imputada y el tipo impositivo que se aplica, ya que se puede aplicar una deducción de impuestos sobre el interés a pagar. Al aplicar el tipo impositivo el coste de la deuda que obtenemos es el coste de la deuda después de impuestos.

$$k_d = i \cdot (1 - t) \quad (v)$$

- **kd:** coste de la deuda
- **i:** tasa de interés (se expresa en %)
- **t:** gravamen impositivo (se expresa en %)

5.2 DESGLOSE DETALLADO DE LOS COSTES DEL CICLO DE VIDA

En este apartado se va a presentar un desglose detallado de los costes del ciclo de vida de un parque eólico basado en una revisión bibliográfica de publicaciones de referencia. Se estudiarán los costes totales de construcción, los costes de operación y mantenimiento y los costes asociados al desmantelamiento del parque eólico. Este desglose servirá de base para desarrollar el modelo matemático de costes de este proyecto.

5.2.1 Introducción

El desglose exacto de los costes dependerá del proyecto en concreto que se quiera evaluar, de las características del emplazamiento y de la tecnología escogida [11], pero se puede realizar un esquema de los costes principales con la ayuda de la literatura disponible.



Figura 19: Desglose de costes

Los costes totales de un parque eólico flotante se pueden dividir en costes de capital o costes totales de construcción (CAPEX), costes de operación y mantenimiento (OPEX), y los costes relativos al desmantelamiento (DECEX). Dentro del CAPEX encontramos los costes de diseño y desarrollo (D&D), costes de fabricación, costes de transporte y costes de instalación [49].

5.2.2 Costes totales de construcción (CAPEX)

5.2.2.1 Diseño y desarrollo

Esta fase incluye todos los gastos asociados al diseño y desarrollo inicial del parque eólico flotante, y depende en gran medida del proyecto considerado. Para un proyecto de energía eólica flotante es normalmente de 3 años [46]. El coste total de diseño y desarrollo (D&D) se cuantifica como un porcentaje del coste total de construcción. Las tareas principales llevadas a cabo en esta fase son [49]:

Diseño:

- a. Ingeniería
 - i. Diseño del concepto y evaluación de las incertidumbres técnicas
 - ii. Elaboración del diseño en detalle
- b. Certificación del proyecto

Desarrollo:

- a. Estudio impacto ambiental: según la normativa española (Ley 21/2013 de evaluación ambiental), el parque eólico estará sometido a una evaluación ambiental ordinaria o simplificada dependiendo de las características del parque y el emplazamiento [50]. Estudio del impacto sobre:
 - i. Subsistema físico natural
 - ii. Subsistema perceptual
 - iii. Subsistema población y poblamiento
 - iv. Subsistema socio económico
 - v. Subsistema núcleos e infraestructuras
- b. Análisis de las condiciones meteorológicas y oceanográficas
- c. Análisis de las características geofísicas y geotécnicas del fondo marino
- d. Análisis del desarrollo del proyecto:
 - vi. Estudio de viabilidad
 - vii. Estudio de mercado
 - viii. Control de calidad
 - ix. Análisis de riesgos
 - x. Proceso de licenciamiento

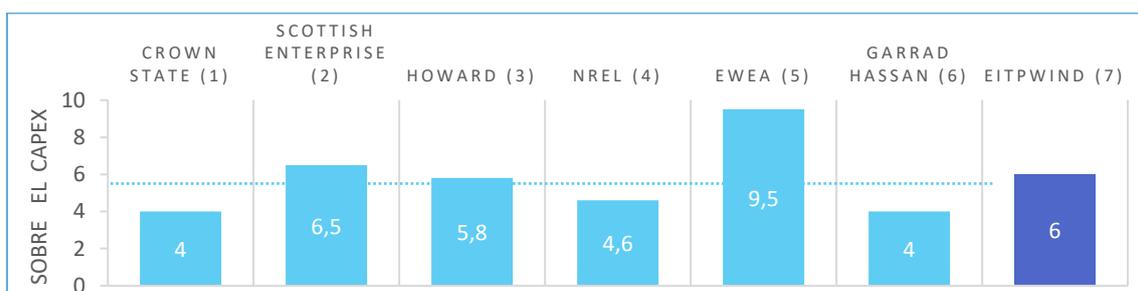


Figura 20: Estimaciones del coste de D&D en eólica offshore de base fija (1-6) y flotante (7) (adaptado de [49] y [5])

Existen diferentes estimaciones del % sobre el CAPEX que supone el coste de D&D en eólica offshore (ver Figura 20). La media para proyectos con cimentaciones de base fija es de 5,7%, mientras que el valor estimado por la European Technology & Wind Innovation Platform on Wind Energy (2020) [5] para eólica flotante es de 6% en proyectos pre comerciales.

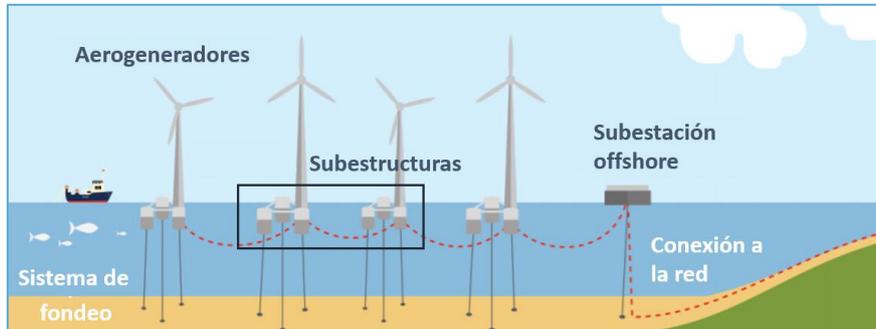


Figura 21: Diagrama de un parque eólico flotante y sus componentes (adaptado de BOEM [51])

5.2.2.2 Fabricación

Los costes de fabricación engloban los costes de la fabricación de los elementos que forman parte del parque eólico, como son el conjunto de la turbina y la torre, la subestructura flotante, los sistemas de fondeo y anclaje, la subestación y el cableado (conexión a la red). Todos estos elementos y su función dentro del parque eólico se recogen en la Figura 21.

Tabla 6: Elementos que participan en los costes de fabricación

COMPONENTES	MATERIALES
Subestructura:	Acero laminado
- Aerogenerador	Refuerzo de acero
- Sistemas auxiliares	Hormigón armado
- Subestructura	Hormigón en masa
Sistema de fondeo	Hormigón pretensado
Sistema de anclaje	Aleación de aluminio forjado
Conexión a la red	Lingotes de aluminio
- Cableado (inter-array y conexión externa)	Lastre
- Subestación	- Hormigón
	- Magnetita
	- Hierro
	- Agua de mar
	Cables de cobre
GASTOS DERIVADOS	MANO DE OBRA
Suministros (electricidad, agua...)	País
Amortización de la fábrica y el material	Sueldo medio
Personal auxiliar de la fábrica	
Otros gastos de la fábrica	
ASTILLERO	EMBARCACIONES
Área necesaria para la fabricación	Combustible
Alquiler	Alquiler
GRÚAS	MAQUINARIA
Alquiler/compra	Alquiler/compra

Los costes de fabricación dependerán de los componentes que forman parte del parque eólico, de los materiales utilizados y su cantidad, del coste de la mano de obra, de los gastos derivados de la actividad de fabricación, y de los costes de los elementos auxiliares necesarios para la fabricación de los elementos de un parque eólico offshore, que son el astillero, las embarcaciones, las grúas y la maquinaria. En la Tabla 6 se recogen los detalles.

Aerogeneradores:

La elección de las turbinas ha de ir acorde con la elección de subestructuras, sistemas de fondeo y anclaje, y las características del emplazamiento. Las dinámicas entre el conjunto del aerogenerador y la subestructura influyen en gran medida en el rendimiento y la fiabilidad de la turbina [11], y por ello se ha de tener en cuenta todo el conjunto a la hora de escoger la turbina. Además, debido a los movimientos de la subestructura, será necesario un control de alto nivel e incluso modificaciones en el diseño del aerogenerador [11]. La solución optimizada reducirá el peso de la subestructura, mejorará la fiabilidad del aerogenerador, será más resistente a la fatiga, y se conseguirá un mayor factor de carga [11]. Lo anterior se traduce en una reducción del CAPEX del proyecto.

El coste de un aerogenerador por lo tanto dependerá en gran medida del proyecto considerado, pero como valor orientativo en [49] se sugiere un valor orientativo de 1,3 M€/MW para un aerogenerador de 10 MW en un parque eólico flotante de entre 10 y 500 MW.

Teniendo en cuenta [49] y [52], los costes en un aerogenerador se pueden distribuir según:

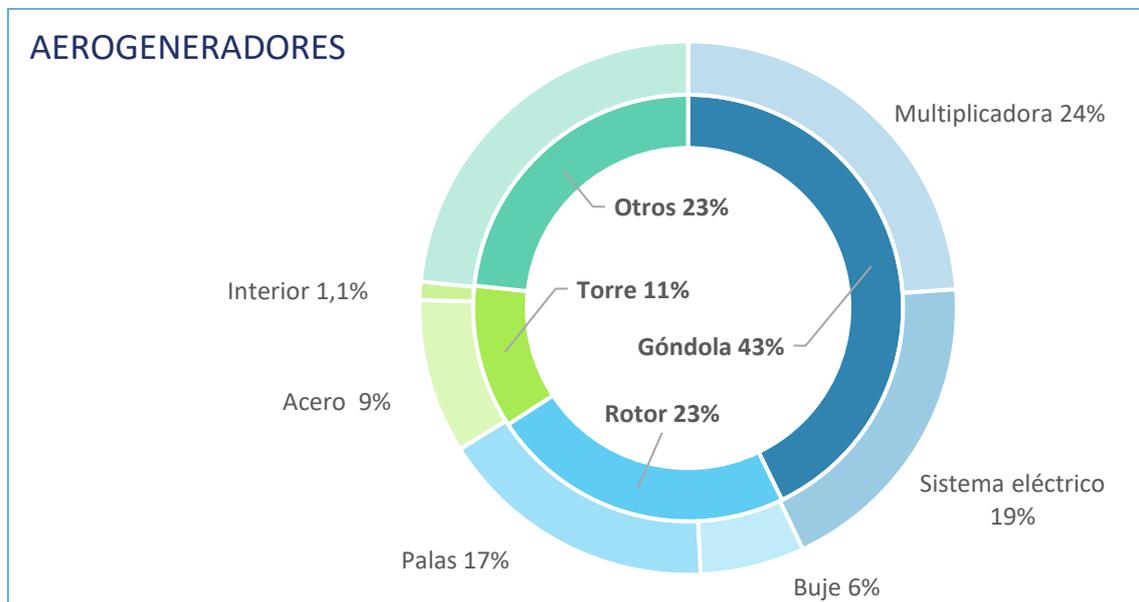


Figura 22: Distribución de costes en un aerogenerador offshore

Subestructura:

La fabricación de subestructuras para aerogeneradores flotantes es muy similar al proceso de fabricación de barcos [11], por lo que es posible utilizar instalaciones ya existentes para el

desarrollo de la eólica offshore. El proceso de fabricación de las subestructuras, en términos generales, es el siguiente [49]:

1. Planificación de la construcción: incluye el diseño, la contratación y la organización de infraestructuras y materiales
2. Pre-tratamiento de materiales y fabricación de piezas pequeñas
3. Corte de materiales pre-tratados
4. Montaje de los componentes
5. Equipamiento de los componentes
6. Revestimiento
7. Montaje del conjunto
8. Botadura:
 - si 7 en un dique seco: botadura inundando el dique
 - si 7 se lleva a cabo en una plataforma inclinada: botadura deslizando al agua
 - botadura mediante grúas portuarias o barcos grúa
9. Puesta en marcha a flote

Para estructuras de acero el proceso consistirá en laminado, corte, doblado, soldadura y revestimiento contra la corrosión [11], y existe la posibilidad de fabricarlas de forma modular, para simplificar el proceso y disminuir los costes de manipulación. En el caso de estructuras de hormigón armado, estas se fabricarán en una sola pieza por encofrado [11].

El tiempo estimado que se tarda en fabricar una sola subestructura varía para cada tipo (ver Figura 23), pero se encuentra entorno a los 30 días. Si la producción es en cadena, y las operaciones de fabricación son simultáneas, se estima que se puede entregar una subestructura cada 7 días [11].

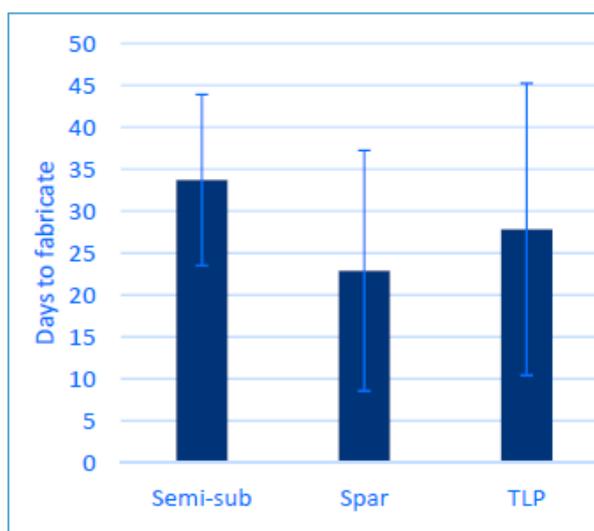


Figura 23: Tiempo medio de fabricación para subestructuras [11]

El coste total de las subestructuras se divide en el coste de fabricación, el coste de botadura y el coste del alquiler de la zona industrial necesaria [49]. Los costes de la fabricación, a su vez, se pueden dividir en costes directos de la fabricación y costes derivados de la fabricación (Tabla

7Tabla 7). Los costes indirectos se pueden estimar grosso modo como un 27% de los costes totales de fabricación [15]. El coste de botadura dependerá de la maquinaria necesaria, el tiempo y la tasa de alquiler diaria u horaria de la maquinaria [49]. El coste del alquiler del área dependerá del área necesaria, del coste por unidad de área y por día, mes u año, y el tiempo durante el que se alquila [49]. El área ha de ser suficientemente grande para poder llevar a cabo todas las actividades involucradas en la fabricación, y además se deberá de encontrar en las zonas colindantes a un puerto de modo que la botadura sea factible.

Tabla 7: Costes de fabricación de subestructuras en eólica flotante [49]

COSTES DIRECTOS		COSTES INDIRECTOS	
Σ Mano de obra		Suministros	
Σ Materiales	De cada componente	Otros alquileres	
	De cada fase:	Materiales de oficina y otros	
	- Preparación	Amortización y depreciación	
	- Montaje	Gastos legales y de seguros	
	- Pintura	Administrativa	
- Acabado	Técnica		
		Otra mano de obra:	Mantenimiento
			Almacén

Sistemas de fondeo y anclaje:

El coste del sistema de fondeo dependerá de la longitud de las líneas, el material utilizado, y la cantidad de líneas. El coste de cada línea de fondeo se puede estimar como el coste en €/kg del material, por la densidad lineal de las líneas (kg/m) y por la longitud (m) [49] [15], por lo que cuanto menores sean estos parámetros menores serán los costes. En la Figura 13 de la página 33 se muestran las longitudes y pesos medios de las líneas de fondeo para catenarias y cables a tensión. Los costes por unidad de longitud y por unidad para cada tipo de material utilizado se muestran en la Figura 24 y la Figura 25.

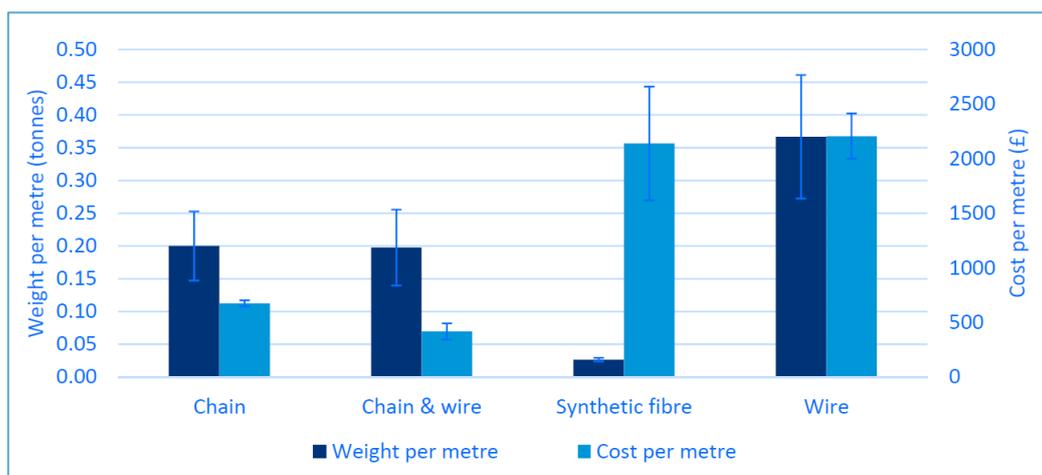


Figura 24: Peso y coste por unidad de longitud para cada material [11]

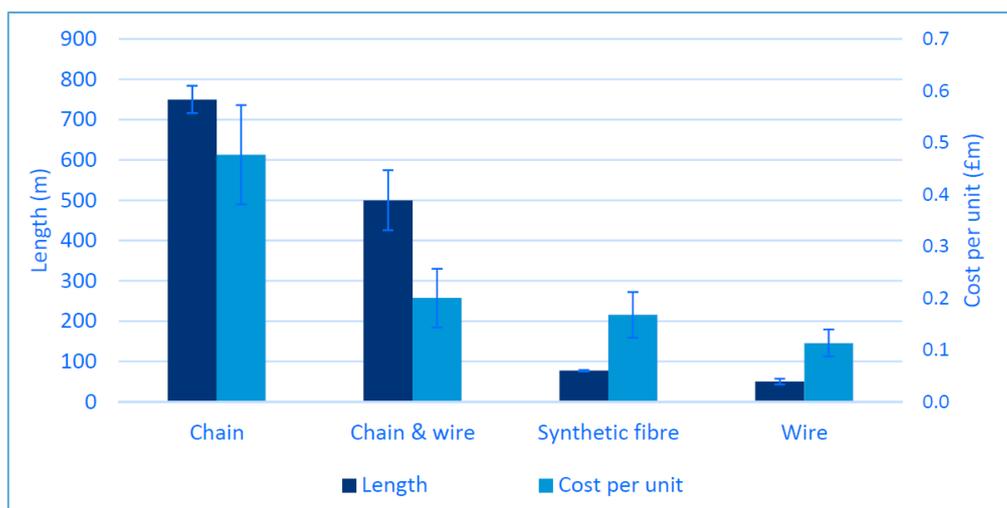


Figura 25: Peso y coste por unidad para cada material [11] ²

En el sistema de anclaje, el coste dependerá del tipo y número de anclajes empleados. Al igual que para los sistemas de fondeo, el coste de los anclajes está relacionado con el peso [11], y se puede calcular como la masa del ancla (kg) por el precio por unidad de masa (€/kg) [15]. Los pesos y precios medios por unidad para cada tipo de anclaje se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8: Precios y pesos medios por unidad para cada sistema de anclaje (adaptado de [11])

	ANCLA DE ARRASTRE	ANCLA DE GRAVEDAD	PILOTE CONVENCIONAL	PILOTE DE SUCCIÓN
Peso	21 t	650 t	67 t	66 t
Precio	0,089 M€	0,317 M€	0,220 M€	0,190 M€

En cuanto al conjunto anclaje-fondeo, para subestructuras semisumergibles el fondeo supone un 80% del CAPEX del conjunto, para subestructuras tipo spar buoy el fondeo supone un 67% del CAPEX del conjunto y para subestructuras TLP, el fondeo y el anclaje tienen un CAPEX muy similar.

Conexión a la red (cableado y subestación):

El cableado inter-array es, normalmente, dinámico y de media tensión (66 kV) [5], y el cableado entre la subestación offshore y el punto de conexión onshore es fijo al fondo marino y de alta tensión, de 132 kV a 220 kV [11]. El cableado es de tensión alterna, pero emplazamientos a más de 100 km de la costa requieren una conexión en continua [11], para evitar pérdidas excesivas. Los cables dinámicos y el transformador de continua son de mayor tamaño lo que aumentaría el coste en gran medida.

El coste total del cableado se puede estimar como el coste por metro (€/m) por la longitud de un cable (m) y por el número de cables [49]. Se estima que a pesar de que los fallos en el cableado no son frecuentes, las paradas por estos fallos suponen el 77% del coste por pérdidas

² Se recomienda tomar como tasa de cambio 1 £ = 1,3777 €

en parques eólicos offshore [53]. Un diseño óptimo y una buena elección de los materiales es clave en la reducción de costes.

En cuanto a la subestación, tiene los cables inter-array como entrada, y exporta alta tensión a la costa. La subestación puede ser de base fija, flotante, o estar en el fondo marino [5] [11]. Los transformadores step-up necesarios son muy pesados por lo que la plataforma de la subestación tendrá que ser de gran tamaño. El coste de la subestación incluye la plataforma, el transformador, el conjunto de conmutadores y otros elementos de protección como condensadores [49]. En parques eólicos de más de 100 MW y a una distancia a la costa mayor de 15km se considera que una subestación offshore es necesaria [54].

5.2.2.3 Transporte e instalación

El proceso de transporte e instalación es el último de la fase de construcción del parque eólico flotante antes de entrar en funcionamiento. Tanto la instalación como el transporte son dependientes del diseño de las subestructuras, el tipo de emplazamiento y las instalaciones disponibles.

El transporte incluido en esta sección es el involucrado en la construcción del parque eólico flotante, sin incluir el transporte de materias primas y componentes desde su lugar de origen al centro de fabricación, ya que el coste de este transporte está incluido en el coste fabricación en el apartado 5.2.1.2 *Fabricación*. Además, se incluyen los costes asociados a las actividades portuarias, que son el uso de grúas y medios auxiliares, y el alquiler de las áreas necesarias en la zona del puerto para almacenaje y botadura [49]. Este último coste no se incluye si el puerto desde el que se hace la botadura es el mismo en el que se fabrica la subestructura. Por lo tanto, el transporte a considerar es el que tiene lugar entre el lugar de fabricación o astillero, el puerto y el emplazamiento. La subestructura puede ser fabricada en el astillero, transportada al puerto donde se monta el conjunto subestructura/aerogenerador, y finalmente se transporta el conjunto al emplazamiento. Otra opción es que la subestructura sea fabricada directamente en el puerto, en cuyo caso se omitiría el transporte entre el astillero y el puerto. En definitiva, la cantidad y distancia del transporte necesario dependerá del diseño del proyecto, y será diferente en cada caso.

La instalación hace referencia a la instalación en el emplazamiento del aerogenerador y la subestructura, y los sistemas de anclaje y fondeo, y a la instalación de la conexión a la red eléctrica, incluyendo el cableado inter-array, el cable de evacuación, y la subestación (o subestaciones) pertinentes [49]. El coste de la contratación de seguros en la instalación suele estar incluido en el conjunto de costes de instalación [49].

El tipo de embarcaciones necesarias para realizar el transporte dependen de las estrategias de instalación. Las embarcaciones usadas en el transporte son, por lo general, más pequeñas y sencillas que las usadas para la instalación [49]. En la Tabla I-54 del ANEXO I – *embarcaciones* se recogen ejemplos de los diferentes tipos de embarcaciones.

El proceso de transporte e instalación se puede describir como [11]:

1. Botadura de la plataforma desde el puerto

2. Montaje del aerogenerador si es posible (para subestructuras semisumergibles)
3. Preinstalación del sistema de fondeo y anclaje con un buque AHTS (de aprovisionamiento y manejo de anclas) y un ROV sumergible
4. Preinstalación del cableado con un barco cablero
5. Transporte de la subestructura y el aerogenerador (montado o por partes) al emplazamiento
6. Amarre del sistema de fondeo a la subestructura y conexión del cableado
7. Incorporación del lastre a la subestructura
8. Tensado de líneas de fondeo (para cables a tensión)
9. Puesta en marcha

Este proceso puede variar dependiendo del diseño del proyecto y de las decisiones tomadas a lo largo de su desarrollo. En este apartado, a continuación, se describen las etapas en detalle.

Conjunto subestructura/aerogenerador:

Las dos estrategias principales a la hora de llevar a cabo la instalación del conjunto subestructura/aerogenerador son: el montaje del conjunto onshore, y su posterior transporte al emplazamiento; y el transporte de las partes por separado al emplazamiento y el consecutivo montaje offshore [11] [49] [47]. En el segundo caso, existe la posibilidad de transportar la subestructura con la torre montada y realizar el montaje del aerogenerador offshore, realizar el montaje del aerogenerador onshore y montar el conjunto offshore, o transportar todos los elementos por separado [49] [47]. En la Tabla 9 se recogen diferentes estrategias de montaje, transporte e instalación y las embarcaciones utilizadas para cada caso.

Tabla 9: Diferentes estrategias de montaje, transporte e instalación para el conjunto subestructura/aerogenerador (adaptado de [49])

EMBARCACIÓN			
Montaje	Onshore		
Transporte	Conjunto subestructura/aerogenerador	Buque remolcador	Semisumergible
Instalación	En el emplazamiento		
Montaje	Completo offshore		
	Parcial offshore (torre y turbina onshore)		
Transporte	Aerogenerador	Buque jack-up	
	Subestructura	Buque remolcador	Semisumergible / TLP
		Buque jack-up / barcaza	TLP / Spar Buoy
Instalación	En el emplazamiento	Barco grúa para altas cargas	
Montaje	Offshore		
Transporte	Conjunto subestructura/aerogenerador	Buque jack-up con grúa para altas cargas	
Instalación	En el emplazamiento		

Para más información sobre el proceso de instalación consultar el apartado 4.1 *Subestructuras* del capítulo 4 ESTADO DEL ARTE DE LA TECNOLOGÍA.

Los costes de instalación se pueden estimar para los diferentes tipos de subestructura, teniendo en cuenta los tiempos de instalación, el tipo de embarcaciones y maquinaria necesarios, y la complejidad del proceso. Las subestructuras tipo TLP a pesar de requerir embarcaciones de bajo coste, su tiempo de instalación es el más alto de los tres tipos de subestructura, por lo que su instalación es bastante costosa [11]. Por el contrario de las subestructuras tipo spar buoy requieren de embarcaciones de alto coste y su tiempo de instalación es el menor, pero su coste de instalación es el mayor [11].

Tabla 10: Puntos fuertes y débiles en la instalación de los diferentes tipos de subestructuras, incluyendo el tiempo y coste aproximados (adaptado de [11])

	SEMISUMERGIBLE	SPAR BUOY	TLP
Montaje	3	1	2
Embarcaciones	3	1	2
Restricciones por el calado	3	1	2
Limitaciones meteorológicas	2	2	1
Tiempo de instalación	24 h	19 h	47 h
Coste de instalación	2,06 M€	3,44 M€	3,24 M€

Con vistas a la reducción de costes, el transporte del conjunto subestructura/aerogenerador con montaje onshore elimina los riesgos asociados al montaje offshore y reduce los costes [49]. Se estima que el montaje offshore es de tres a cuatro veces más caro que el montaje onshore teniendo en cuenta que hay que remolcar el conjunto hasta el emplazamiento [47].

Sistemas de fondeo y anclaje:

La instalación de los sistemas de fondeo y anclaje se puede realizar siguiendo dos estrategias: con la combinación de una barcaza y un remolcador o mediante un buque AHTS [15], aunque la segunda está recogida en la bibliografía como la más común [11] [47]. En el caso de usar un buque AHTS tiene la ventaja de que deja caer controladamente el ancla sobre el lecho marino sin necesidad de otras embarcaciones de apoyo, aunque no puede garantizar la posición exacta del ancla [15]. El uso de buques AHTS se considera adecuado para la instalación de anclas de arrastre y gravedad, siendo importante mencionar que para las anclas de gravedad la embarcación requerida será de mayor envergadura debido al gran tamaño y peso del ancla. Para el caso de pilotes convencionales será necesario contar con un martillo pilón submarino para hincar el pilote. Para los pilotes de succión, una vez el pilote se encuentra en el lecho marino, mediante bombas submarinas se aplica la succión desde una válvula en su parte superior (con la posible necesidad de la asistencia de submarinistas y/o ROVs) [15].

Conexión a la red (cableado y subestación):

Se ha de tener en cuenta tanto la instalación del cableado como de la subestación offshore. En cuanto a la subestación, se puede seguir un procedimiento de evaluación de los costes de

instalación similar a las subestructuras de los aerogeneradores [15]. El cableado considerado es el inter-array y el cableado entre la subestación offshore y el punto de conexión onshore. El cableado inter-array es de media tensión y por lo tanto de menor peso, por lo que su instalación será, relativamente, menos costosa [15]. Algunos estudios estiman que el coste de instalación por km del cableado inter-array es 3 veces menor [47]. La instalación del cableado se puede realizar siguiendo dos estrategias: mediante un barco cablero de posicionamiento dinámico o mediante la combinación de una barcaza y un remolcador [15].

5.2.2.4 Desglose de los costes totales de construcción

Para realizar una estimación del desglose se pueden consultar varias fuentes diferentes. Dos con datos sobre el CAPEX en eólica offshore de base fija se encuentran en [52] y [49], y dos con datos sobre el CAPEX en eólica flotante [5] y [11]. Finalmente, en la Figura 26 se muestra el desglose del CAPEX publicado en 2018 para eólica flotante por NREL [55].

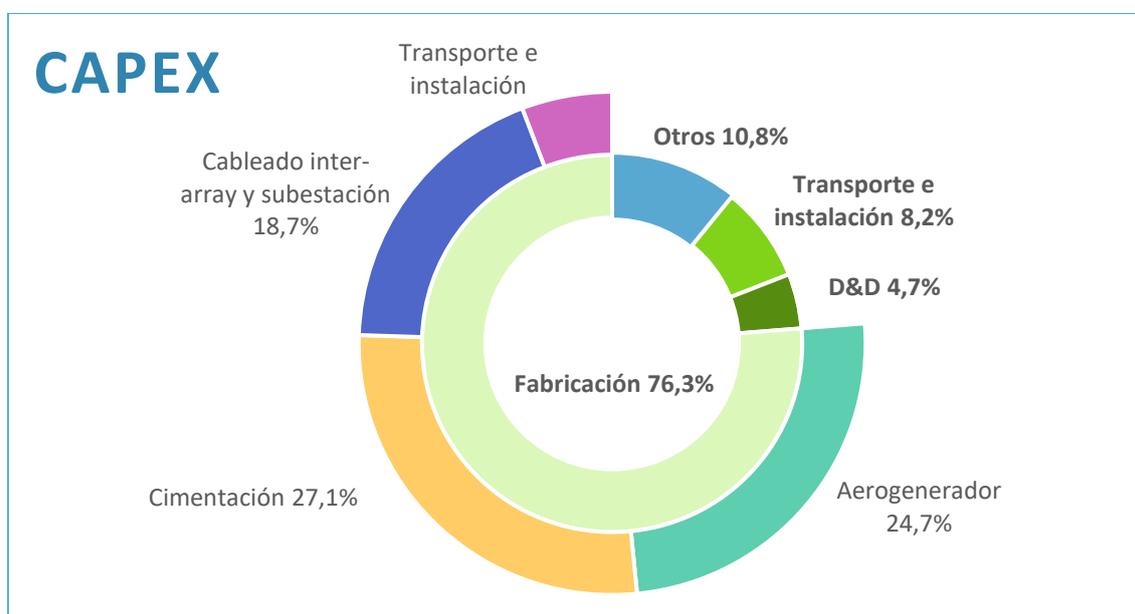


Figura 26: Desglose de los costes totales de construcción en porcentajes

5.2.3 Costes de operación y mantenimiento (OPEX)

Los costes de operación y mantenimiento (O&M) son los incurridos a partir del momento en que se pone en funcionamiento el parque eólico y durante toda su vida útil [56] [49]. Normalmente, se suelen considerar como costes de O&M las inversiones posteriores a la fecha de puesta en funcionamiento [57], lo que simplifica los cálculos. Por otra parte, cabe mencionar que, en parques eólicos, es probable que la puesta en marcha se realice escalonadamente según se va realizando la instalación de los aerogeneradores.

Operación:

Los costes de operación son los que derivan de las actividades necesarias para la operación del parque eólico y la producción de energía. Estos costes representan entre el 2,5% y el 5,4% del

OPEX [56]. Las actividades que incurren estos costes son, en términos generales, de administración, gestión y control de las condiciones.

Mantenimiento:

El objetivo del mantenimiento es garantizar la máxima disponibilidad posible del parque eólico y reducir el tiempo de inactividad [49], y supone entre el 94,5% y el 97,5% del OPEX [56]. El mantenimiento por definición puede ser preventivo o correctivo. El mantenimiento preventivo es programado, de acuerdo con los calendarios de fallo de los diferentes componentes y el estudio de las condiciones bajo las que trabajan los aerogeneradores, y su función es mantener la buena forma del parque eólico, mediante inspecciones y recambios rutinarios. El mantenimiento correctivo es el que tiene lugar una vez se ha producido un fallo. Aunque el mantenimiento correctivo normalmente no sea programado, una vez ocurrido el fallo, si no es crítico, su reparación se puede programar en coordinación con otras operaciones de mantenimiento [49].

El mantenimiento óptimo es el que, garantizando la seguridad, minimiza los costes de O&M garantizando una buena disponibilidad de los aerogeneradores, lo que significa tener una producción de energía alta. Esto se consigue con una buena combinación del mantenimiento preventivo y el correctivo. Un mantenimiento preventivo muy intensivo garantiza una mayor producción de energía, pero es probable que la cantidad de recursos necesaria para realizarlo sea desproporcionada. Por el contrario, implantando una estrategia centrada en el mantenimiento correctivo minimiza los gastos de las inspecciones, pero aumenta el tiempo de no producción de energía y el gasto derivado de las reparaciones acabaría siendo igualmente desproporcionado. En la Figura 27 se muestra visualmente el compromiso entre los costes de mantenimiento y las pérdidas derivadas de la no disponibilidad.

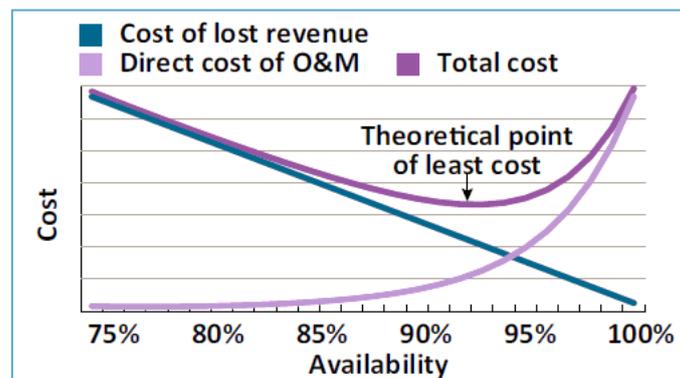


Figura 27: Ilustración del balance entre costes de O&M y pérdidas derivadas de la no producción de energía [56]

Otro punto muy importante a la hora de planificar el mantenimiento es la aproximación a los aerogeneradores en el momento necesario, conocida como *accessibility* [56] [58] [59]. La aproximación al aerogenerador es una sinergia entre la ventana de buenas condiciones que permita el transporte entre el puerto de operaciones y el parque eólico, y la ventana de buenas condiciones que permita el acceso a los aerogeneradores. El tiempo de tránsito entre la base de operaciones y el parque eólico (los aerogeneradores) es importante porque las ventanas posibles para realizar las operaciones de mantenimiento son limitadas, y el transporte ha de

realizarse dentro de dichas ventanas, por lo que el tiempo disponible para realizar las operaciones de mantenimiento como tales va en detrimento del tiempo de transporte. La accesibilidad se entiende de forma similar al tiempo de transporte. Si la accesibilidad a la torre no está garantizada el 100% del tiempo puede que nos encontremos con que al intentar acceder a la torre para realizar el mantenimiento tengamos que esperar un tiempo extra hasta que las condiciones meteoceánicas sean las adecuadas.

5.2.3.1 *Desglose de los costes de operación y mantenimiento*

A lo largo de los últimos años se han desarrollado diferentes desgloses de los costes de operación y mantenimiento para parques eólicos offshore, que reparten los costes en diferentes categorías. Algunos de estos desgloses se pueden encontrar en [49], [52], y [60]. En este trabajo se utiliza como referencia el desglose detallado por GL Garrad Hassan [56]. Cabe mencionar que, en este trabajo, los costes de logística se consideran como costes de mantenimiento y no de operación, ya que son costes que derivan de actividades físicas relacionadas con el propio mantenimiento.

Operación:

A continuación se describen los costes de operación de forma detallada [56] [49]:

- a. Administración: Las actividades de administración incluyen la gestión financiera, la gestión de la salud y seguridad laboral, la gestión de los stocks de repuesto para las reparaciones, la contratación y gestión de las pólizas de seguros, la gestión de permisos para garantizar la actividad en coordinación con las autoridades pertinentes, y la gestión de las ventas de energía y marketing.
- b. Gestión y coordinación de las actividades: Estos costes se diferencian de los costes de administración generales porque son los derivados de la gestión y coordinación de las actividades de mantenimiento. Una monitorización continua de las actividades de mantenimiento y una coordinación entre los responsables onshore y los equipos offshore es esencial para garantizar la seguridad de los trabajadores y la efectividad del mantenimiento.
- c. SCADA y supervisión de las condiciones: La supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) relativo a las condiciones meteorológicas y oceanográficas es clave para optimizar la producción energética y la reducción de costes de mantenimiento con una planificación adecuada del mismo acorde a las condiciones.
- d. Previsión meteorológica: La previsión meteorológica, al igual que el sistema SCADA es clave en O&M condicionando la planificación de las operaciones de mantenimiento.

Mantenimiento:

A continuación se describen los costes de operación de forma detallada [56]. Las actividades de mantenimiento se dividen en dos grupos, las relativas a la logística y las de mantenimiento de componentes.

Logística:

- a. **Logística onshore:** Hace referencia a la parte de la logística que tiene lugar en el puerto base. Depende del tipo de subestructura, pero como referencia, se considera que la profundidad del puerto tiene que ser de 10 m como mínimo [49], y debe tener el suficiente espacio para poder atracar varias embarcaciones de trabajo (ver Figura 28), aunque se recomienda que también exista espacio suficiente para buques de instalación. Además, en caso de que se adopte una estrategia de mantenimiento que incluya el uso de helicópteros, es conveniente que exista un helipuerto en el puerto base. La distancia entre el puerto base y el emplazamiento ha de ser la mínima posible. También existe la posibilidad de disponer de más de un puerto.
- b. **Logística offshore:** La logística offshore depende de la distancia al puerto base onshore, de las características meteoceánicas, de las características del parque eólico y del diseño de la subestación. Su función primaria es el transporte de personas y material hasta los aerogeneradores, donde se realizan las tareas de mantenimiento.
 - i. **Embarcaciones de trabajo:** transportan personal y materiales necesarios para realizar las actividades de mantenimiento.
 - ii. **Helicópteros:** su uso es necesario cuando el acceso mediante embarcaciones pequeñas no es posible, ya sea por las condiciones marinas o por las restricciones de tiempo. Cuando se utilizan helicópteros el uso de barcos de apoyo es necesario por peligro de hombre al agua.
 - iii. **Barcos grúa:** su uso es necesario en sustituciones de componentes de gran tamaño o peso, aunque para subestructuras del tipo semisumergible, es posible remolcar el aerogenerador flotante a puerto para realizar reparaciones de fallos mayores, evitando así el uso de barcos grúa.
 - iv. **Alojamiento offshore:** el coste del alojamiento offshore no se tiene en cuenta en este trabajo ya que depende de la localización del parque eólico respecto de la costa, y su coste puede ser tanto nulo como ascender a los 10 o 20 millones de euros anuales para un parque eólico de 500 MW.



Figura 28: Ejemplos de embarcaciones de trabajo (izq. Ørsted, dch. Windcat)

Mantenimiento de componentes:

- c. Aerogenerador:
 - i. *Mantenimiento del aerogenerador:* el mantenimiento preventivo se realiza en momentos con velocidades de viento bajas para minimizar el impacto sobre la producción energética.
 - ii. *Recambios:* cuando un recambio es necesario y no se realiza rápidamente se traduce en un periodo de no producción y por lo tanto pérdida de beneficios.
- d. Subestructura:
 - i. *Inspecciones estructurales y de scour:* con el objetivo de garantizar la integridad estructural de la Subestructura normalmente se realizan inspecciones rutinarias durante los dos primeros años desde la instalación, siendo necesarios trabajos de mantenimiento cada 5 o 10 años.
 - ii. *Reparaciones en la subestructura:* en general, incluyen reparaciones de pintura y juntas, y retirada de depósitos de organismos marinos.
 - iii. *Inspecciones de los elementos de seguridad:* elementos como los anticaídas, escaleras de acceso al aerogenerador, los equipos de evacuación, o grúas y pescantes.
- e. Sistemas de fondeo y anclaje (inspección y reparaciones):
 - i. *Inspecciones y reparaciones:* tanto de la cadena o cable, como del conector, además de inspecciones en el ancla con una tasa de fallo mucho más baja que en los conectores o las líneas de fondeo.
- f. Conexión a la red:
 - i. *Inspección y reparaciones del cableado inter-array:* consiste principalmente en la comprobación del enterramiento de los cables apoyados en el fondo marino, y de la posición y la flotabilidad de los cables dinámicos.
 - ii. *Mantenimiento de la subestación:* consiste en inspecciones rutinarias y algunos trabajos de reparación.
 - iii. *Inspección y reparaciones del cable de evacuación:* consiste en la comprobación del enterramiento de los cables, aunque en comparación con los cables inter-array, en este caso los fallos tienen mayor sobre el suministro a la red por lo que son más críticos.
 - iv. *Mantenimiento eléctrico onshore:* sigue procedimientos no específicos de eólica offshore.

En las gráficas de la Figura 29 (página 54) se muestra el desglose del OPEX según las categorías definidas en este apartado, y de acuerdo con lo sugerido en [56].

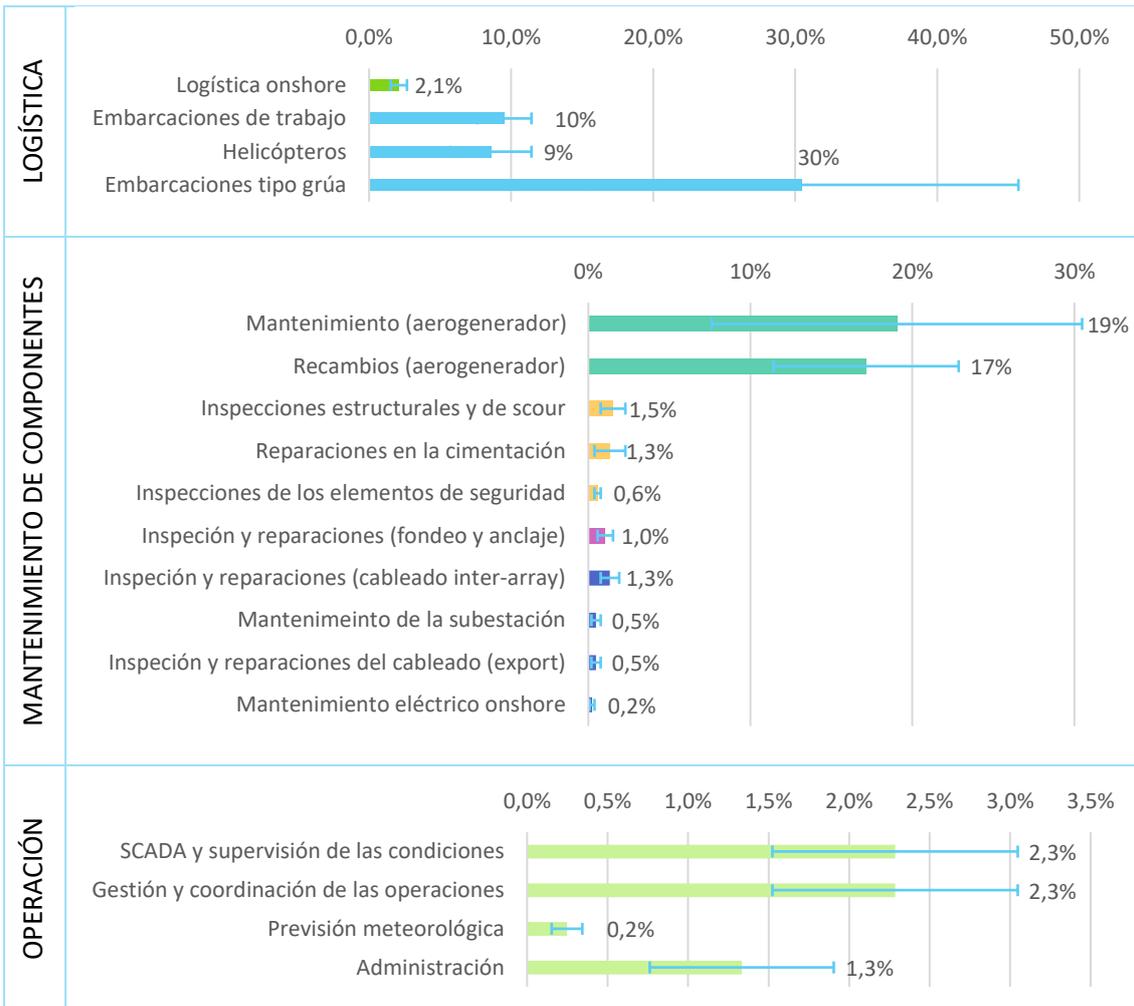
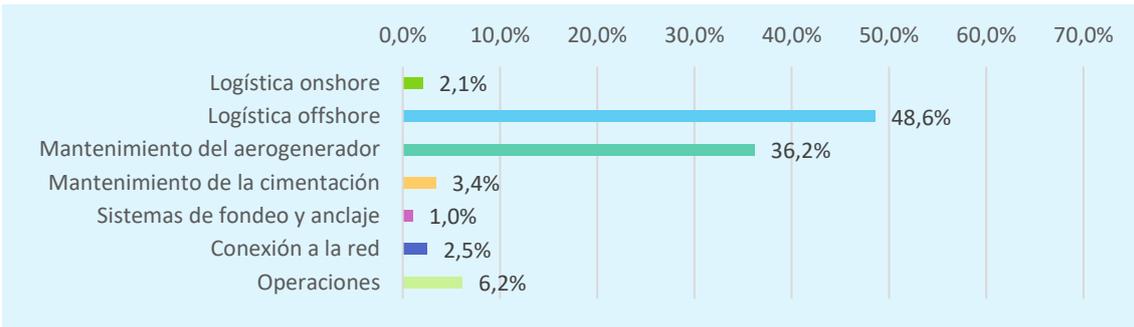
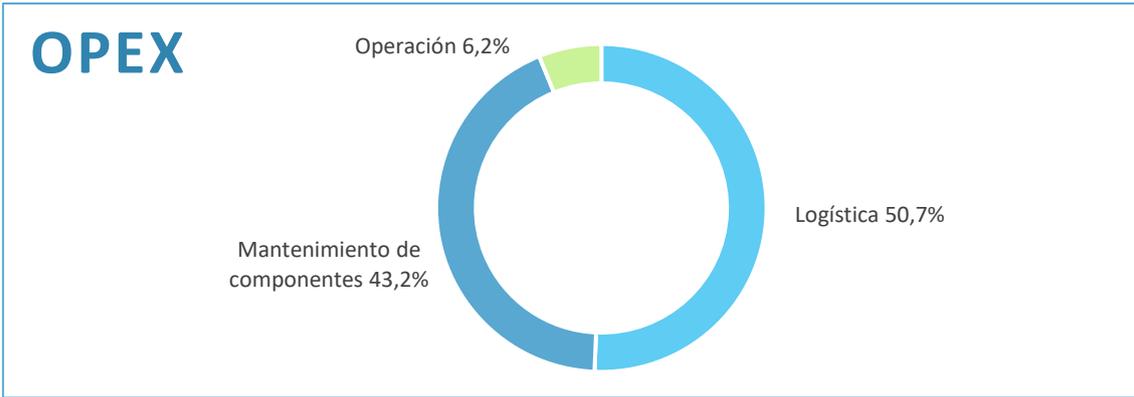


Figura 29: Desglose de los costes de operación y mantenimiento en porcentajes (adaptado de [56])

5.2.4 Costes relativos al desmantelamiento (DECEX)

Cuando la vida útil del parque eólico llega a su fin, hay que proceder al desmantelamiento del mismo, y al abandono de la zona. Algunos de los componentes retirados del emplazamiento se pueden reciclar o vender como chatarra, como por ejemplo las subestructuras con gran cantidad de acero. Por el contrario, los cables submarinos que quedan enterrados bajo tierra normalmente se abandonan en el emplazamiento [47]. En la fase de diseño y desarrollo se ha de presentar un plan relativo al desmantelamiento del parque, siguiendo las normativas nacionales al respecto [49]. Los costes de desmantelamiento, teniendo en cuenta lo propuesto en [47] y [52], se pueden desglosar de la siguiente forma:

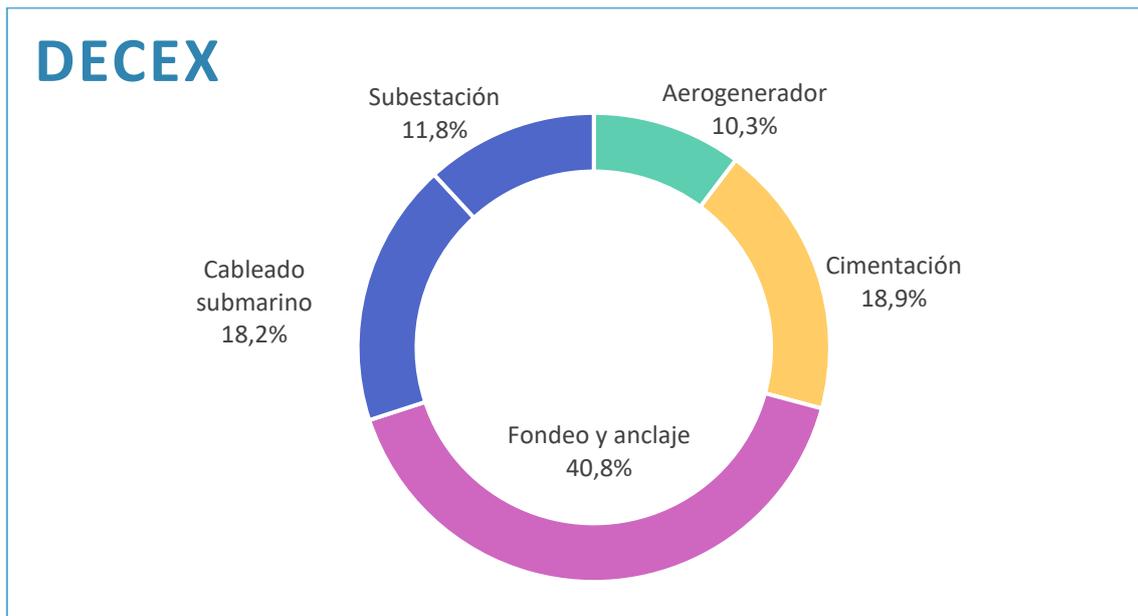


Figura 30: Desglose de los costes relativos al desmantelamiento en porcentajes

6 MODELIZACIÓN DE COSTES Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En este capítulo se diseña una metodología para modelizar los costes y la producción de energía de un parque eólico, para poder llevar a cabo el cálculo del LCOE.

En los anexos *ANEXO II – ecuaciones del modelo matemático* y *ANEXO III – notación del modelo matemático* se recogen todas las ecuaciones presentadas en este capítulo y su notación, con el objetivo de facilitar la consulta de los parámetros y ecuaciones del modelo durante el uso de la herramienta.

6.1 MODELIZACIÓN DE LOS COSTES

Los costes, como se ha presentado en el apartado 5.2 *Desglose detallado de los costes del ciclo de vida*, incluyen los costes totales de construcción (CAPEX), costes de operación y mantenimiento (OPEX) y costes relativos al desmantelamiento (DECEX).

Los costes se modelizan en función de la naturaleza del elemento de coste (p. ej. Los costes de fabricación y de mantenimiento no pueden modelizarse de la misma manera). Se identifican las variables significativas de cada elemento de coste y se relacionan mediante ecuaciones simples para resultar en un modelo que tendrá que ser validado para el parque eólico base presentado en el capítulo 7 DEFINICIÓN DEL PARQUE EÓLICO BASE.

Para todas las ecuaciones se incluye una tabla con la notación de los elementos de la fórmula con sus unidades correspondientes y la descripción de la variable a la que hacen referencia. En ellas, las variables que no dependen de otros elementos de coste y que por tanto tienen que ser definidas en el capítulo 7 DEFINICIÓN DEL PARQUE EÓLICO BASE estarán indicadas en azul.

6.1.1 Costes totales de construcción (CAPEX)

Los costes totales de construcción (CAPEX) se van a modelizar siguiendo el esquema de la Figura 31 de la página 57, en la que se muestran todos los elementos de coste. Se dividen los elementos de costes por niveles, del 1 al 4. Los costes del nivel 1 estarán conformados por la suma de costes del nivel 2, y esto se cumple para los sucesivos niveles. Al avanzar en los niveles, se profundiza en el detalle del desglose. En este apartado se van a presentar las ecuaciones que cuantifican los elementos de coste del CAPEX.

El CAPEX equivale a la suma de los costes de diseño y desarrollo, fabricación, e transporte e instalación, que son los 3 costes de conforman el nivel 2 del esquema de la Figura 31. Por lo tanto, la ecuación que modeliza el coste del CAPEX es:

$$CAPEX = C_{D\&D} + C_{FAB} + C_{TeI} \quad (1)$$

Tabla de notación 1: Notación de la ecuación (1)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$CAPEX$	€	Costes totales de construcción
$C_{D\&D}$	€	Costes de diseño y desarrollo
C_{FAB}	€	Costes de fabricación
C_{TeI}	€	Costes de transporte e instalación

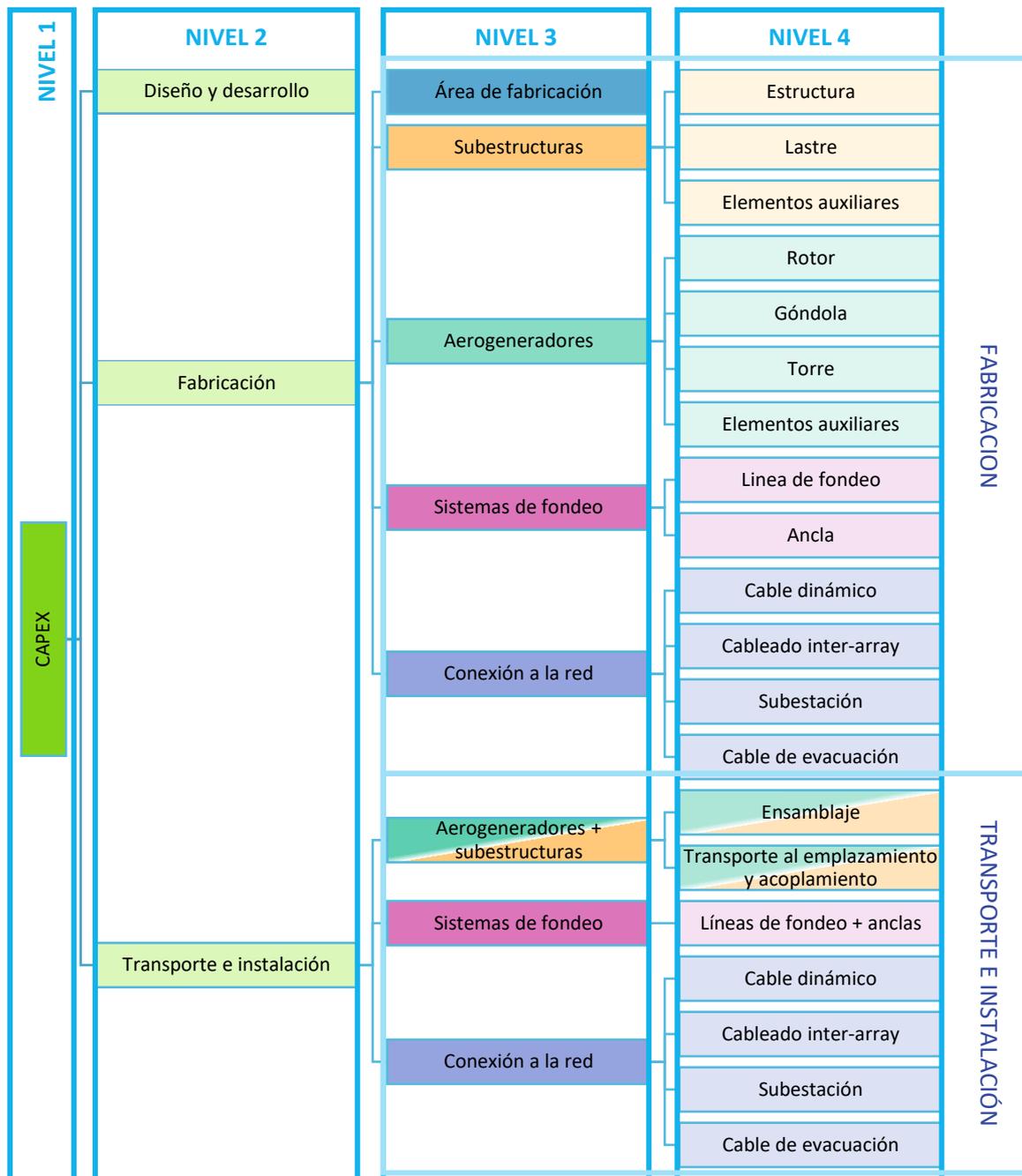


Figura 31: Esquema de la modelización del CAPEX por niveles

6.1.1.1 Diseño y desarrollo

Los costes de diseño y desarrollo, de acuerdo con la bibliografía revisada, se modeliza como un % respecto del CAPEX. Se introduce por tanto la variable d_d , que habrá que definir.

$$C_{D\&D} = d_d \cdot CAPEX = \frac{d_d}{1 - d_d} \cdot (C_{FAB} + C_{TeI}) \quad (2)$$

Tabla de notación 2: Notación de la ecuación (2)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{D\&D}$	€	Costes de diseño y desarrollo
d_d	[-]	Porcentaje respecto del CAPEX que representa el diseño y desarrollo
$CAPEX$	€	Costes totales de construcción
C_{FAB}	€	Costes de fabricación
C_{TeI}	€	Costes de transporte e instalación

6.1.1.2 Fabricación

Cuando se hace referencia al coste de fabricación de elementos físicos se hace referencia tanto a la posibilidad de fabricación teniendo en cuenta el coste de la materia prima, como de adquisición. Los costes de fabricación están formados por el coste del área en puerto necesaria para la fabricación, el coste de fabricación de cada aerogenerador, su subestructura y su sistema de fondeo y anclaje, y el coste del sistema de conexión a la red.

$$C_{FAB} = C_{Farea} + N \cdot (C_{Faero} + C_{Fsubestr} + C_{Fsistfon}) + C_{Fred} \quad (3)$$

Tabla de notación 3: Notación de la ecuación (3)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{FAB}	€	Costes de fabricación
C_{Farea}	€	Costes asociados al área en puerto necesaria para la fabricación
N	[-]	Número de aerogeneradores en el parque
C_{Faero}	€	Costes asociados a la fabricación de un aerogenerador
$C_{Fsubestr}$	€	Costes asociados a la fabricación de una subestructura
$C_{Fsistfon}$	€	Costes asociados a la fabricación un sistema de fondeo
C_{Fred}	€	Costes asociados a la fabricación del sistema de conexión a la red

6.1.1.2.1 Área de fabricación

El coste del área de fabricación y su modelización depende de si el área es alquilada o comprada. En ambos casos el coste será proporcional al área necesaria, y en el caso del alquiler también proporcional al tiempo de uso.

Alquiler:

$$C_{Farea} = A_F \cdot c_{alq} \cdot t_F \quad (4)$$

Compra:

$$C_{Farea} = A_F \cdot c_{sup} \quad (5)$$

Tabla de notación 4: Notación de las ecuaciones (4) y (5)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{Farea}	€	Costes asociados al área en puerto necesaria para la fabricación
A_F	m ²	Área en puerto necesaria para la fabricación
c_{alq}	€/m ² mes	Precio del alquiler del área en puerto necesaria para la fabricación
t_F	meses	Tiempo de fabricación
c_{sup}	€/m ²	Precio de compra del área en puerto necesaria para la fabricación

6.1.1.2.2 Aerogeneradores

El coste de fabricación de los aerogeneradores se va a cuantificar como el coste de sus elementos principales (rotor, góndola y torre), más otro coste llamado “de elementos auxiliares” que representará el resto de los costes no incluidos en los costes de los elementos principales.

$$C_{Faero} = C_{gondola} + C_{rotor} + C_{torre} + C_{aeroaux} \quad (6)$$

Tabla de notación 5: Notación de la ecuación (6)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{Faero}	€	Costes asociados a la fabricación de un aerogenerador
$C_{gondola}$	€	Coste asociado a la fabricación de la góndola
C_{rotor}	€	Coste asociado a la fabricación del rotor
C_{torre}	€	Coste asociado a la fabricación de la torre
$C_{aeroaux}$	€	Coste asociado a la fabricación de los elementos auxiliares del aerogenerador

Góndola: el coste de la góndola se modeliza como proporcional a la potencia del aerogenerador.

$$C_{gondola} = P_{aero} \cdot c_{gondola} \quad (7)$$

Tabla de notación 6: Notación de la ecuación (7)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{gondola}$	€	Coste asociado a la fabricación de la góndola
P_{aero}	MW	Potencia de un aerogenerador
$c_{gondola}$	€/MW	Coste por MW de la góndola de un aerogenerador

Rotor: el coste de fabricación del rotor se modeliza como proporcional al peso del rotor.

$$C_{rotor} = w_{rotor} \cdot c_{rotor} \quad (8)$$

Tabla de notación 7: Notación de la ecuación (8)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{rotor}	€	Coste asociado a la fabricación del rotor
w_{rotor}	tn	Peso del rotor de un aerogenerador
c_{rotor}	€/tn	Coste por tonelada de la fabricación del rotor del aerogenerador

Torre: el coste de fabricación de la torre se modeliza igual que el del rotor, proporcional al peso de la torre.

$$C_{torre} = w_{torre} \cdot c_{torre} \quad (9)$$

Tabla de notación 8: Notación de la ecuación (9)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{torre}	€	Coste asociado a la fabricación de la torre
w_{torre}	tn	Peso de la torre de un aerogenerador
c_{torre}	€/tn	Coste por tonelada de la fabricación de la torre de aerogenerador

Elementos auxiliares: el resto de costes del aerogenerador se engloban en el concepto de coste de elementos auxiliares, que se modeliza como un % respecto del coste total de la fabricación del aerogenerador.

$$C_{aeroaux} = d_{aeroaux} \cdot C_{Faero} = \frac{d_{aeroaux}}{1 - d_{aeroaux}} \cdot (C_{gondola} + C_{rotor} + C_{torre}) \quad (10)$$

Tabla de notación 9: Notación de la ecuación (10)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{aeroaux}$	€	Coste asociado a la fabricación de los elementos auxiliares del aerogenerador
$d_{aeroaux}$	[-]	Porcentaje respecto del coste de fabricación de un aerogenerador que representan los elementos auxiliares
$C_{gondola}$	€	Coste asociado a la fabricación de la góndola
C_{rotor}	€	Coste asociado a la fabricación del rotor
C_{torre}	€	Coste asociado a la fabricación de la torre

6.1.1.2.3 Subestructuras

De forma similar a la modelización del coste de fabricación de los aerogeneradores, el coste de fabricación de una subestructura se modeliza como el coste de fabricación de la estructura flotante per se, más el coste de del lastre, más otro coste llamado “de elementos auxiliares” que representará el resto de los costes.

$$C_{Fsubestr} = C_{estructura} + C_{lastre} + C_{subaux} \quad (11)$$

Tabla de notación 10: Notación de la ecuación (11)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{Fsubestr}$	€	Costes asociados a la fabricación de una subestructura
$C_{estructura}$	€	Coste asociado a la fabricación de la estructura flotante
C_{lastre}	€	Coste asociado al lastre
C_{subaux}	€	Coste asociado a la fabricación de los elementos auxiliares de la subestructura

Estructura: el coste de la estructura de la subestructura flotante se modeliza como proporcional a su peso.

$$C_{estructura} = w_{estructura} \cdot c_{estructura} \quad (12)$$

Tabla de notación 11: Notación de la ecuación (12)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{estructura}$	€	Coste asociado a la fabricación de la estructura flotante
$w_{estructura}$	tn	Peso de la estructura flotante
$c_{estructura}$	€/tn	Coste por tonelada de la fabricación de la subestructura flotante

Lastre: el coste del lastre se modelizará en función de su peso y precio del material.

$$C_{lastre} = w_{lastre} \cdot c_{lastre} \quad (13)$$

Tabla de notación 12: Notación de la ecuación (13)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{lastre}	€	Coste asociado al lastre
w_{lastre}	tn	Peso del lastre
c_{lastre}	€/tn	Coste por tonelada del material del lastre

Cabe mencionar que en el caso de que el lastre sea agua, su coste se considerará nulo, y el coste de su sistema de bombeo se incluirá en el coste de los elementos auxiliares.

Elementos auxiliares: el resto de costes de la subestructura se engloban en el concepto de coste de elementos auxiliares, que se modeliza como un % respecto del coste total de la fabricación de la subestructura.

$$C_{subaux} = d_{subaux} \cdot C_{Fsubestr} = \frac{d_{subaux}}{1 - d_{subaux}} (C_{estructura} + C_{lastre}) \quad (14)$$

Tabla de notación 13: Notación de la ecuación (14)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{subaux}	€	Coste asociado a la fabricación de los elementos auxiliares de la subestructura
d_{subaux}	[-]	Porcentaje respecto del coste de fabricación de la subestructura que representan los elementos auxiliares
$C_{Fsubestr}$	€	Costes asociados a la fabricación de una subestructura
$C_{estructura}$	€	Coste asociado a la fabricación de la estructura flotante
C_{lastre}	€	Coste asociado al lastre

6.1.1.2.4 Sistemas de fondeo

El coste de los sistemas de fondeo se divide en el coste de las líneas y el coste de las anclas. Para cada aerogenerador se modeliza como el coste de las líneas por el número de líneas de fondeo, y el coste de las anclas por el número de anclas por aerogenerador.

$$C_{Fsistfon} = n_{lineas} \cdot C_{linea} + n_{anclas} \cdot C_{ancla} \quad (15)$$

Tabla de notación 14: Notación de la ecuación (15)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{Fsistfon}$	€	Costes asociados a la fabricación un sistema de fondeo
n_{lineas}	[-]	Número de líneas de fondeo por aerogenerador
C_{linea}	€	Coste asociado a la fabricación de una línea de fondeo
n_{anclas}	[-]	Número de anclas por aerogenerador
C_{ancla}	€	Coste asociado a la fabricación de un ancla

Línea de fondeo: el coste de fabricación de una línea de fondeo se modeliza como proporcional a su peso. Las líneas de fondeo no están formadas solamente por las cadenas, sino que también cuentan con conectores, tensionadores y otros elementos auxiliares, pero su coste se considera incluido en el coste por unidad de masa de la línea.

$$C_{linea} = w_{linea} \cdot c_{linea} \quad (16)$$

Tabla de notación 15: Notación de la ecuación (16)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{linea}	€	Coste asociado a la fabricación de una línea de fondeo
w_{linea}	tn	Peso de una línea de fondeo
c_{linea}	€/tn	Coste por tonelada de una línea de fondeo

Ancla: el coste de fabricación de un ancla se modeliza, al igual que para las líneas de fondeo, como proporcional a su peso.

$$C_{ancla} = w_{ancla} \cdot c_{ancla} \quad (17)$$

Tabla de notación 16: Notación de la ecuación (17)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{ancla}	€	Coste asociado a la fabricación de un ancla
W_{ancla}	tn	Peso de un ancla
c_{ancla}	€/tn	Coste por tonelada de un ancla

6.1.1.2.5 Sistema de conexión a la red

La conexión a la red se modeliza según 4 componentes, que son el cableado dinámico, el cableado inter-array, la subestación y el cable de evacuación:

$$C_{Fred} = C_{din} + C_{array} + C_{subestacion} + C_{export} \quad (18)$$

Tabla de notación 17: Notación de la ecuación (18)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{Fsistfon}$	€	Costes asociados a la fabricación un sistema de fondeo
C_{din}	€	Coste asociado a la fabricación del cableado dinámico
C_{array}	€	Coste asociado a la fabricación del cableado inter-array
$C_{subestacion}$	€	Coste asociado a la fabricación de la subestación
C_{export}	€	Coste asociado a la fabricación del cable de evacuación

No es necesario que los cuatro componentes existan en el parque para que el modelo sea válido, ya que si alguno de ellos no es necesario su coste toma el valor 0. Por ejemplo, si todo el cableado inter-array es dinámico entre los aerogeneradores y una subestación offshore, el coste del cableado inter-array será nulo y se todo el coste del cableado anterior a la subestación se contabiliza dentro del coste del cableado dinámico.

Cableado dinámico: el coste del cableado dinámico se modeliza como el coste por unidad de longitud, que será dependiente de su voltaje, por su longitud total. Al igual que para las líneas de fondeo, los cables dinámicos también cuentan con elementos auxiliares como los conectores, los elementos de flotación, y los elementos de protección, pero de nuevo, su coste se incluye en el coste por unidad de longitud.

$$C_{din} = L_{din} \cdot c_{ikv_{din}}, \quad c_{ikv_{din}} \propto V_{din} \quad (19)$$

Tabla de notación 18: Notación de la ecuación (19)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{din}	€	Coste asociado a la fabricación del cableado dinámico
L_{din}	m	Longitud del cableado dinámico
$c_{ikv_{din}}$	€/m	Coste por unidad de longitud de un cable dinámico, en función del voltaje
V_{din}	kV	Voltaje de los cables dinámicos

Cableado inter-array: el coste del cableado inter-array se modeliza igual que el coste del cableado dinámico.

$$C_{din} = L_{din} \cdot c_{ikVdin}, \quad c_{ikVdin} \propto V_{din} \quad (20)$$

Tabla de notación 19: Notación de la ecuación (20)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{array}	€	Coste asociado a la fabricación del cableado inter-array
L_{array}	m	Longitud del cableado inter-array
$c_{ikVarray}$	€/m	Coste por unidad de longitud de un cable inter-array, en función del voltaje
V_{array}	kV	Voltaje de los cables inter-array

Subestación: el coste de una subestación se puede modelizar en función de la potencia total del parque eólico, ya que su coste dependerá de ello.

$$C_{subestacion} = N \cdot P_{aero} \cdot c_{subestacion} \quad (21)$$

Tabla de notación 20: Notación de la ecuación (21)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{subestacion}$	€	Coste asociado a la fabricación de la subestación
N	[-]	Número de aerogeneradores en el parque
P_{aero}	MW	Potencia de un aerogenerador
$c_{subestacion}$	€/MW	Coste por MW asociado a la fabricación de la subestación

El coste por MW de la subestación será diferente si esta es offshore flotante, offshore de base fija, u onshore, lo que tendrá que ser tenido en cuenta.

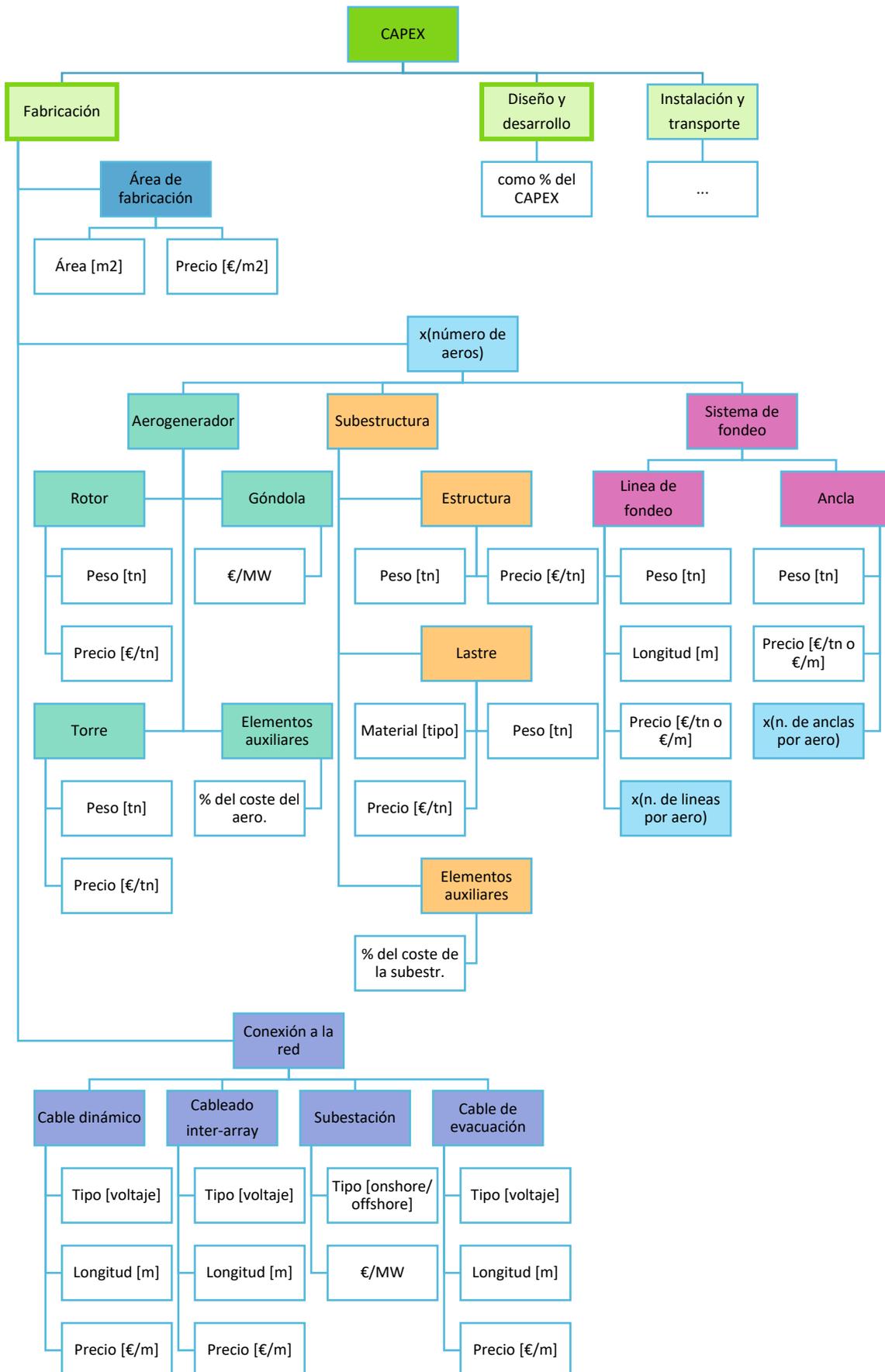
Cable de evacuación: el coste del cable de evacuación se modeliza en función de su coste por unidad de longitud, al igual que el cableado dinámico e inter-array.

$$C_{export} = L_{export} \cdot c_{ikVexport}, \quad c_{ikVexport} \propto V_{export} \quad (22)$$

Tabla de notación 21: Notación de la ecuación (22)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{export}	€	Coste asociado a la fabricación del cable de evacuación
L_{export}	m	Longitud del cable de evacuación
$c_{ikVexport}$	€/m	Coste por unidad de longitud del cable de evacuación, en función del voltaje
V_{export}	kV	Voltaje del cable de evacuación

Figura 32: Esquema de la modelización del CAPEX (1/2)



6.1.1.2.6 Esquema de la modelización de los costes de fabricación

En la página anterior se muestra un esquema (Figura 32) del modelo propuesto en la sección 6.1.1.2, relativa a la fabricación, del apartado 6.1 *Modelización de los costes*.

6.1.1.3 *Transporte e instalación*

Los costes del transporte de componentes y de su instalación se modelizan conjuntamente, y serán función de las embarcaciones necesarias en cada caso, además del tiempo de utilización. Para el caso de los aerogeneradores y las subestructuras, en el modelo se va a considerar que se sigue una estrategia de ensamblaje onshore/nearshore y un transporte conjunto.

$$C_{TeI} = N \cdot (C_{Tlaero} + C_{TIsistfon}) + C_{TIred} \quad (23)$$

Tabla de notación 22: Notación de la ecuación (23)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{TeI}	€	Costes de transporte e instalación
N	[-]	Número de aerogeneradores en el parque
C_{Tlaero}	€	Costes asociados a la transporte e instalación de un conjunto aerogenerador + subestructura
$C_{TIsistfon}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación de un sistema de fondeo
C_{TIred}	€	Costes asociados a la transporte e instalación del sistema de conexión a la red

6.1.1.3.1 Aerogeneradores + subestructuras

Como la estrategia de transporte e instalación seguida para el conjunto del aerogenerador y la subestructura es un ensamblaje de los dos componentes en el puerto y su traslado posterior al emplazamiento, el coste por tanto se divide entre el coste de ensamblaje y coste de transporte del conjunto.

$$C_{Tlaero} = C_{ensamblaje} + C_{TAaero} \quad (24)$$

Tabla de notación 23: Notación de la ecuación (24)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{Tlaero}	€	Costes asociados a la transporte e instalación de un conjunto aerogenerador + subestructura
$C_{ensamblaje}$	€	Costes asociados al ensamblaje del aerogenerador y la estructura
C_{TAaero}	€	Costes asociados al transporte del conjunto aerogenerador + subestructura

Ensamblaje: el coste del ensamblaje es proporcional al peso del conjunto, por lo que se puede modelizar en función del coste de ensamblaje por unidad de masa.

$$C_{ensamblaje} = w_{aero+sub} \cdot c_{ensamb} \quad (25)$$

$$w_{aero+sub} \cong w_{rotor} + w_{torre} + w_{estructura} + w_{lastre} \quad (26)$$

Tabla de notación 24: Notación de las ecuaciones (25) y (26)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{ensamblaje}$	€	Costes asociados al ensamblaje del aerogenerador y la estructura
$W_{aero+sub}$	tn	Peso total del conjunto aerogenerador + subestructura
C_{ensamb}	€/tn	Coste por unidad de masa del ensamblaje del conjunto aerogenerador + subestructura
W_{rotor}	tn	Peso del rotor de un aerogenerador
W_{torre}	tn	Peso de la torre de un aerogenerador
$W_{estructura}$	tn	Peso de la estructura flotante
W_{lastre}	tn	Peso del lastre

Transporte: en este coste se incluye el coste derivado del transporte del conjunto (aerogenerador + subestructura) del puerto de ensamblaje al emplazamiento y del acoplamiento con el sistema de anclaje. Es función del coste de las embarcaciones utilizadas y del tiempo de su utilización.

$$C_{TAaero} = \sum_i^{buques} t_{iTAero} \cdot C_{ibuques} \quad (27)$$

Tabla de notación 25: Notación de la ecuación (27)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{TAaero}	€	Costes asociados al transporte del conjunto aerogenerador + subestructura
t_{iTAero}	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para el transporte y acoplamiento del del conjunto aerogenerador + subestructura
$C_{ibuques}$	€/día	Coste diario por tipo de embarcación

6.1.1.3.2 Sistemas de fondeo

La transporte e instalación de las líneas de fondeo y anclas se considera conjunta, por lo que se puede modelizar como el coste de las embarcaciones utilizadas y del tiempo de su utilización.

$$C_{TIsistfon} = n_{lineas} \cdot \left(\sum_i^{buques} t_{iTIsistfon} \cdot C_{ibuques} \right) \quad (28)$$

Tabla de notación 26: Notación de la ecuación (28)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{TIsistfon}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación de un sistema de fondeo
n_{lineas}	[-]	Número de líneas de fondeo por aerogenerador
$t_{iTIsistfon}$	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para la instalación del sistema de fondeo
$C_{ibuques}$	€/día	Coste diario por tipo de embarcación

6.1.1.3.3 Sistema de conexión a la red

Al igual que para la fabricación, en la transporte e instalación la conexión a la red se modeliza según el cableado dinámico, el cableado inter-array, la subestación y el cable de evacuación:

$$C_{TIred} = C_{TI din} + C_{TIarray} + C_{TIsubestacion} + C_{TIexport} \quad (29)$$

Tabla de notación 27: Notación de la ecuación (29)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{TIred}	€	Costes asociados a la transporte e instalación del sistema de conexión a la red
$C_{TI din}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cableado dinámico
$C_{TIarray}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cableado inter-array
$C_{TIsubestacion}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación de la subestación
$C_{TIexport}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cable de evacuación

De nuevo, no es necesario que los cuatro componentes existan en el parque para que el modelo sea válido, ya que, si alguno de ellos no es necesario, el coste de su transporte e instalación toma el valor 0.

Cableado dinámico: siguiendo la línea del modelo, los costes de transporte e instalación se modelizan como el coste de las embarcaciones utilizadas y del tiempo de su utilización.

$$C_{TI din} = \sum_i^{buques} t_{iTI din} \cdot c_{ibuques} \quad (30)$$

Tabla de notación 28: Notación de la ecuación (30)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{TI din}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cableado dinámico
$t_{iTI din}$	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para la instalación de un cable dinámico
$c_{ibuques}$	€/día	Coste diario por tipo de embarcación

Cableado inter-array: la modelización es igual que para el cableado dinámico.

$$C_{TI din} = \sum_i^{buques} t_{iTI din} \cdot c_{ibuques} \quad (31)$$

Tabla de notación 29: Notación de la ecuación (31)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{TIarray}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cableado inter-array
$t_{iTIarray}$	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para la instalación del cableado inter-array
$c_{ibuques}$	€/día	Coste diario por tipo de embarcación

Subestación: en este apartado se trabaja bajo la suposición de una subestación offshore, en caso de querer considerar una subestación onshore habría que revisar las fórmulas que definen los costes de instalación de la conexión a la red.

La modelización se puede realizar teniendo en cuenta coste de las embarcaciones utilizadas y del tiempo de su utilización, o simplemente estimando el coste total del transporte y la instalación de la subestación si se dispone de esa información.

$$C_{TIsubestacion} = \begin{cases} 1. & \sum_i^{buques} t_{iTIsubestacion} \cdot c_{ibuques} \\ 2. & C_{TIsubestacion} \end{cases} \quad (32)$$

Tabla de notación 30: Notación de la ecuación (32)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{TIsubestacion}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación de la subestación
$t_{iTIsubestacion}$	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para la instalación de la subestación
$c_{ibuques}$	€/día	Coste diario por tipo de embarcación
$C_{TIsubestacion}$	€	Coste de la transporte e instalación de la subestación

Cable de evacuación: la modelización es igual que para el cableado dinámico.

$$C_{TIexport} = \sum_i^{buques} t_{iTIexport} \cdot c_{ibuques} \quad (33)$$

Tabla de notación 31: Notación de la ecuación (33)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{TIexport}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cable de evacuación
$t_{iTIexport}$	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para la instalación del cable de evacuación
$c_{ibuques}$	€/día	Coste diario por tipo de embarcación

6.1.1.3.4 Esquema de la modelización de los costes de transporte e instalación

En la Figura 33 se muestra un esquema del modelo propuesto en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, relativo a la transporte e instalación, del apartado 6.1 Modelización de los costes.

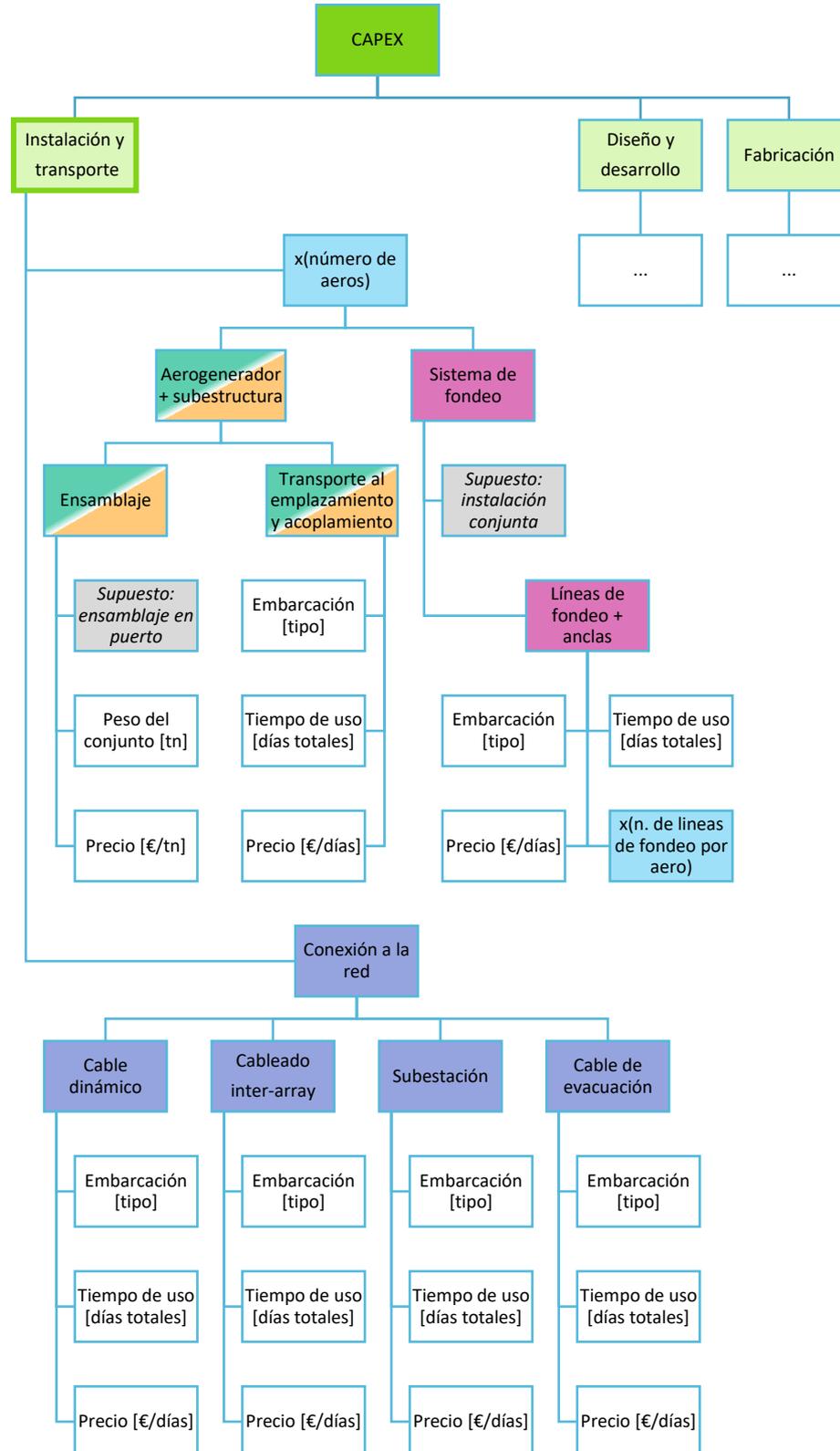


Figura 33: Esquema de la modelización del CAPEX (2/2)

6.1.2 Costes de operación y mantenimiento (OPEX)

En este apartado se van a presentar las ecuaciones que modelizan los costes de O&M. Los costes de operación y mantenimiento (OPEX) se modelizan calculando los costes incurridos por las actividades de operación y las intervenciones de mantenimiento por año, y multiplicándolos por los años de funcionamiento del parque.

$$OPEX = (C_O + C_M) \cdot t_{vida\ útil} \quad (34)$$

Tabla de notación 32: Notación de la ecuación (34)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
<i>OPEX</i>	€	Costes de operación y mantenimiento
<i>C_O</i>	€	Costes de operación anuales
<i>C_M</i>	€	Costes de mantenimiento anuales
<i>t_{vida útil}</i>	años	Vida útil del parque eólico

6.1.2.1 Operación

Los costes de operación se pueden modelizar, de acuerdo con la bibliografía revisada, como un porcentaje del OPEX:

$$C_O = d_O \cdot \frac{OPEX}{t_{vida\ útil}} = \frac{d_O}{1 - d_O} \cdot C_M \quad (35)$$

Tabla de notación 33: Notación de la ecuación (35)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
<i>C_O</i>	€	Costes de operación anuales
<i>d_O</i>	[-]	Porcentaje respecto del OPEX que representan los costes de operación
<i>OPEX</i>	€	Costes de operación y mantenimiento
<i>t_{vida útil}</i>	años	Vida útil del parque eólico
<i>C_M</i>	€	Costes de mantenimiento anuales

6.1.2.2 Mantenimiento

Los costes anuales de mantenimiento se modelizan para los aerogeneradores, las subestructuras, los sistemas de fondeo y el sistema de conexión a la red por separado, de modo que se puede expresar el coste anual de mantenimiento como:

$$C_M = C_{Maero} + C_{Msubestr} + C_{Msistfon} + C_{Mred} \quad (36)$$

Tabla de notación 34: Notación de la ecuación (36)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_M	€	Costes de mantenimiento anuales
C_{Maero}	€	Costes asociados al mantenimiento de los aerogeneradores
$C_{Msubestr}$	€	Costes asociados al mantenimiento de las subestructuras
$C_{Msistfon}$	€	Costes asociados al mantenimiento de los sistemas de fondeo
C_{Mred}	€	Costes asociados al mantenimiento del sistema de conexión a la red

Los costes asociados al mantenimiento de los 4 elementos principales del parque se modelizan en función de la frecuencia de las intervenciones:

$$C_{Maero} = N \cdot \sum_i^{\text{aerogenerador}} f_i \cdot C_{Mi} \quad (37)$$

$$C_{Msubestr} = N \cdot \sum_i^{\text{subestructura}} f_i \cdot C_{Mi} \quad (38)$$

$$C_{Msistfon} = N \cdot \sum_i^{\text{sist. fondeo}} f_i \cdot C_{Mi} \quad (39)$$

$$C_{Mred} = \sum_i^{\text{sist. conexión red}} f_i \cdot C_{Mi} \quad (40)$$

Tabla de notación 35: Notación de las ecuaciones (37), (38), (39) y (40)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{Maero}	€	Costes asociados al mantenimiento de los aerogeneradores
$C_{Msubestr}$	€	Costes asociados al mantenimiento de las subestructuras
$C_{Msistfon}$	€	Costes asociados al mantenimiento de los sistemas de fondeo
C_{Mred}	€	Costes asociados al mantenimiento del sistema de conexión a la red
N	[-]	Número de aerogeneradores en el parque
f_i	/año	Frecuencia anual de la intervención o fallo

Las intervenciones se modelizan definiendo las actividades principales de mantenimiento para cada elemento (aerogeneradores, subestructuras, sistemas de fondeo, y sistema de conexión a la red) e introduciendo la siguiente información para cada una:

- Tipo de mantenimiento: preventivo o correctivo
- Frecuencia: intervenciones o fallos por año
- Personal necesario: número de operarios

- Embarcaciones necesarias para llevar a cabo la intervención
- Duración de la intervención (sin incluir el desplazamiento)
- Coste material de la reparación en caso de que sea aplicable en el mantenimiento correctivo
- El downtime o tiempo inactividad incurrido por la intervención o el fallo

El coste de cada intervención se define como el coste de las embarcaciones más el coste de la mano de obra durante la duración total de la intervención más el coste material de la reparación:

$$C_{Mi} = C_{embarcaciones} \cdot t_M + C_{mo} \cdot t_M + C_{mat} \quad (41)$$

Tabla de notación 36: Notación de la ecuación (41)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{Mi}	€	Coste de una intervención de mantenimiento
$C_{embarcaciones}$	€/h	Coste diario de todas las embarcaciones utilizadas en la intervención
t_M	h	Duración total de la intervención en días
C_{mo}	€/h	Coste total diario de la mano de obra para la intervención
C_{mat}	€	Coste material de la reparación

El coste de las embarcaciones es la suma del coste diario de las embarcaciones utilizadas durante la intervención:

$$C_{embarcaciones} = \sum C_{iembarcaciones} \quad (42)$$

Tabla de notación 37: Notación de la ecuación (42)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$C_{embarcaciones}$	€/h	Coste diario de todas las embarcaciones utilizadas en la intervención
$C_{iembarcaciones}$	€/h	Coste diario por tipo de embarcación de mantenimiento

La duración total de la intervención incluye la duración de la intervención más el transporte entre el puerto de O&M y el lugar del fallo. La duración del transporte se calcula en función de la velocidad de la embarcación utilizada, y en el caso de que se utilice más de un tipo de embarcación se tomará la velocidad de la más lenta.

$$t_M = t_{int} + \frac{dist_{OM}}{v_{embarcación}} \quad (43)$$

Tabla de notación 38: Notación de la ecuación (43)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
t_M	h	Duración total de la intervención en días
t_{int}	h	Duración de la intervención en horas
$dist_{OM}$	m	Distancia entre el emplazamiento y el puerto de operación y mantenimiento
$v_{embarcación}$	m/h	Velocidad de la embarcación utilizada más lenta

El coste de la mano de obra se modeliza:

$$C_{mo} = n_{operarios} \cdot c_{mo} \quad (44)$$

Tabla de notación 39: Notación de la ecuación (4439)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
C_{mo}	€/h	Coste total diario de la mano de obra para la intervención
$n_{operarios}$	[-]	Número de operarios necesarios para la operación
c_{mo}	€/h	Sueldo horario de los operarios

El downtime o tiempo de inactividad tendrá aplicación en el cálculo de la producción anual de energía, pero se modelizará en este apartado porque depende de las intervenciones de mantenimiento. El tiempo de inactividad para mantenimiento preventivo será igual a la duración de la intervención, mientras que para el mantenimiento correctivo será la duración de la intervención más la duración del tiempo de espera medio hasta una ventana de buenas condiciones.

$$Downtime = \begin{cases} t_M & \text{Si mant. preventivo} \\ t_M + \text{accesibilidad} & \text{Si mant. correctivo} \end{cases} \quad (45)$$

Tabla de notación 40: Notación de la ecuación (45)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$Downtime$	h	Tiempo de inactividad por intervención
t_M	h	Duración total de la intervención en días
$accesibilidad$	h	Tiempo de espera a la ventana de buen tiempo

6.1.2.2.1 Esquema de la modelización de los costes de transporte e instalación

En la Figura 34 se muestra un esquema del modelo propuesto en la sección 6.1.2, relativo a los costes de operación y mantenimiento, del apartado 6.1 *Modelización de los costes*.

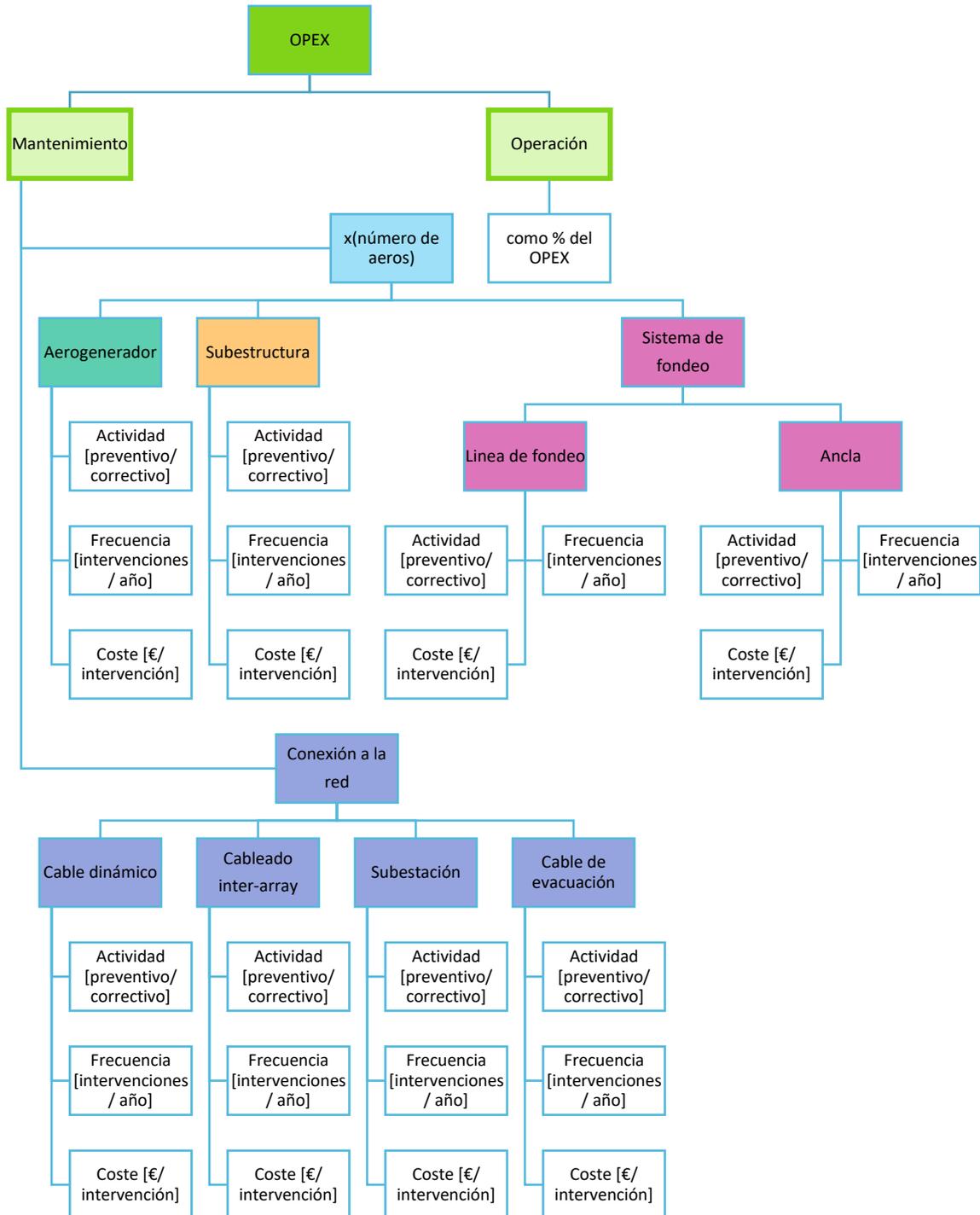


Figura 34: Esquema de la modelización del OPEX

6.1.3 Costes asociados al desmantelamiento (DECEX)

Los costes asociados al desmantelamiento se pueden modelizar como un porcentaje de los costes de instalación para cada componente. Se dividirá el coste de desmantelamiento entre los conjuntos aerogenerador – subestructura, los sistemas de fondeo y el sistema de conexión a la red:

$$DECEX = DECEX_{aero} + DECEX_{sistfon} + DECEX_{red} \quad (46)$$

$$DECEX = \sum dec_i \cdot C_{Tii} \quad (47)$$

Tabla de notación 41: Notación de las ecuaciones (46) y (47)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
<i>DECEX</i>	€	Costes asociados al desmantelamiento
<i>DECEX_{aero}</i>	€	Costes asociados al desmantelamiento de los conjuntos aerogenerador + subestructura
<i>DECEX_{sistfon}</i>	€	Costes asociados al desmantelamiento de los sistemas de fondeo
<i>DECEX_{red}</i>	€	Costes asociados al desmantelamiento del sistema de conexión a la red
<i>dec_i</i>	[-]	Porcentaje respecto del coste de instalación que representan los costes del desmantelamiento de cada componente
<i>C_{Tii}</i>	€	Costes asociados a la transporte e instalación de cada componente

6.1.3.1 Aerogeneradores + subestructuras

El coste de desmantelamiento de los conjuntos aerogenerador – subestructura será igual al porcentaje asignado sobre el coste de instalación de un conjunto por el número de aerogeneradores del parque.

$$DECEX_{aero} = N \cdot dec_{aero} \cdot C_{Tlaero} \quad (48)$$

Tabla de notación 42: Notación de la ecuación (48)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
<i>DECEX_{aero}</i>	€	Costes asociados al desmantelamiento de los conjuntos aerogenerador + subestructura
<i>N</i>	[-]	Número de aerogeneradores en el parque
<i>dec_{aero}</i>	[-]	Porcentaje respecto del coste de instalación que representan los costes del desmantelamiento de un conjunto aerogenerador + subestructura
<i>C_{Tlaero}</i>	€	Costes asociados a la transporte e instalación de un conjunto aerogenerador + subestructura

6.1.3.2 Sistema de fondeo

El coste de desmantelamiento de los sistemas de fondeo se modeliza de la misma forma que para los conjuntos aerogenerador – subestructura: será igual al porcentaje asignado sobre el coste de instalación de un sistema por el número de aerogeneradores del parque.

$$DECEX_{sistfon} = N \cdot dec_{sistfon} \cdot C_{TIsistfon} \quad (49)$$

Tabla de notación 43: Notación de la ecuación (49)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$DECEX_{sistfon}$	€	Costes asociados al desmantelamiento de los sistemas de fondeo
N	[-]	Número de aerogeneradores en el parque
$dec_{sistfon}$	[-]	Porcentaje respecto del coste de instalación que representan los costes del desmantelamiento de un sistema de fondeo
$C_{TIsistfon}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación de un sistema de fondeo

6.1.3.3 Conexión a la red

El coste de desmantelamiento del sistema de conexión a la red se va a calcular por separado para la subestación y para el cableado, ya que dependiendo de la estrategia seguida en cuanto a la retirada de cables su coste de desmantelamiento sobre el coste de instalación diferirá mucho. Por lo tanto se modeliza de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 DECEX_{red} = & dec_{subestacion} \cdot C_{TIsubestacion} \\
 & + dec_{cableado} (C_{TI_{din}} + C_{TI_{array}} + C_{TI_{export}})
 \end{aligned}
 \quad (50)$$

Tabla de notación 44: Notación de la ecuación (50)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
$DECEX_{red}$	€	Costes asociados al desmantelamiento del sistema de conexión a la red
$dec_{subestacion}$	[-]	Porcentaje respecto del coste de instalación que representan los costes del desmantelamiento de la subestación
$dec_{cableado}$	[-]	Porcentaje respecto del coste de instalación que representan los costes del desmantelamiento del cableado
$C_{TIsubestacion}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación de la subestación
$C_{TI_{din}}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cableado dinámico
$C_{TI_{array}}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cableado inter-array
$C_{TI_{export}}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cable de evacuación

6.2 MODELIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La producción anual de energía es igual a la producción anual teórica, que se corresponde con la producción posible si el parque está en funcionamiento durante todo el año sin interrupciones, por el factor de carga neto. El FCN representa por tanto la proporción de energía aprovechable para un parque concreto.

$$AEP = AEP_t \cdot FCN \quad (51)$$

(en este apartado solamente se incluye una tabla de notación al final del desarrollo matemático)

El factor de carga neto es función del factor de carga bruto (FCB), de las pérdidas y de la disponibilidad [61].

El factor de carga bruto representa la proporción de energía que está realmente disponible en un emplazamiento en concreto respecto de la energía teórica disponible (la cual es igual a la producción anual teórica). El FCB depende por lo tanto del clima y de las características meteoceánicas en el emplazamiento. Además del FCB, se producen pérdidas energéticas durante el funcionamiento del parque, por lo que han de ser contabilizadas para poder estimar la producción energética real. También hay que tener en cuenta la disponibilidad del parque, ya que debido a fallos o intervenciones de mantenimiento habrá periodos en los que el parque no produzca energía a su máxima capacidad.

$$FCN = FCB \cdot Disponibilidad \cdot \prod (1 - Pérdidas) \quad (52)$$

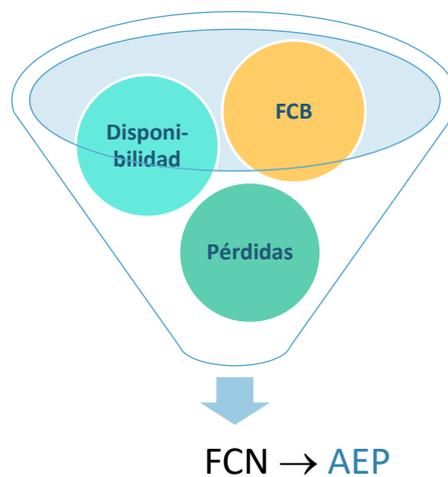


Figura 35: Producción anual de energía

Las pérdidas se pueden dividir entre pérdidas eléctricas, pérdidas aerodinámicas del array y otras pérdidas. Las pérdidas eléctricas son las pérdidas óhmicas disipadas en forma de calor en el cableado, tanto dinámico como el de evacuación, y en la subestación [54]. Las pérdidas aerodinámicas son las incurridas por el efecto estela y el efecto parque, además de la interacción con la turbulencia de la capa límite atmosférica. Las otras pérdidas incluyen las pérdidas por histéresis, por la degradación de la curva de potencia y la disminución del rendimiento energético.

La disponibilidad es función del downtime incurrido por cada intervención o fallo. La modelización del downtime se ha presentado en la sección 6.1.2.2 del apartado 6.1.2 *Costes de operación y mantenimiento (OPEX)*. Se modeliza como el % de tiempo anual que se encuentra el parque en inactividad. Se modeliza de la siguiente manera:

$$Disponibilidad = 1 - \frac{\sum \text{Downtime} \cdot f_i}{8760 \text{ h/año}} \quad (53)$$

Se ha de realizar una diferenciación entre el tiempo de inactividad incurrido por fallos en los aerogeneradores, subestructuras o sistemas de fondeo, y por fallos en el sistema de conexión a la red. Los fallos en un aerogenerador, por ejemplo, afectan únicamente a la producción energética de ese aerogenerador en concreto, mientras que fallos en la subestación (por ejemplo), afectan a la producción energética del parque globalmente.

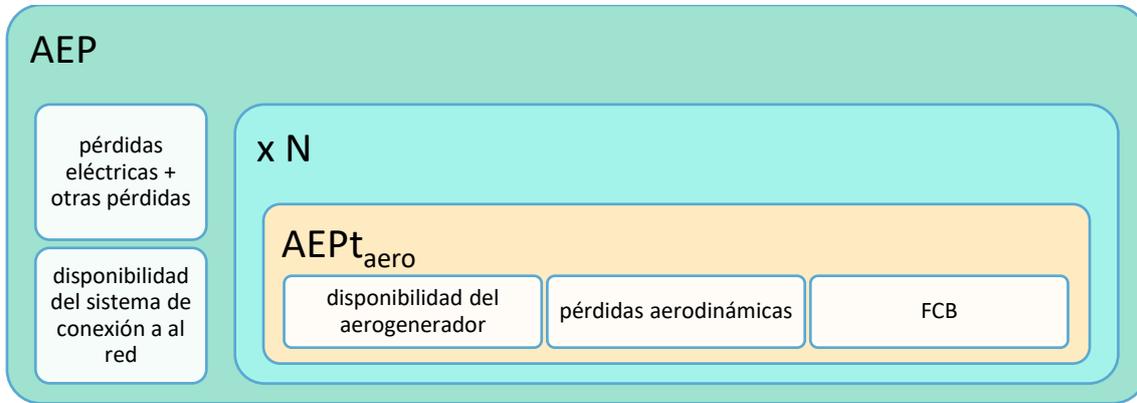


Figura 36: Esquema de la modelización de la producción energética anual

Teniendo en cuenta todo lo anterior, para modelizar la producción energética anual en el parque se modeliza siguiendo el razonamiento a continuación (representado en la Figura 36):

- La producción energética anual se define como:

$$AEP = AEP_t \cdot FCN = AEP_t \cdot FCB \cdot \prod (1 - Pérdidas) \cdot Disponibilidad \quad (54)$$

- La producción energética anual para un aerogenerador, teniendo en cuenta las pérdidas aerodinámicas, y la disponibilidad del aerogenerador es:

$$AEP_{aero} = AEP_{t_{aero}} \cdot FCB \cdot (1 - pp_{aerodin}) \cdot disp_{aero} \quad (55)$$

- La producción energética anual para el parque eólico se puede expresar como la producción energética anual por aerogenerador por el número de aerogeneradores, pero teniendo en cuenta esta vez las pérdidas eléctricas en la red y otras pérdidas del parque, y la disponibilidad de la red:

$$AEP = N \cdot \underbrace{AEP_{aero}}_{(AEP_{t_{aero}} \cdot FCB \cdot (1 - pp_{aero)} \cdot disp_{aero})} \cdot (1 - pp_{red})(1 - pp_{otras}) \cdot disp_{red} \quad (56)$$

$$AEP = N \cdot (AEP_{t_{aero}} \cdot FCB \cdot (1 - pp_{aero}) \cdot disp_{aero}) \cdot (1 - pp_{red})(1 - pp_{otras}) \cdot disp_{red} \quad (57)$$

- Reordenando tendríamos:

$$AEP = N \cdot AEP_{t_{aero}} \cdot FCB \cdot (1 - pp_{aero})(1 - pp_{red})(1 - pp_{otras}) \cdot disp_{aero} \cdot disp_{red} \quad (58)$$

dónde:

$$disp_{aero} = \left(1 - \frac{\sum f_i \cdot Downtime_{aero}}{8760} \right) \quad (59)$$

$$disp_{red} = \left(1 - \frac{\sum f_i \cdot Downtime_{red}}{8760}\right) \quad (60)$$

Las pérdidas totales se contabilizan como:

$$\prod (1 - Pérdidas) = (1 - pp_{aero})(1 - pp_{red})(1 - pp_{otras}) \quad (61)$$

Y la disponibilidad del parque es:

$$Disponibilidad = disp_{aero} \cdot disp_{red} \quad (62)$$

$$Disponibilidad = \left(1 - \frac{\sum f_i \cdot Downtime_{aero}}{8760}\right) \cdot \left(1 - \frac{\sum f_i \cdot Downtime_{red}}{8760}\right) \quad (63)$$

Tabla de notación 45: Notación de las ecuaciones (51) a la (63)

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
<i>AEP</i>	MWh/año	Producción anual de energía
<i>AEP_t</i>	MWh/año	Producción anual de energía teórica
<i>FCN</i>	[-]	Factor de carga neto
<i>FCB</i>	[-]	Factor de carga bruto
<i>Disponibilidad</i>	[-]	Disponibilidad del parque
<i>Pérdidas</i>	[-]	Pérdidas energéticas en el parque
<i>Downtime</i>	h	Tiempo de inactividad por intervención
<i>f_i</i>	/año	Frecuencia anual de la intervención o fallo
<i>AEP_{aero}</i>	MWh/año	Producción anual de energía por aerogenerador
<i>AEP_{t,aero}</i>	MWh/año	Producción anual de energía teórica por aerogenerador
<i>pp_{aerodin}</i>	[-]	Pérdidas aerodinámicas
<i>disp_{aero}</i>	[-]	Disponibilidad de un aerogenerador
<i>N</i>	[-]	Número de aerogeneradores en el parque
<i>pp_{red}</i>	[-]	Pérdidas eléctricas
<i>pp_{otras}</i>	[-]	Otras pérdidas
<i>disp_{red}</i>	[-]	Disponibilidad del sistema de conexión a la red
<i>Downtime_{aero}</i>	h	Downtime incurrido por intervenciones relativas a aerogeneradores, subestructuras o sistemas de fondeo
<i>Downtime_{red}</i>	h	Downtime incurrido por intervenciones relativas al sistema de conexión a la red

7 DEFINICIÓN DEL PARQUE EÓLICO BASE

En este capítulo se define el parque eólico base como caso de referencia aportando toda la información necesaria para poder asignar valores a las variables definidas en la metodología de modelización de costes y cálculo del LCOE.

7.1 DATOS GENERALES DEL PARQUE EÓLICO BASE

Se considera un parque eólico base de 500 MW, con 50 aerogeneradores de 10 MW. Las características generales con las siguientes:

Tabla 11: Datos generales del parque eólico base

Características generales	Número de aerogeneradores	50
	Potencia de un aerogenerador	10 MW
	Potencia total del parque eólico flotante	500 MW
Localización	Profundidad media en el emplazamiento	70 m
	Distancia del emplazamiento a la costa	40 km
	Distancia del emplazamiento al puerto de fabricación	40 km
	Distancia del emplazamiento al puerto de O&M	40 km

7.2 DATOS GENERALES SOBRE LA FABRICACIÓN

7.2.1 Diseño y desarrollo

Para proyectos de base fija de media se considera que un 5,7% del CAPEX se destina al diseño y desarrollo del proyecto [49]. El European Technology & Innovation Platform in Wind Energy propone en 2020 [5] considerar un 6% del CAPEX para D&D en proyectos de eólica flotante.

7.2.2 Área necesaria para la fabricación

Una parte de los costes de fabricación se estima como el coste del alquiler del área necesaria para la fabricación en puerto. Este coste dependerá de la tasa de ocupación especificada por la autoridad portuaria competente en el puerto de fabricación. La tasa de ocupación también es variable en cada puerto, en función de las condiciones de la concesión. Para puertos españoles, las resoluciones de las concesiones de ocupación se publican en el Boletín Oficial del Estado, y en ellas se especifica la tasa de ocupación para cada caso particular.

En una recopilación de 26 concesiones entre los años 2018 y 2020 en los puertos del área metropolitana de Bilbao, Las Palmas, Fuerteventura, Tarragona, Huelva, Valencia y Gandía, se concluye que la tasa mensual de ocupación por metro cuadrado puede variar desde 0,08 € hasta los 2,11 € (ver Figura 37). En este estudio se va a tomar como referencia el valor medio de las tasas de ocupación fijadas por la Autoridad Portuaria de Bilbao en las concesiones de la recopilación.

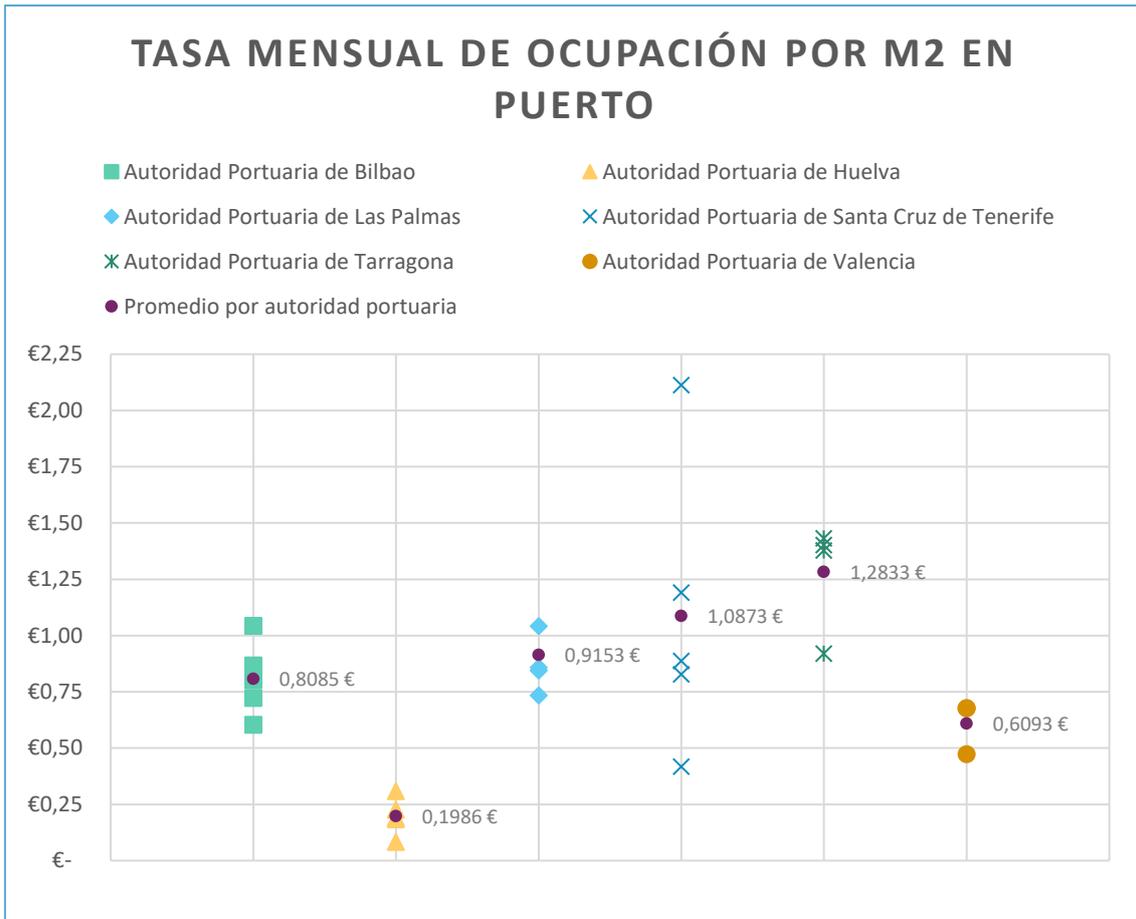


Figura 37: Tasa mensual de ocupación por metro cuadrado en la recopilación de 26 concesiones entre los años 2018 y 2020 en diferentes puertos

Teniendo en cuenta las dimensiones el parque eólico base para la estimación del área necesaria para la fabricación en puerto y la duración del arrendamiento [62] y que la tasa mensual de ocupación se va a suponer de 0,8085 €/m2mes, los datos necesarios para estimar el coste del área en el puerto de fabricación son:

Tabla 12: Datos sobre el área necesaria para la fabricación

Área	Área en puerto necesaria para la fabricación	64.000 m2
Alquiler	Tiempo de fabricación en puerto	20 meses
	Tasa mensual de ocupación por metro cuadrado	0,8085 €

7.2.3 Embarcaciones necesarias para el transporte y la instalación

Las embarcaciones utilizadas durante el transporte y la instalación de los componentes principales del parque son el buque remolcador, la barcaza, el buque AHTS, el barco cablero, el barco grúa y el buque tipo jack-up. En la Tabla 13 se recogen los precios diarios de estos buques según algunas fuentes de referencia, y en la Figura 38 se grafican estos datos.

Tabla 13: Coste diario de las embarcaciones necesarias para el transporte y la instalación según diferentes fuentes

	Remolcador	Barcaza	AHTS	Cablero	Barco grúa	Buque jack-up
LIFES50+,2017 [62]	8.000 €		80.000 €	150.000 €		
Castro-Santos, 2013 [15]	22.502 €	35.000 €	54.516 €	$\frac{615.531 \text{ €}}{143.752 \text{ €}}$	811.866 €	116.000 €
Myhr et al., 2014 [47]	16.000 €	45.000 €	81.000 €		431.000 €	161.000 €
	17.000 €	55.000 €	91.000 €	316.666 €	531.000 €	196.000 €
	18.000 €	65.000 €	101.000 €		631.000 €	231.000 €

En la gráfica a continuación se muestran los datos recogidos en la tabla anterior.

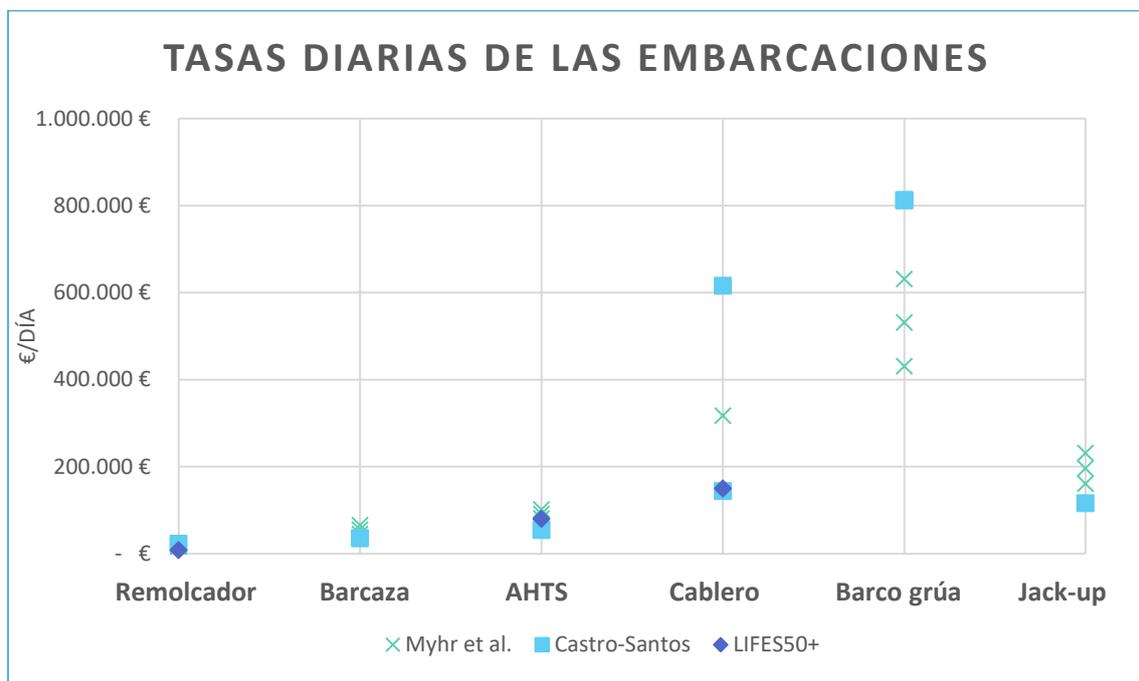


Figura 38: Coste diario de las embarcaciones necesarias para el transporte y la instalación según diferentes fuentes

Los costes diarios considerados en este trabajo, y basados en la información de la Tabla 13 son los recogidos en la Tabla 14.

Tabla 14: Costes diarios de las embarcaciones necesarias para el transporte y la instalación considerados en este estudio

Coste diario de las embarcaciones de transporte e instalación	Buque remolcador	17.000 €/día
	Barcaza	35.000 €/día
	AHTS	91.000 €/día
	Cablero	316.666 €/día
	Barco grúa	531.000 €/día
	Buque jack-up	196.000 €/día

7.3 DATOS GENERALES SOBRE LAS ACTIVIDADES DE O&M

Los costes de operación y mantenimiento se dividen en costes relativos a la operación del parque eólico a lo largo de su vida útil y los costes relativos al mantenimiento del parque a lo largo del mismo periodo.

Los costes de operación se estiman como un porcentaje de los costes de operación y mantenimiento y, según [56], pueden representar entre el 2,5% y el 5,4% del OPEX en parques eólicos offshore. En el caso de estudio será del 5%.

En cuanto al mantenimiento, habrá que definir las actividades principales de mantenimiento para cada elemento incluyendo la siguiente información:

- Tipo de mantenimiento: preventivo o correctivo
- Frecuencia: intervenciones por año
- Personal necesario: número de operarios
- Embarcaciones necesarias para llevar a cabo la intervención
- Duración de la intervención (sin incluir el desplazamiento)
- Coste material de la reparación en caso de que sea aplicable en el mantenimiento correctivo

En la Tabla 15 se muestra un ejemplo de cómo se definen las actividades de mantenimiento:

Tabla 15: Ejemplo de tabla de definición de actividades de mantenimiento

		Frecuencia anual	Operarios	Buques	Duración (intervención) [h]	Coste material
P	Ejemplo 1	x	x	x	x	x
	Ejemplo 1	x	x	x	x	x
C	Ejemplo 1	x	x	x	x	x
	Ejemplo 1	x	x	x	x	x

El coste de la mano de obra se fija en 160 €/h para operaciones en mar abierto [15]. Las embarcaciones utilizadas pueden ser embarcaciones de trabajo, embarcaciones de gran envergadura o helicópteros. Las embarcaciones de gran envergadura se utilizarán en las operaciones de mantenimiento correctivo sobre grandes componentes.

Tabla 16: Coste diario de los recursos necesarios para el mantenimiento ([47] y [15])

Mano de obra	Sueldo de los operarios	160 €/h
Coste diario de las embarcaciones	Embarcación de trabajo (ET)	11.955 €/día
	Embarcación de gran envergadura (EMGE)	246.900 €/día
	Helicóptero (H)	12.157 €/día
Velocidad de las embarcaciones	Embarcación de trabajo (ET)	6,17 m/s
	Embarcación de gran envergadura (EMGE)	3,14 m/s
	Helicóptero (H)	70,48 m/s

El tiempo de espera medio hasta una ventana de buenas condiciones se va a fijar en 72 h para el caso de estudio.

7.4 DATOS GENERALES SOBRE EL DESMANTELAMIENTO

El coste de desmantelamiento se va a definir como la suma de los costes de desmantelamiento de los componentes principales. Según [47], el coste del desmantelamiento por componente principal se puede representar en función del coste de instalación de cada componente.

Tabla 17: Costes de desmantelamiento de los componentes principales sobre su coste de instalación [47]

		% sobre el coste de instalación
Desmantelamiento	Conjunto aerogenerador – subestructura	70%
	Sistema de fondeo	90%
	Cableado	10%
	Subestación	90%

7.5 DATOS PARTICULARES DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES

7.5.1 Aerogeneradores

7.5.1.1 Información general

El aerogenerador de referencia es el DTU 10MW RWT [63], exceptuando el peso del rotor, que tal y como indica el propio DTU “no se espera una reducción significativa del peso del rotor en comparación modelos extrapolados existentes”. En la Figura 39 se recogen los datos del peso del rotor para diferentes aerogeneradores del mercado (adaptado de [64] y [63]). El modelo extrapolado de NREL de una turbina de 5MW tiene un peso de 311 t [63], un tanto superior al modelo ligero propuesto por DTU.

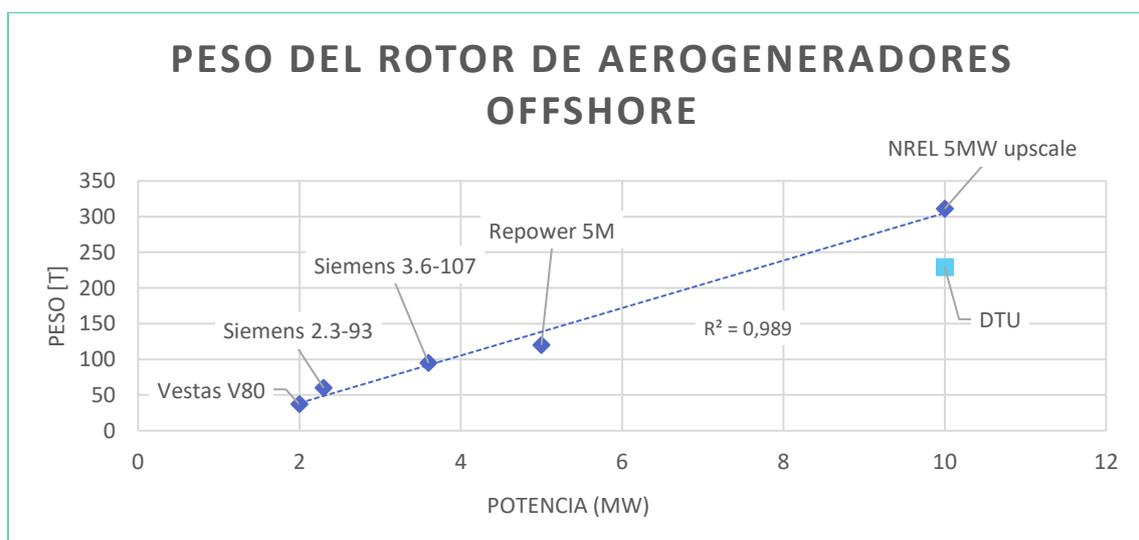


Figura 39: Peso del rotor de aerogeneradores de diferentes potencias

Las características del aerogenerador que se van a considerar son:

Tabla 18: Características generales del aerogenerador para el caso de estudio

Características generales	Potencia	10 MW
	Número de palas	3
	Radio del rotor	178.3 m
	Peso del rotor	331 t
	Altura del buje	119 m
	Peso de la torre	628 t

7.5.1.2 Fabricación

En cuanto a la fabricación, se divide entre el coste de la góndola, el rotor, la torre y los elementos auxiliares. El coste de la góndola por MW para la turbina de 10 MW de DTU es estimado por NREL en [65] para diferentes tipos de generadores. El coste medio estimado por NREL es de 699049 €/MW para la góndola.

Tanto el coste de fabricación del rotor como de la torre se calcula mediante el coste por unidad de masa de la fabricación de los elementos, que se puede considerar de 1800 €/t [62].

El coste de los elementos auxiliares se define como un % del coste total del aerogenerador, y se estima en un 10%.

Tabla 19: Costes relativos a la fabricación del aerogenerador para el caso de estudio

Coste de fabricación	Góndola	700.000 €/MW
	Rotor	1.800 €/t
	Torre	1.800 €/t
	Elementos auxiliares (sobre el coste de fabricación)	10%

7.5.1.3 Transporte e instalación

El aerogenerador se monta sobre la subestructura antes de ser transportado al emplazamiento, por lo que esta sección se desarrolla en el subpartado de *Transporte e instalación* de la sección *Subestructura*.

7.5.1.4 Mantenimiento

La información sobre el mantenimiento del aerogenerador se ha recogido de [15] y [54]. El mantenimiento preventivo del aerogenerador incluye un mantenimiento anual y un mantenimiento cada 10 años de funcionamiento. El mantenimiento correctivo incluye las intervenciones necesarias por fallos en diferentes componentes del aerogenerador, siendo las intervenciones sobre las palas, el rotor, los cojinetes y el generador las que requieren embarcaciones de gran envergadura.

Tabla 20: Mantenimiento del aerogenerador (frecuencias por aerogenerador)

	Frecuencia anual	Operarios	Buques	Duración (intervención) [h]	Coste material
P Mantenimiento anual (inspección rutinaria)	1,00	3	ET	24,0	- €
Campaña de mantenimiento cada 10 años (inspección)	0,10	6	ET x2	48,0	- €
C Palas	0,38	6	EMGE	23,2	133.000 €
Rotor	0,02	6	EMGE	23,2	344.000 €
Cojinetes	0,02	6	EMGE	23,2	60.000 €
Generador	0,01	6	EMGE	23,2	344.000 €
Hidráulica	0,12	3	ET	22,0	9.000 €
Giñada	0,22	4	ET	28,5	159.000 €
Cabeceo	0,28	4	ET	28,5	60.000 €
Freno mecánico	0,05	4	ET	28,5	15.000 €
Sistema eléctrico	0,06	2	ET	13,0	9.000 €
Inversor	0,32	4	ET	28,5	- €
Hardware	0,25	3	ET	22,0	400 €
Sistema de control	1,8	3	ET	28,5	- €

7.5.2 Subestructura

7.5.2.1 Información general

El peso de la subestructura se puede estimar según el tipo de subestructura. Dependerá de la potencia del aerogenerador y del diseño, pero a modo de estimación con la información recogida en [47] el peso para cada tipo de subestructura se puede considerar:

Tabla 21: Peso por tipo de subestructura

Peso por tipo de subestructura	TLP	460 t
	SPAR	1.400 t
	SEMISUMERGIBLE	2.500 t

Para el caso de estudio:

Tabla 22: Datos generales de la subestructura para el caso de estudio

Datos generales	Tipo de subestructura	Semisumergible
	Peso	2.500 t

7.5.2.2 Fabricación

El coste de la fabricación de la subestructura se va a dividir entre el coste de la estructura como tal más el coste de los elementos auxiliares. Al igual que en el caso del coste de fabricación de los aerogeneradores, el coste de los elementos auxiliares se define como un % del coste total de la subestructura, y se estima en un 5%.

El coste de la estructura por unidad de masa, según la información recogida en [47], se puede considerar:

Tabla 23: Coste de fabricación por unidad de masa para los diferentes tipos de subestructuras

Coste de fabricación por tipo de subestructura	TLP	2.230 €/t
	SPAR	2.350 €/t
	SEMISUMERGIBLE	3.000 €/t

Cabe mencionar que el coste de fabricación debe incluir el coste del lastre de la subestructura flotante. En el caso de un lastre de hormigón su coste será considerable, pero si el lastre es de agua su coste se reduce a un conjunto de bombas cuyo coste se incluye dentro de los costes auxiliares.

En este proyecto, la subestructura es de tipo semisumergible, y el coste de fabricación por unidad de masa se va a considerar de 4250 €/t [62], que aunque es superior al recogido en [47] como valor orientativo se considera válido para el caso de estudio. El valor indicado en [62] incluye el coste del material, su corte, doblado y soldado, y el coste de los recubrimientos anticorrosión y los ánodos de sacrificio. También se considera un lastre se agua por lo que no hay que tener en cuenta un coste extra.

Tabla 24: Costes relativos a la fabricación de la subestructura para el caso de estudio

Coste de fabricación	Coste de fabricación	4.250 €/t
	Elementos auxiliares (sobre el coste de fabricación)	5%

7.5.2.3 Transporte e instalación

La estrategia de transporte e instalación seguida para el conjunto del aerogenerador y la subestructura es un ensamblaje de los dos componentes en el puerto y su traslado posterior al emplazamiento remolcado, como se muestra en la Figura 40. El coste por tanto se divide entre el coste de ensamblaje y coste de transporte del conjunto.

El coste del ensamblaje, siguiendo esta estrategia, se recoge en [47] para diferentes subestructuras. Con esta información el coste del ensamblaje por unidad de masa para los diferentes tipos de subestructuras se recoge en la Tabla 25.

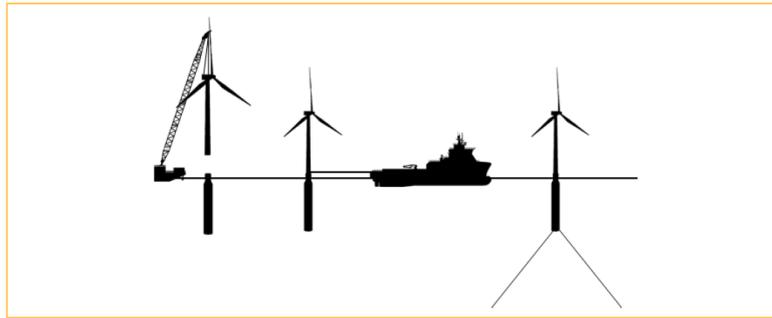


Figura 40: Diagrama de la estrategia de transporte e instalación del conjunto aerogenerador – subestructura [54]

Tabla 25: Coste del ensamblaje por unidad de masa para los diferentes tipos de subestructuras

Coste del ensamblaje por tipo de subestructura	TLP	752 €/t
	SPAR	364 €/t
	SEMISUMERGIBLE	208 €/t

Para el transporte del conjunto es necesario un AHTS y dos remolcadores [47], y la duración de esta maniobra dura 200h por aero según [62].

Tabla 26: Coste de transporte e instalación del conjunto aerogenerador- subestructura para el caso de estudio

Ensamblaje	Ensamblaje del conjunto aerogenerador - subestructura	208 €/t
Embarcaciones	AHTS	x1 – 11 días
	Remolcador	x2 – 11 días

7.5.2.4 Mantenimiento

La información sobre el mantenimiento de la subestructura se ha recogido de [15], [56] y [54]. El mantenimiento preventivo de la subestructura incluye inspecciones estructurales y actividades relacionadas con la limpieza de fouling, el control de la corrosión y el repintado de la estructura. El mantenimiento correctivo incluye las intervenciones necesarias por fallos estructurales tanto mayores como menores.

Tabla 27: Mantenimiento de la subestructura (frecuencias por aerogenerador)

		Frecuencia anual	Operarios	Buques	Duración (intervención) [h]	Coste material
P	Inspecciones estructurales	1	3	ET	35,0	- €
	Limpieza de fouling, control de corrosión, repintado	1	3	ET	10,0	- €
C	Fallo estructural mayor	0,0004	6	EMGE	720,0	- €
	Fallo estructural menor	1,6	3	ET	10,0	- €

7.5.3 Sistema de fondeo

7.5.3.1 Información general

El sistema de fondeo que se va a considerar es la combinación entre catenarias y anclas de arrastre. La longitud de las líneas de fondeo dependerá de varios factores, entre los cuales se encuentran la profundidad en el emplazamiento, la potencia del aerogenerador y las características oceánicas. La longitud de una línea de fondeo y su peso se relacionan mediante la densidad, que para cadenas de acero se puede considerar de 115,52 kg/m [62].

El peso de un ancla de arrastre depende, en gran medida, de las características del fondo marino, por lo que su valor variará dentro de un rango de peso. Normalmente varía entre las 12 y las 24 toneladas.

Para el caso de estudio se va a considerar que cada sistema de fondeo está compuesto por 3 líneas de 500 m y 3 anclas (un ancla por cada línea de fondeo).

Tabla 28: Datos generales del sistema de fondeo para el caso de estudio

Datos generales	Número de líneas de fondeo por aerogenerador	3
	Número de anclas por aerogenerador	3
	Tipo línea de fondeo	Catenaria (cadena)
	Tipo de ancla	Arrastre
	Longitud de una línea de fondeo	500 m
	Peso de una línea de fondeo	57,76 t
	Peso de un ancla	15 t

7.5.3.2 Fabricación

El coste de la fabricación por tonelada de una cadena según tres fuentes de referencia se recoge en la siguiente tabla:

Tabla 29: Coste de fabricación por tonelada de una cadena según [62], [15] y [47]

Coste de fabricación	LIFES50+, 2017 [62]	2.160 €/t
	Castro-Santos, 2013 [15]	2.540 €/t
	Myhr et al., 2014 [47]	2.000 €/t

En cuanto al coste de fabricación de un ancla de arrastre por tonelada, según las mismas tres fuentes de referencia:

Tabla 30: Coste de fabricación por tonelada de un ancla de arrastre según [62], [15] y [47].

Coste de fabricación	LIFES50+, 2017 [62]	3.600 €/t
	Castro-Santos, 2013 [15]	2.000 €/t
	Myhr et al., 2014 [47]	6.700 €/t

El coste de fabricación de un ancla por unidad de masa varía significativamente según la fuente consultada. En este estudio se considerará el coste medio, que es de 4100 €/t.

Tabla 31: Coste de fabricación del sistema de fondeo para el caso de estudio

Coste de fabricación	Cadena	2.540 €/t
	Ancla de arrastre	4.100 €/t

7.5.3.3 Mantenimiento

La información sobre el mantenimiento del sistema de fondeo se ha recogido de [15], [54] y [66]. El mantenimiento preventivo de la subestructura incluye una inspección submarina. El mantenimiento correctivo incluye las intervenciones necesarias por desgaste de los conectores o de las anclas, y por fallos mecánicos en las cadenas.

Tabla 32: Mantenimiento del sistema de fondeo (frecuencias por aerogenerador)

	Frecuencia anual	Operarios	Buques	Duración (intervención) [h]	Coste material
P Inspección submarina	1	3	ET	35,0	- €
C Desgaste del conector o ancla	0,1667	4	ET	28,5	- €
Fallo mecánico en la cadena	0,0045	4	ET	28,5	- €

7.5.4 Conexión a la red

7.5.4.1 Información general

En este estudio se trabaja bajo el supuesto que el cableado inter-array está compuesto en su totalidad por cables dinámicos. El cableado dinámico es, normalmente, de media tensión (66 kV) [5], y el cable de evacuación es de alta tensión (de 132 kV a 220 kV) [11]. Teniendo en cuenta el número de aerogeneradores del parque, se estima que la longitud total del cableado dinámico es de 155 km [62], y la longitud del cable de evacuación se considera la misma que la distancia a la costa del emplazamiento. En cuanto a la subestación, esta será offshore y flotante, de 500 MW.

Tabla 33: Datos generales del sistema de conexión a la red para el caso de estudio

Datos generales	Cableado inter-array	Dinámico
	Voltaje del cableado dinámico	66 kV
	Longitud del cableado dinámico	155 km
	Voltaje del cable de evacuación	220 kV
	Longitud del cable de evacuación	40 km
	Subestación	Flotante offshore

7.5.4.2 Fabricación

El coste de fabricación de los elementos de conexión a la red se define como coste por unidad de longitud para cables y coste por MW para la subestación.

El coste del cableado dinámico según dos fuentes de referencia se recoge en la siguiente tabla:

Tabla 34: Coste de fabricación por unidad de longitud del cableado dinámico según [15] y [47]

Coste de fabricación del cableado dinámico	LIFES50+, 2017 [62] (66 kV, diámetro: 150 mm)	273,41 €/m
	Castro-Santos, 2013 [15] (20 kV, diámetro: 150 mm)	139,60 €/m
	Castro-Santos, 2013 [15] (20 kV, diámetro: 300 mm)	279,20 €/m

En cuanto a la subestación, en [54] se indica que el coste de una subestación para un parque eólico offshore en función de su localización:

Tabla 35: Coste por MW de la adquisición de una subestación [54]

Coste de adquisición de una subestación	Onshore	143.000 €/MW
	Offshore de base fija	286.000 €/MW
	Offshore flotante	323.400 €/MW

El coste del cable de evacuación según dos fuentes de referencia se recoge en la siguiente tabla:

Tabla 36: Coste de fabricación por unidad de longitud del cable de evacuación según [15] y [54]

Coste de fabricación del cable de evacuación	Castro-Santos, 2013 [15] (220 kV, diámetro: 500 mm)	229,22 €/m
	Castro-Santos, 2013 [15] (220 kV, diámetro: 630 mm)	335,49 €/m
	Castro-Santos, 2013 [15] (220 kV, diámetro: 800 mm)	378,49 €/m
	Bjerkseter and Ågotnes, 2013 [54]	354 – 531 €/m

Para el caso de estudio se considerarán los siguientes costes:

Tabla 37: Coste de fabricación del sistema de conexión a la red para el caso de estudio

Costes de fabricación	Cableado dinámico	273,41 €/m
	Subestación	323.400 €/MW
	Cable de evacuación	378,49 €/m

7.5.4.3 Transporte e instalación

La instalación de los cables se realiza mediante un barco cablero, y en [62] se recoge que la instalación del cableado dinámico se realiza a un ritmo de 1700 m/día y la del cable de evacuación a un ritmo de 400 m/día.

En [54] se indica el coste de la instalación de una subestación offshore de 500 MW:

Tabla 38: Coste de instalación de subestaciones offshore [54]

Coste de la instalación de una subestación	Offshore de base fija	23.800.000 €
	Offshore flotante	18.600.000 €

Para el caso de estudio se considerará lo siguiente:

Tabla 39: Coste de instalación del sistema de conexión a la red para el caso de estudio

Embarcaciones	Cablero (cableado dinámico)	x1 – 90,6 días
	Cablero (cable de evacuación)	x1 – 100 días
Subestación	Coste de instalación	18.600.000 €

7.5.4.4 Mantenimiento

La información sobre el mantenimiento del sistema de conexión a la red se ha recogido [15], [54] y [66]. El mantenimiento preventivo incluye la inspección de los cables dinámicos y de la subestación. El mantenimiento correctivo incluye las intervenciones necesarias daños en el cable dinámico y recambios en el mismo, fallos en el transformador y fallos en el cable de evacuación.

Tabla 40: Mantenimiento del sistema de conexión a la red (frecuencias por parque)

	Frecuencia anual	Operarios	Buques	Duración (intervención) [h]	Coste material
P Inspección de los cables dinámicos	1	4	ET	28,5	- €
Inspección de la subestación	1	3	ET	50,0	- €
C Daños en el cable dinámico	*	4	ET	250,0	50.000 €
Fallos en el transformador	0,03	3	ET	4320,0	- €
Fallos en el cable de evacuación	*	4	ET	250,0	50.000 €

* la tasa de fallo anual de los cables es de 0,1 por cada 100 km [54]

7.6 PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA (AEP)

La producción anual de energía es función del factor de carga neto (FCN), que a su vez es función del factor de carga bruto (FCB), de las pérdidas y de la disponibilidad [61].

La producción teórica de energía por MW se expresa en MWh/MW/año, y siempre tiene un valor de 8760, que es igual al número de horas de un año.

El factor de carga bruto se puede asumir de 53% con una variación de $\pm 3\%$ [54], y es dependiente del clima del viento en la localización particular.

Los valores propuestos en [54] para las pérdidas son los siguientes:

Tabla 41: Pérdidas [54]

Pérdidas	Eléctricas	1,8%
	Aerodinámicas	5%-10%
	Otras pérdidas	3%

La disponibilidad del parque está relacionada con el mantenimiento, y se calcula mediante el downtime incurrido por cada intervención o fallo.

7.7 OTROS DATOS RELATIVOS AL CÁLCULO LCOE

En esta sección se van a presentar los datos necesarios para calcular el LCOE según la fórmula presentada en el apartado 5.1 *Coste nivelado de la energía (LCOE)* del capítulo 5 COSTES EN EÓLICA FLOTANTE, exceptuando el CAPEX, OPEX, DECEX y AEP que ya se han presentado en las secciones anteriores de este capítulo 7.

La fórmula del LCOE presentada en el apartado 5.1 es:

$$LCOE = \frac{\sum_{i=-m}^0 \frac{CAPEXi}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^n \frac{OPEXi}{(1+r)^i} + \frac{DECEX_n}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{Ei}{(1+r)^i}} \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{Wh}} \right] \quad (i)$$

Donde parámetros que aún no están definidos son la tasa de descuento (r), vida útil del parque (n) y los años desde que se comienza la fase de D&D hasta que se pone en funcionamiento (m). De definen a continuación.

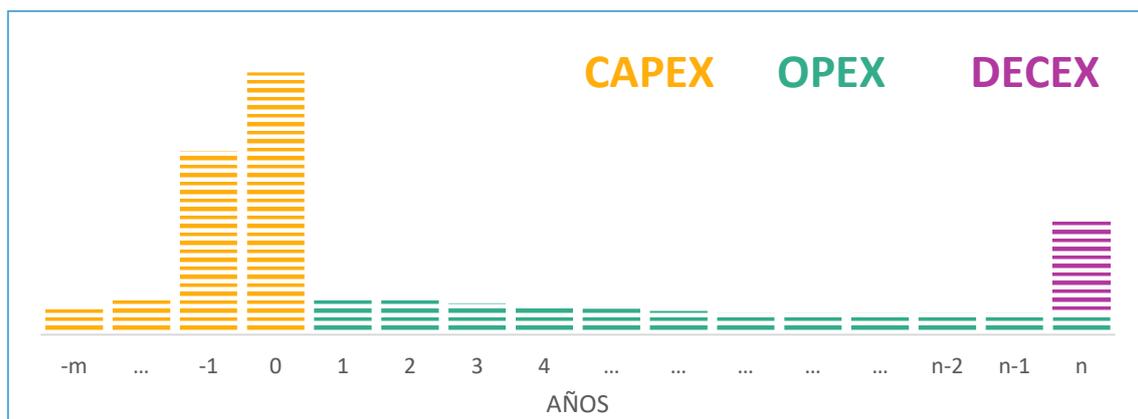


Figura 41: Ejemplo de distribución temporal de los costes

7.7.1 Parámetros temporales

Los parámetros temporales son la vida útil del parque, y los años desde que se comienza la fase de D&D hasta que se pone en funcionamiento, y para que el modelo funcione correctamente, ambos han de ser números enteros. En la Figura 41 se muestra un ejemplo de la distribución temporal de los costes, en función de estos dos parámetros temporales. La vida del parque, que son sus años de funcionamiento, se va a fijar en 25 años.

Los años desde que comienza la fase de diseño y desarrollo hasta que el parque comienza a producir energía, son los años en los que se distribuye el coste de construcción. Durante estos años se ha de definir un perfil de gasto en función de la distribución del CAPEX a lo largo de esos años. En [16], para un m igual a 3, se sugiere la siguiente distribución (que es la que se adoptará en el modelo):

Tabla 42: Distribución temporal de los costes de construcción

Año	-3	-2	-1	0
% CAPEX	6%	10%	34%	50%

7.7.2 Parámetros financieros

Los parámetros financieros que influyen en el cálculo del LCOE son los que constituyen el cálculo del WACC, ya que la tasa de descuento será igual al WACC.

- Proporción de fondos financiados con inversión
- Proporción de fondos financiados con deuda
- Tasa libre de riesgo
- β
- Prima de riesgo
- Tasa de interés
- Gravamen impositivo

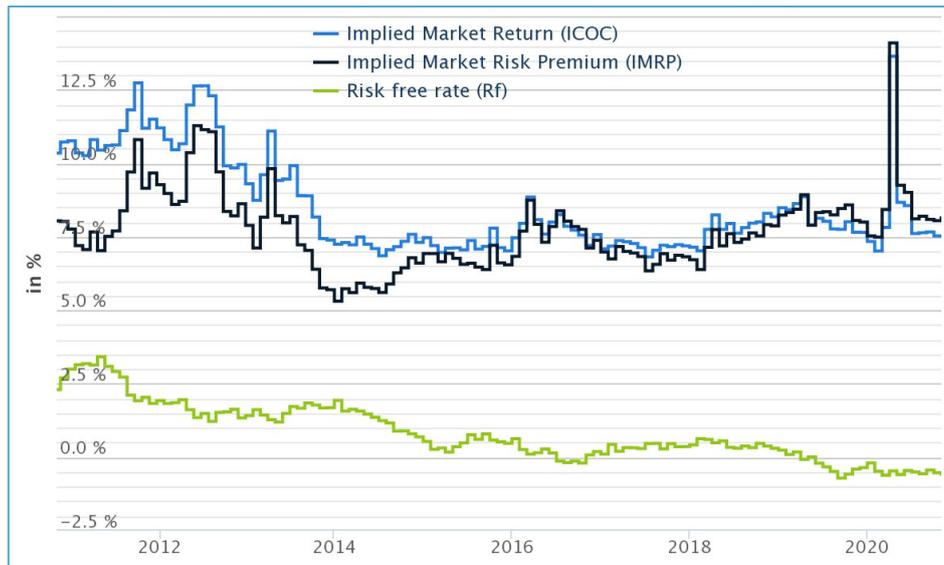


Figura 42: Prima de riesgo (lín. negra) y tasa libre de riesgo (lín. verde) en España entre los años 2010 y 2020 [67]

La proporción de fondos financiados con inversión o deuda depende del proyecto, y en este caso se va a considerar que el proyecto está financiado a un 80% por inversores.

La tasa libre de riesgo (RFR) y la prima de riesgo, van a tomar los valores medios históricos entre el 2010 y el 2020 [67]. El coeficiente β para proyectos de parques eólicos flotantes se puede considerar de 1,3 [68]. En cuanto a la tasa de interés y el tipo gravamen impositivo, se supondrán de un 10% y un 15%. Con estos valores, el WACC resulta en un 10,06%.

Tabla 43: Parámetros financieros del WACC

Relación D/I	Proporción fondos financiados con deuda $D/(D+I)$	20%
	Proporción fondos financiados con inversión $I/(D+I)$	80%
Coste de inversión	Tasa libre de riesgo (RFR)	0,7%
	Prima de riesgo (PR)	7,5%
	β	1,3
Coste de la deuda	Tasa de interés	10%
	Gravamen impositivo	15%

7.8 VALIDACIÓN DEL MODELO TECNO ECONÓMICO

En este apartado se realiza la validación del modelo tecno económico, comparando los resultados de costes del ciclo de vida y valor el LCOE para el parque eólico base. En la Tabla 44 se recogen los resultados de la aplicación del modelo tecno económico para el cálculo del LCOE al parque eólico base.

Tabla 44: Resultados de la aplicación del modelo tecno económico para el parque eólico base

LCOE	113,85 €/MWh	Levelised cost of energy
Producción total de energía	44178 GWh	

AEP	1767 GWh	Producción anual de energía
LCC	2226 M€	Costes totales del ciclo de vida
Factor de carga neto	40,35% [-]	
LCC	4,452 M€/MW	Costes totales del ciclo de vida
CAPEX	2,928 M€/MW	Costes totales de construcción
OPEX	1,289 M€/MW	Costes totales de operación y mantenimiento
DECEX	0,235 M€/MW	Costes totales asociados al desmantelamiento

Es importante mencionar que para cada parque, dependiendo de las decisiones, del país en el que se fabriquen los componentes y de la localización del parque entre otras cosas, los costes pueden variar. Pero a pesar de esto, se tienen que mantener las relaciones generales de CAPEX, OPEX y DECEX de acuerdo con la literatura.

En la Figura 43 se recoge el desglose de los costes del ciclo de vida. En [52], [56] y [58] se propone que los costes de operación y mantenimiento (OPEX) se encuentran respectivamente en un 28%, un 25%, y entre un 20% y un 35% de los costes totales. En cuanto a los costes de desmantelamiento (DECEX), en [47] indica que suponen entre un 5% y un 6% del total, pero por su parte [52] indica que los costes de desmantelamiento suponen un 1,8% de los costes totales del ciclo de vida. Comparando los resultados obtenidos con la literatura, se puede concluir que en términos generales los costes de OPEX, DECEX y por lo tanto también CAPEX se encuentran dentro de los rangos aceptables.

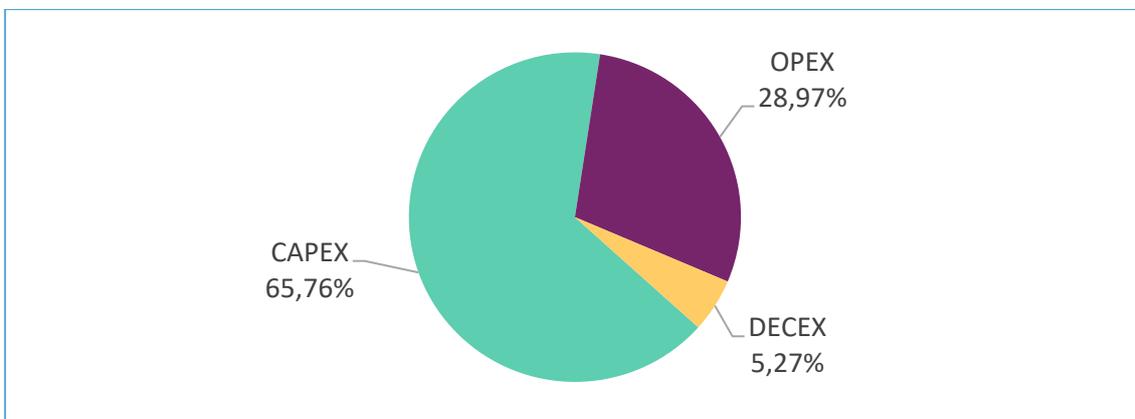


Figura 43: Desglose de los costes del ciclo de vida para el parque eólico base

En el ANEXO IV – resultados del modelo tecno económico para el parque eólico base se pueden consultar los resultados detallados de la aplicación del modelo tecno económico al parque eólico base. Estos resultados también han sido contrastados con la literatura, y se puede afirmar que el modelo propuesto representa de forma adecuada los costes en eólica flotante.

8 MODELIZACIÓN DEL IMPACTO DE INNOVACIONES

En este capítulo se va a presentar el protocolo diseñado para evaluar el impacto de innovaciones sobre el LCOE, y su modelización incorporada al modelo definido en el capítulo 6 MODELIZACIÓN DE COSTES Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.

8.1 PROTOCOLO DE EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE UNA INNOVACIÓN SOBRE EL LCOE

Según lo presentando en el capítulo 3 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DEL PROYECTO el protocolo de evaluación del impacto de innovaciones se va a basar en el *Manual de Oslo: guía para la recogida e interpretación de datos sobre innovación* (3ª edición) [17]. En el capítulo 3 ya se presentaban las diferencias entre el alcance y enfoque del manual y de este proyecto, y cómo a pesar de las cuales se adaptarán las directrices del manual a este proyecto. En este apartado se describe el protocolo a seguir y la información necesaria para realizar un correcto y estandarizado análisis del impacto de innovaciones.

8.1.1 Selección de las fuentes de información

Para poder evaluar el impacto de las innovaciones será necesario recabar información acerca de las mismas. La forma de recabar información será a través de entrevistas a un panel de expertos/as, de modo que éstos aporten los datos necesarios para poder realizar a posteriori un análisis más profundo de cada caso.

Según el Manual de Oslo “*la elección del informante mejor cualificado en las unidades encuestadas es fundamental, ya que las preguntas son eminentemente especializadas y solo algunas personas [...] están en condiciones de responder*” [17]. La elección del panel de expertos/as y de las personas adecuadas para aportar información sobre cada innovación es clave. Los requisitos para escoger la fuente de información se definen a continuación:

- Si la innovación está en fase de desarrollo, el/la informante ha de haber trabajado directamente en el desarrollo de esta
- Si la innovación ha superado la fase de desarrollo y tiene aplicación comercial o pre comercial,
 - si el/la informante principal ha trabajado en el desarrollo de esta pero no en su aplicación será necesaria la aportación de información complementaria por parte de la industria
 - si el/la informante principal ha trabajado en la aplicación industrial de la innovación será necesaria la aportación de información complementaria por parte de los desarrolladores de la innovación
- En todo caso, si se considera que el/la informante principal no aporta la información necesaria, es conveniente extender la consulta a terceras personas a criterio de la persona evaluadora

A parte de una buena elección de las fuentes de información, cabe mencionar que es necesario que la persona evaluadora tenga conocimientos amplios sobre el sector eólico flotante, el

desglose de costes de un parque eólico, la estimación de producción energética y los parámetros que influyen en el cálculo del LCOE. En caso de ser necesario, el/la evaluadora puede consultar los capítulos 1 INTRODUCCIÓN A LA EÓLICA FLOTANTE Y SU CONTEXTO, 4 ESTADO DEL ARTE DE LA TECNOLOGÍA y 5 COSTES EN EÓLICA FLOTANTE, y el apartado 6.2 *Modelización de la producción de energía* de este documento.

8.1.2 Formato y estilo de la entrevista

Un conjunto de normas presentadas en el Manual de Oslo adaptadas al formato de entrevista y que se van a seguir en este protocolo son las siguientes [17]:

- Todo cuestionario, y en este caso guion de la entrevista, debe probarse antes de ser utilizado para recabar información, por lo que se debe consultar a un grupo de gerentes o expertos/as a cerca de la idoneidad de este
- La entrevista no ha de ser excesivamente larga y ha de tener una estructura lógica con preguntas claras
- El orden de las preguntas afectará a las repuestas de la persona informante por lo que dicho orden ha de ser seleccionado cuidadosamente
- Es posible utilizar escalas binarias u ordinales en preguntas relativas a indicadores cualitativos
- A nivel cuantitativo, es posible aceptar respuestas que *“proporcionen una estimación del cambio en porcentaje de los costes o que elijan entre un conjunto de categorías predefinidas (por ejemplo, un aumento o una reducción, inferior al 5%, del 5% al 25% o superior al 25%)”*

Se indica en el manual, que como punto de partida *“se puede comenzar por preguntar [...] si las innovaciones de proceso [...] indujeron o no un aumento o una reducción de los costes, [donde] una respuesta positiva a la variación, positiva o negativa, puede ir seguida de preguntas complementarias para cuantificar la amplitud del cambio”* [17]. Esta será la estrategia que se seguirá durante el proceso de recogida de información.

También se señala que *“para obtener datos relevantes se han de incluir preguntas sobre la introducción de innovaciones, las interacciones entre los diversos tipos de innovaciones, y sobre los objetivos y las barreras [de la] innovación”* [17]. Se tratará de que las preguntas de la entrevista, a parte del impacto económico y energético de las innovaciones, incluyan estas cuatro áreas en los casos en los que sean relevantes.

En el manual se menciona la necesidad de definir un periodo de observación, lo cual no es posible en este caso ya que la evaluación del impacto esperado está solamente basada en los datos “pre-innovación” y la estimación de valores “post-innovación” o de variaciones en los datos debidos a la innovación respecto del momento “pre-innovación”. Por lo tanto, en la entrevista se tendrá que hacer hincapié en que las comparaciones han de ser relativas siempre a la situación previa a la implantación de la innovación.

Es crítico señalar la importancia de la homogeneidad y la coherencia del método, por lo que se deben documentar y aclarar las divergencias en el tratamiento de los datos o las diferencias en la calidad de los resultados en las diferentes evaluaciones.

8.1.3 Recogida de información

Para poder evaluar cualquier innovación, es esencial recabar la mayor información posible sobre ella. La entrevista es un método de recolección de datos sobre el impacto de una innovación concreta siendo la fuente de información la persona experta en dicha innovación. La entrevista de recogida de información sobre una innovación se divide en dos fases: la primera tiene como objetivo aportar contexto a la innovación concreta y aporta información general sobre ella, que proporcionará la fuente de información según su propio criterio; y la segunda tiene como objetivo determinar sobre qué variables del LCOE tiene impacto la innovación y cuantificar dicho impacto. A continuación, se describen ambas fases de la entrevista.

8.1.3.1 Fase 1: Descripción general de la innovación y su contexto

En esta fase se recoge información general sobre la innovación, su descripción, sus objetivos, su contexto, su posible implantación, y las posibles sinergias que pueden producirse con otras innovaciones. En esta primera fase de la entrevista la persona informante es guiada por el/la entrevistadora, pero tiene libertad para aportar los datos que crea necesarios. El/la entrevistadora toma notas sobre toda la información aportada por el/la informante y si ésta da su permiso, se recomienda grabar esta fase de la entrevista para poder transcribir la misma de cara a posibles consultas durante el análisis de los datos obtenidos.

8.1.3.2 Fase 2: Determinación del impacto de la innovación sobre variables concretas

Esta fase de la entrevista es guiada y dirigida totalmente por el/la evaluadora, sin permitir al informante divagar de un tema a otro, ya que su objetivo es que sea lo más estandarizada posible para poder comparar, a posteriori, el impacto de diferentes innovaciones. El entrevistador/a debe explicar brevemente el procedimiento antes de comenzar con la determinación del impacto a el/la informante.

En esta fase las preguntas realizadas dependen de las respuestas a preguntas anteriores, y están diseñadas de modo que no quede ningún campo sin considerar. Por ello se define un diagrama de proceso. En la Figura 44 se recoge el diagrama de proceso simplificado de la entrevista, y en el ANEXO V – *diagrama de proceso completo de la fase 2 de la entrevista para la determinación del impacto de innovaciones* se incluye el diagrama de proceso completo.

Se parte del objetivo principal de la innovación, determinando si existe un impacto sobre algún elemento de coste y en caso afirmativo se trata de cuantificar. Se presupone que las innovaciones son o bien de producto o bien de proceso, identificando las innovaciones de producto como una mejora en el diseño de un elemento físico del parque. También se evalúa si la modificación en elementos o procesos tiene un impacto en la producción energética. El proceso es iterativo hasta que se tratan todos los posibles campos de impacto de la innovación. Finalmente, también se consideran las posibles variaciones los parámetros financieros o temporales del LCOE.

En este diagrama de la Figura 44 los bloques *BE*, *B1*, *B2*, *B3*, *B4* y el *Bloque de identificación de la variación de un parámetro* quedan simplificados, pero se describen a continuación.

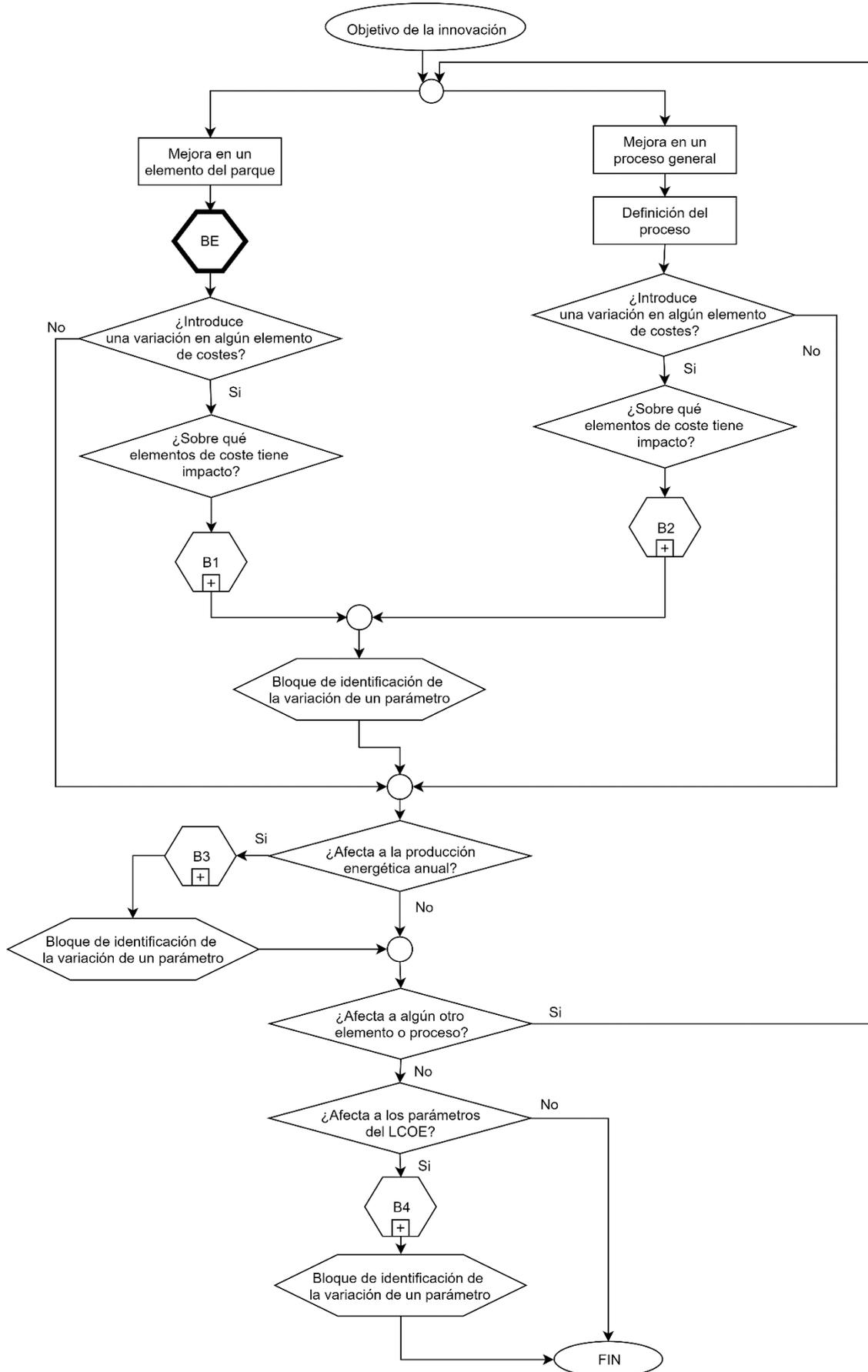


Figura 44: Diagrama de proceso simplificado de la fase 2 de la entrevista

El bloque *BE* representa la lista de posibles elementos del parque sobre los que puede tener impacto una innovación.

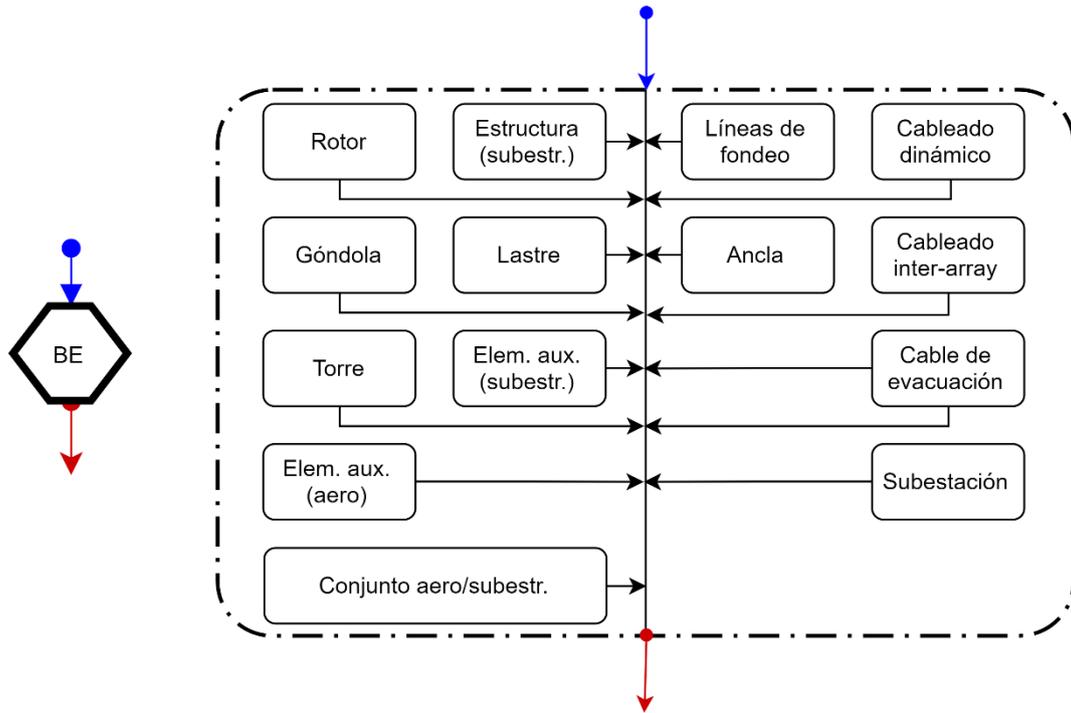


Figura 45: Bloque BE del diagrama de la Figura 44

El bloque *B1* recoge los elementos de coste para cada elemento del bloque *BE*.

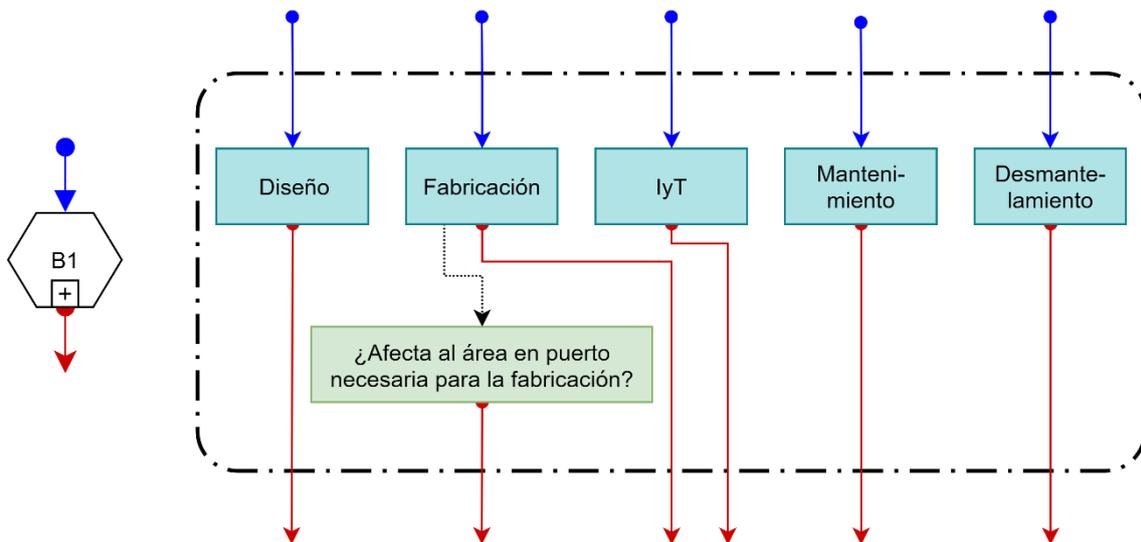


Figura 46: Bloque B1 del diagrama de la Figura 44

Para cada uno de los elementos de coste (diseño, fabricación...) de este bloque, se recogen en la Tabla 45 y la Tabla 46 las variaciones posibles. Si se determina que no se puede identificar la raíz (o raíces) de la variación del elemento de coste en la Tabla 45 o Tabla 46, el *Bloque de identificación de la variación de un parámetro* actuará sobre el propio elemento de coste.

Tabla 45: Posibles variaciones en los elementos de coste del bloque B1 (1/2)

	DISEÑO	FABRICACIÓN	Tel	MANTENIMIENTO	DESMANTELAM.
ROTOR	→ Variación en el peso	→ Variación en el coste de fabricación por unidad de masa → N/A	→ Variación en las embarcaciones necesarias y/o su tiempo de uso	→ Variación en a frecuencia anual de las intervenciones → Variación en la cantidad de operarios necesarios → Variación en el tipo de buques necesarios → Variación en la duración de la intervención → Variación en el coste material de la intervención	→ Variación en el % del coste de desmantelamiento sobre el coste de instalación del conjunto aerogenerador-subestructura → N/A
GÓNDOLA	→ Variación en el precio por MW → N/A				
TORRE	→ Variación en el peso	→ Variación en el coste de fabricación por unidad de masa → N/A			
ELEMENTOS AUX (AERO)	→ Variación en el % sobre el coste del aerogenerador → N/A				
ESTRUCTURA (SUBESTR)	→ Variación en el peso	→ Variación en el coste de fabricación por unidad de masa → N/A			
LASTRE	→ Variación en el material → Variación en el peso	→ Variación en el coste de fabricación por unidad de masa → N/A			
ELEMENTOS AUX (SUBESTR)	→ Variación en el % sobre el coste de la subestructura → N/A				
CONJUNTO AEROGENERADOR SUBESTRUCTURA	→ Variación en el peso del conjunto		→ Variación en el coste por unidad de masa del ensamblaje		
LINEAS DE FONDEO	→ Variación en el peso / longitud → Variación en el número de líneas de fondeo por aerogenerador	→ Variación en el coste de fabricación por unidad de masa → N/A	→ Variación en las embarcaciones necesarias y/o su tiempo de uso		→ Variación en el % del coste de desmantelamiento sobre el coste de instalación del sistema de fondeo → N/A
ANCLAS	→ Variación en el peso → Variación en el número de anclas por aerogenerador	→ Variación en el coste de fabricación por unidad de masa → N/A			

Tabla 46: Posibles variaciones en los elementos de coste del bloque B1 (2/2)

	DISEÑO	FABRICACIÓN	Tel	MANTENIMIENTO	DESMANTELAM.
CABLEADO DINÁMICO	→ Variación en la longitud total	→ Variación en el coste de fabricación por unidad de longitud → N/A	→ Variación en las embarcaciones necesarias y/o su tiempo de uso	→ Variación en a frecuencia anual de las intervenciones → Variación en la cantidad de operarios necesarios	→ Variación en el % del coste de desmantelamiento sobre el coste total de instalación del cableado
CABLEADO INTER-ARRAY	→ Variación en la longitud total	→ Variación en el coste de fabricación por unidad de longitud → N/A		→ Variación en el tipo de buques necesarios → Variación en la duración de la intervención	→ N/A
CABLE DE EVACUACIÓN	→ Variación en la longitud total	→ Variación en el coste de fabricación por unidad de longitud → N/A		→ Variación en el coste material de la intervención	
SUBESTACIÓN		→ Variación en el precio por MW / coste total → N/A			→ Variación en el % del coste de desmantelamiento sobre el coste de instalación de la subestación → N/A

En el caso de que la innovación tenga impacto sobre la fabricación de un elemento del parque, la pregunta sobre si se ve afectada el área en puerto necesaria para la fabricación es obligatoria. En caso de que la respuesta sea afirmativa, se acude a Tabla 47 para identificar la variación en el coste inducida.

Tabla 47: Pregunta sobre la variación del coste del área en puerto necesaria para la fabricación

FABRICACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> → Variación en el área en puerto necesaria para la fabricación → Variación en el tiempo de fabricación en puerto → Variación en el precio de alquiler/compra del área en puerto
--------------------	---

El bloque B2 recoge los elementos de coste sobre los que puede tener impacto una innovación en un proceso general (ver Figura 47). Para cada uno de los elementos de coste (parámetros generales, proceso de diseño y desarrollo...) de este bloque, se recogen en la Tabla 48 las variaciones posibles. Si se determina que no se puede identificar la raíz (o raíces) de la variación de los elementos de coste *Diseño y Desarrollo, Operación y Mantenimiento* de la Tabla 48, el *Bloque de identificación de la variación de un parámetro* actuará sobre el propio elemento de coste.

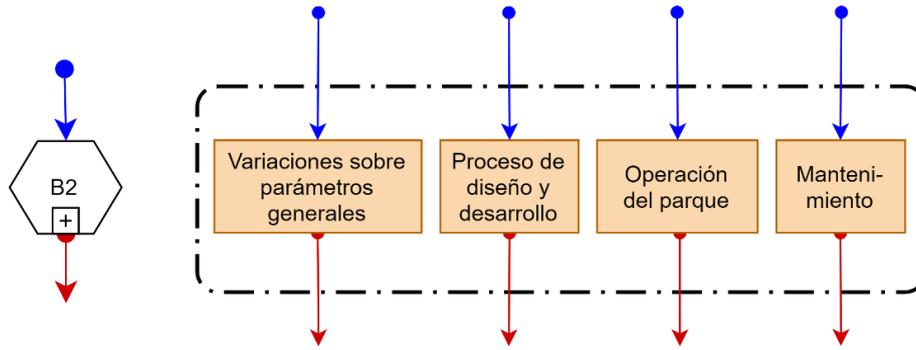


Figura 47: Bloque B2 del diagrama de la Figura 44

Tabla 48: Pregunta sobre la variación del coste de los elementos del bloque B2

VARIACIONES SOBRE PARÁMETROS GENERALES	<ul style="list-style-type: none"> → Variación en el número de aerogeneradores → Variación en la vida útil del parque → Variación en la potencia de un aerogenerador → Variación en el coste de las embarcaciones de Tel
DISEÑO Y DESARROLLO	<ul style="list-style-type: none"> → Variación en el % sobre el coste total de fabricación → N/A
OPERACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> → Variación en el % sobre el coste total de O&M → N/A
MANTENIMIENTO	<ul style="list-style-type: none"> → Variación en el coste de las embarcaciones de mantenimiento → Variación en el salario de los operarios de mantenimiento → Variación en el tiempo de espera a las ventanas de buen tiempo → Variación en la distancia al puerto de O&M → N/A

Los bloques B1 y B2 están relacionados ya que si se introduce una variación en alguno de los elementos de coste del B1 es posible que se introduzcan variaciones en elementos de coste del B2, por lo que las preguntas sobre elementos concretos del B2 son **obligatorias** según lo indicado en la Figura 48.

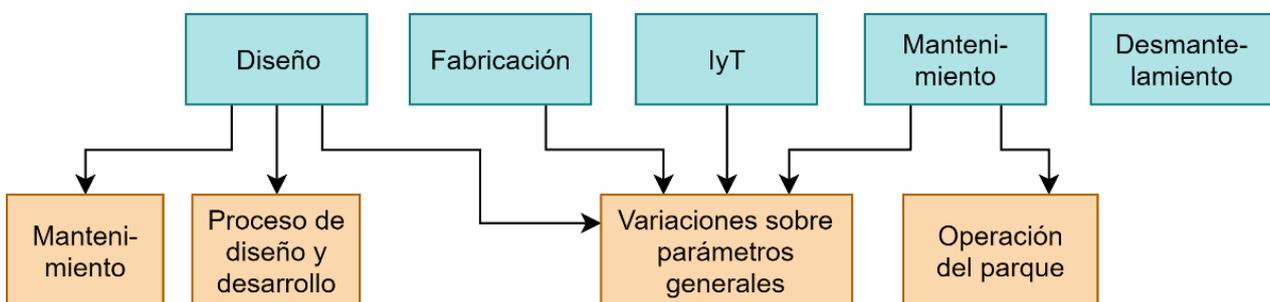


Figura 48: Relación entre los bloques B1 y B2 del diagrama de la Figura 44

El bloque B3 recoge la posible variación en la producción energética anual, cuyas variaciones posibles se recogen en la Tabla 49.

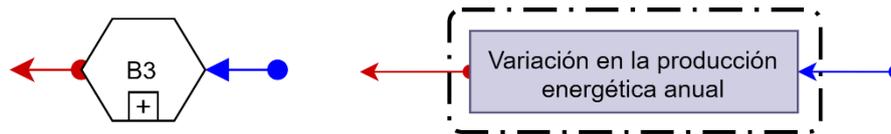


Figura 49: Bloque B3 del diagrama de la Figura 44

Si se determina que no se puede identificar la raíz (o raíces) de la variación en la producción energética, el *Bloque de identificación de la variación de un parámetro* actuará sobre la producción energética anual como conjunto.

Tabla 49: Pregunta sobre la variación de la producción energética anual

PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL	<ul style="list-style-type: none"> → Una variación en el FCB → Una variación en la disponibilidad (atención, depende directamente del mantenimiento) → Una variación en las pérdidas aerodinámicas → Una variación en las pérdidas eléctricas → <i>Una variación en la disponibilidad del aerogenerador</i> → <i>Una variación en la disponibilidad del sistema de conexión a la red</i> → N/A
------------------------------------	---

El bloque *B4* recoge los parámetros del LCOE susceptibles de verse afectados por la innovación.

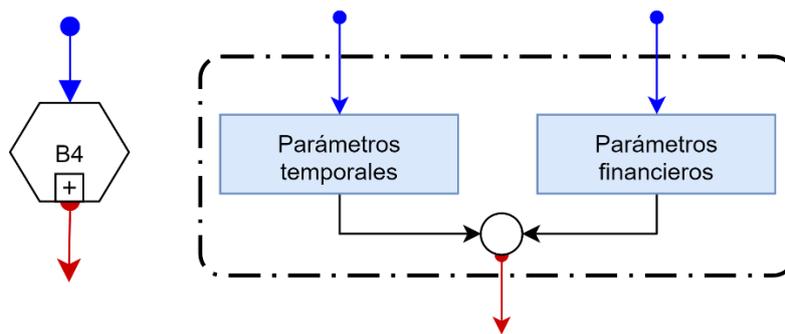


Figura 50: Bloque B4 del diagrama de la Figura 44

Estos son los parámetros temporales y financieros, y sus posibles variaciones se ven recogidas en la Tabla 50.

Tabla 50: Pregunta sobre la variación de parámetros temporales y financieros del LCOE

PARÁMETROS TEMPORALES	<ul style="list-style-type: none"> → Variación en vida útil del parque → Variación en los años desde que se comienza la fase de D&D hasta que se pone el parque en funcionamiento → Variación en la distribución temporal de los costes de construcción
PARÁMETROS FINANCIEROS	<ul style="list-style-type: none"> → Variación en la proporción de fondos financiados con inversión → Variación en la proporción de fondos financiados con deuda → Variación en la tasa libre de riesgo → Variación en β → Variación en la prima de riesgo → Variación en la tasa de interés → Variación en el gravamen impositivo

Por último, el *Bloque de identificación de la variación de un parámetro* se ve representado en la Figura 51.

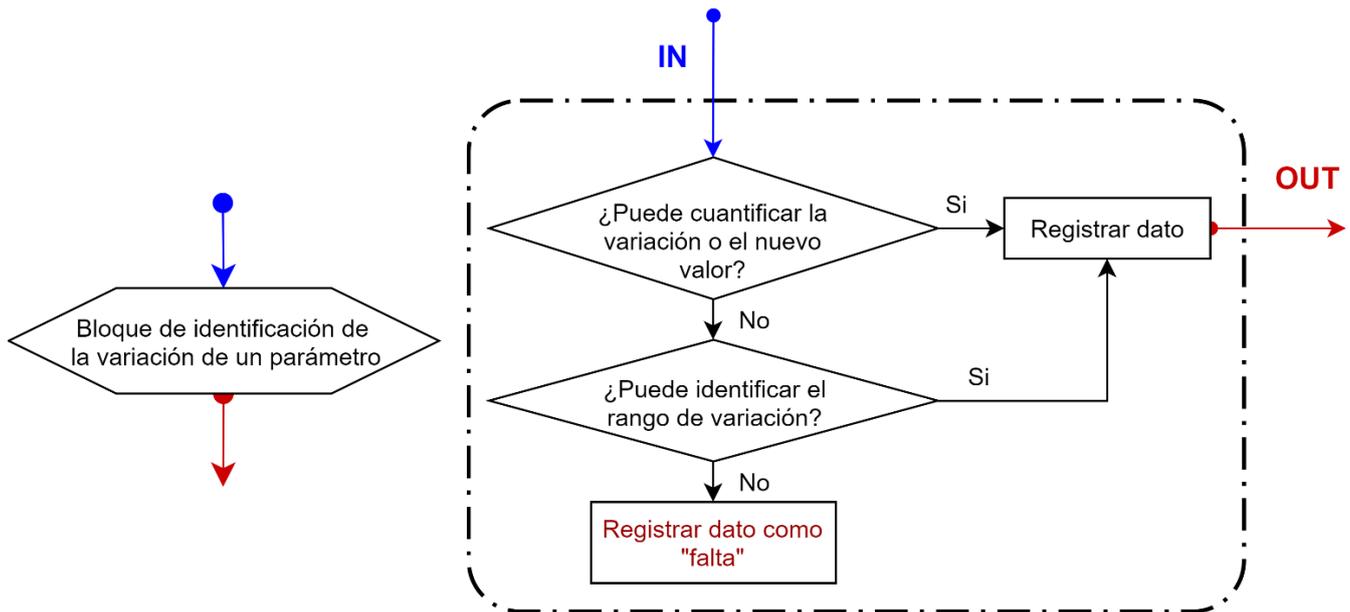


Figura 51: Bloque de identificación de la variación de un parámetro del diagrama de la Figura 44

En caso de que la fuente de información no pueda cuantificar la variación o el nuevo valor, los rangos de variación propuestos son los siguientes:

- | | |
|---|---|
| <p>a) Positivo</p> <ul style="list-style-type: none"> i) <5% ii) 5%<x<15% iii) 15%<x<25% iv) >25% | <p>b) Negativo</p> <ul style="list-style-type: none"> i) <5% ii) 5%<x<15% iii) 15%<x<25% iv) >25% |
|---|---|

Si la fuente de información tampoco puede identificar el rango de variación se registra el dato como “falta” y durante el análisis de la información obtenida la persona evaluadora definirá la variación o el nuevo valor basándose en sus propios conocimientos y en la literatura disponible.

8.1.4 Análisis de la información obtenida y contraste de conclusiones

Una vez concluida la entrevista, el/la evaluadora analiza la información recogida en las fases 1 y 2 descritas en el apartado anterior. Durante este análisis se valorará la calidad de la información recogida y se identificarán posibles lagunas. Además, el/la evaluadora podrá trazar hipótesis sobre el impacto de la innovación en áreas que no haya mencionado el/la informante.

Una vez se definen las conclusiones del impacto de las innovaciones, tiene lugar una segunda reunión con la misma fuente de información en la que se exponen las conclusiones para que ésta aporte su opinión experta sobre los resultados de la evaluación del impacto de la innovación. Esta opinión se tendrá en cuenta y puede dar lugar a cambios en las conclusiones previamente definidas.

8.2 INCORPORACIÓN AL MODELO TECNO ECONÓMICO

Para calcular el impacto de una innovación sobre el LCOE se incorpora la información obtenida durante la evaluación descrita en el apartado 8.1 al modelo definido en el capítulo 6 a través de la ventana de Evaluación de innovaciones (ver sección 9.2.2.2) de la herramienta descrita en el capítulo 9.

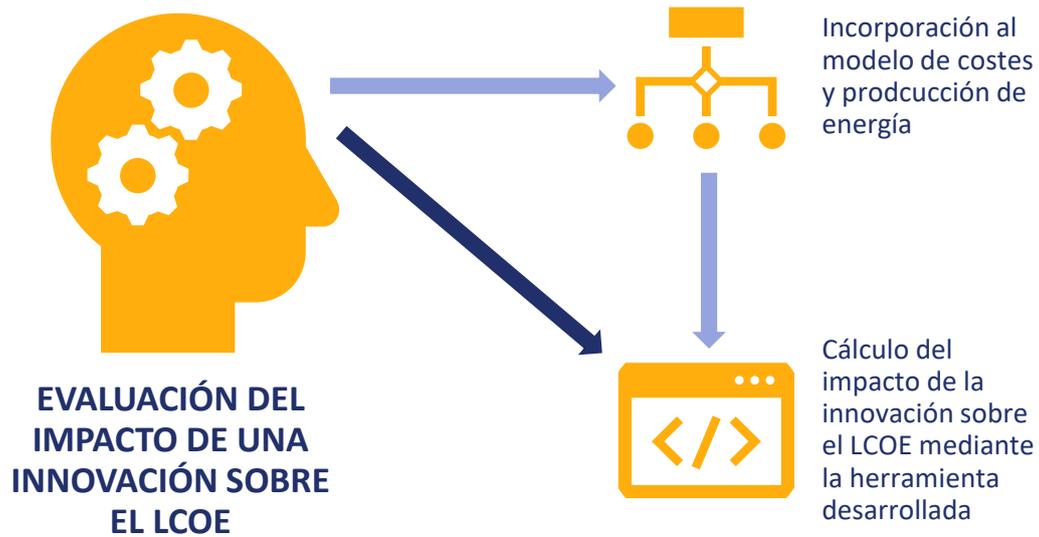


Figura 52: Diagrama explicativo de la incorporación al modelo econo-energético de la evaluación del impacto de una innovación descrita en el apartado 8.1

9 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

En este capítulo se presenta la herramienta desarrollada en Microsoft Excel y Visual Basic que implementa la metodología de modelización de costes, producción de energía y LCOE, y que además permite realizar análisis de sensibilidad y evaluar las innovaciones implementado la metodología de modelización del impacto de innovaciones. Se aconseja consultar el *ANEXO VI – manual de usuario de la herramienta* si se desea utilizar la herramienta de forma autónoma.

9.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA HERRAMIENTA

La herramienta va a funcionar de acuerdo con el esquema de la Figura 53, en la que se muestran los inputs y outputs además de sus dos funciones adicionales. Los inputs de la herramienta son los valores de las variables independientes definidas en el capítulo 6 MODELIZACIÓN DE COSTES Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA para el parque eólico base definido en el capítulo 7 DEFINICIÓN DEL PARQUE EÓLICO BASE, que incluyen las variables relativas al diseño y dimensionamiento del parque, al emplazamiento, a los diferentes costes, las pérdidas energéticas que determinarán la producción energética anual, y a los parámetros financieros que permiten determinar la tasa de descuento para el cálculo del LCOE.

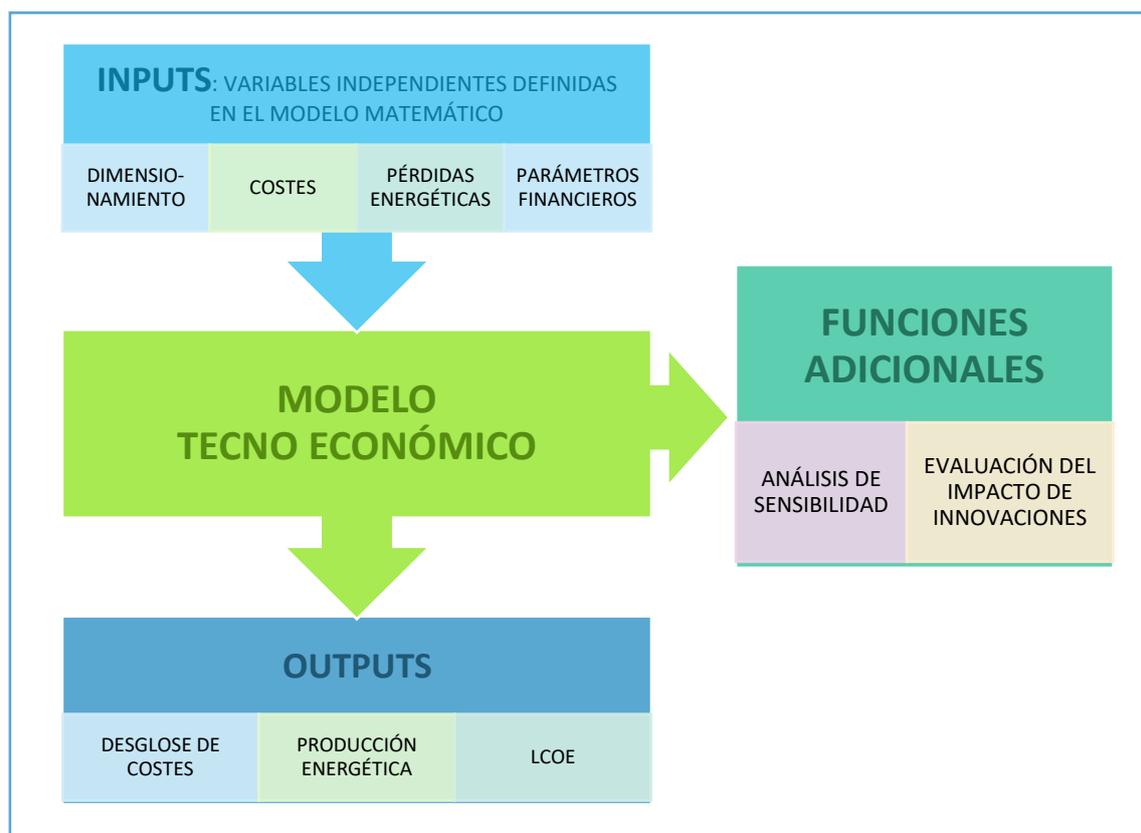


Figura 53: Diagrama de bloques de la herramienta diseñada

Los outputs serán, para el parque eólico base, el desglose de costes, incluyendo todos los costes que conforman los costes totales de construcción, los costes de operación y los de

mantenimiento y los costes relativos al desmantelamiento; la producción energética anual para el parque eólico base teniendo en cuenta las pérdidas y disponibilidad definidas; y el LCOE.

Una vez introducidos todos los inputs, se calculan los outputs de forma automática, y se pueden entonces utilizar las dos funciones adicionales de la herramienta, que son los análisis de sensibilidad y la evaluación del impacto de innovaciones. Ambas funciones proporcionan resultados a partir del parque eólico base, por lo que su correcta definición es importante, pero a su vez presentan los resultados en forma de porcentaje por lo que estos pueden ser extrapolados a otros parques de similares características.

Inicio	Datos_generales	Input_CAPEX	Input_OPEX	Input_DECEX	Output_CAPEX	Output_OPEX	Output_DECEX
AEP	LCOE	Resultados	Análisis_de_sensibilidad	Evaluación_de_innovaciones	MANUAL DE USUARIO	NOTACIÓN	

Figura 54: Ventanas de la herramienta

9.2 ESTRUCTURA DE LA HERRAMIENTA

La herramienta es una hoja Excel en la que se navega por diferentes ventanas. Hay 15 ventanas visibles, incluyendo la ventana de Inicio, el manual de usuario y una ventana que se puede consultar la notación utilizada en la herramienta (ver Figura 54). La ventana de inicio se muestra en la Figura 55, y sirve como página de navegación entre ventanas.

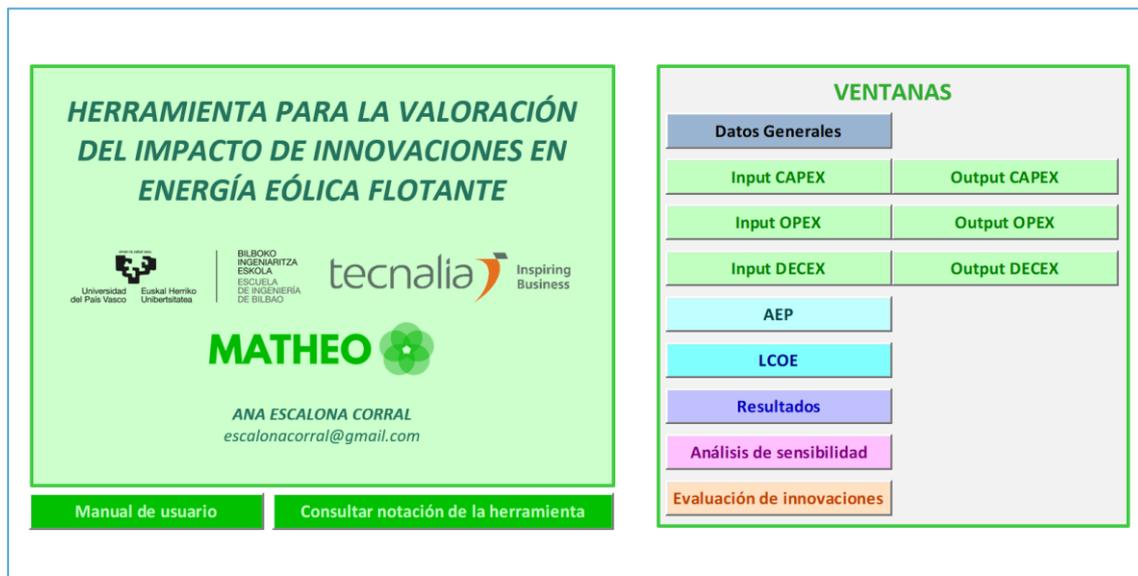


Figura 55: Ventana de inicio de la herramienta

En la Tabla 51 se muestra el navegador de ventanas de la ventana de inicio, indicando qué ventanas se corresponden con los inputs, outputs y funciones adicionales del esquema de la Figura 53. Existen hojas ocultas, que son auxiliares en cálculos o contienen datos utilizados en hojas visibles, y se recomienda no abrir. Como complemento al navegador de ventanas de la ventana de Inicio, en la parte superior izquierda de cada ventana se encuentra un botón que permite navegar de vuelta al Inicio, o a una ventana complementaria.

Tabla 51: Ventanas de la herramienta que corresponden a inputs, outputs y funciones adicionales

MODELO TECNO ECONÓMICO		FUNCIONES ADICIONALES	
INPUTS		OUTPUTS	
Datos Generales		Datos Generales	
Input CAPEX	Output CAPEX	Input CAPEX	Output CAPEX
Input OPEX	Output OPEX	Input OPEX	Output OPEX
Input DECEX	Output DECEX	Input DECEX	Output DECEX
AEP		AEP	
LCOE		LCOE	
Resultados		Resultados	
Análisis de sensibilidad		Análisis de sensibilidad	
Evaluación de innovaciones		Evaluación de innovaciones	

9.2.1 Ventanas del modelo tecno económico

A continuación, se describen las ventanas del modelo tecno económico (INPUT y OUTPUT en la Tabla 51).

Tipos de ventanas:

- Las ventanas Datos Generales, Input CAPEX, Input OPEX e Input DECEX son ventanas de INPUT puras. En estas ventanas se introducen datos.
- Las ventanas Output CAPEX, Output OPEX, Output DECEX y Resultados son ventanas de OUTPUT puras. Estas ventanas solo muestran resultados.
- Las ventanas AEP y LCOE son ventanas mixtas (INPUT y OUTPUT), ya que en ellas se introducirán datos y se mostrarán resultados.
- La ventana Resultados muestra el resumen de los resultados de la modelización y cálculo del LCOE.

Celdas (exceptuando la ventana de Resultados):

- Las celdas que se han de rellenar con los datos pertinentes son celdas rellenas de azul, y se encuentran solamente en las ventanas INPUT y mixtas. El resto de las celdas no deben ser manipuladas ni modificadas.
- La mayoría de las celdas que contienen variables en estas ventanas son celdas con nombre, ligadas a la notación del modelo matemático definido en el capítulo 6 MODELIZACIÓN DE COSTES Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA. De este modo, las variables están ligadas a un código.
- La mayoría de las fórmulas de las celdas output (blancas) utilizan los códigos de las celdas en lugar de posiciones de celdas, con el fin de facilitar futuras revisiones o modificaciones de la herramienta.

Estructura de las ventanas (exceptuando la ventana de Resultados):

- En general, cada variable está compuesta de por lo menos una celda de “Descripción”, una celda de “Valor”, y una celda “Notación”.
- Si la celda “Valor” no contiene las unidades de esa variable, se incluye a su derecha una celda “Unidades” en la que se especifican las unidades de cada variable.
- La celda “Notación” indica el código de la variable. Hay celdas que no tienen código, y por lo general son celdas cuyo valor no forma parte del cálculo del LCOE y son celdas informativas. Existen excepciones, en las que el código se aplica a un rango de celdas, para facilitar la escritura de las fórmulas.

DATOS GENERALES					
		Descripción	Valor	Unidades	Notación
Características generales		Número de aerogeneradores	50	[-]	N
		Potencia total del parque eólico flotante	500	MW	Pparque
		Vida útil del parque	25	años	tvida
Aerogenerador de referencia		Potencia de un aerogenerador	10	MW	Paero
		Número de palas	3		npala
		Diámetro del rotor	178	m	
		Altura del buje	119	m	

Figura 56: Ejemplo de la estructura de una de las ventanas del modelo tecno económico

En la Figura 56 y la se muestra como ejemplo la parte superior de la ventana de Datos Generales, que es una ventana INPUT, señalando la estructura del diseño de la hoja, la notación de las celdas, y cómo están indicadas en azul las celdas que contienen variables independientes y que por tanto han de ser rellenadas (al contrario que las celdas rellenas en blanco).

En la Figura 57 se muestra la ventana Output CAPEX como ejemplo de uso de la notación de las variables a la hora de definir las fórmulas del modelo matemático dentro de la hoja.

Descripción	Valor	Notación
Costes totales de construcción	=CDD+CFAB+ClyT	CAPEX
Costes de diseño y desarrollo	=dd/(1-dd)*(CFAB+ClyT)	CDD
Costes de fabricación	=CFarea+N*(CFaero+CFsubestr+CFsistfon)+CFred	CFAB
Costes de transporte e instalación	=N(CITaero+CITsistfon)+CITred	ClyT
Fabricación		
Costes asociados al área en puerto necesaria	=SI(ccalq=0;AF*ccsup;AF*ccalq*tF)	CFarea
Costes asociados a la fabricación de un	=Cgondola+Crotor+Ctorre+Caeroaux	CFaero
Costes asociados a la fabricación de una	=Cestructura+Csubaux	CFsubestr
Costes asociados a la fabricación de un sistema	=nlineas*Clinea+nanclas*Cancla	CFsistfon
Costes asociados a la fabricación del sistema de	=Cdin+Carray+Csubestacion+Cexport	CFred
Coste asociado a la fabricación de la góndola	=Paero*cggondola	Cgondola
Coste asociado a la fabricación del rotor	=wrotor*ccrotor	Crotor
Coste asociado a la fabricación de la torre	=wtorre*cc torre	Ctorre

Figura 57: Ejemplo de la gestión de fórmulas dentro de las ventanas

En las ventanas OUTPUT se incluyen gráficas ligadas a los resultados, que se actualizan automáticamente al actualizar alguna de las variables. Se recomienda que no se manipulen las gráficas.

Ventana de Resultados:

En la ventana Resultados se presentan los resultados de la modelización y cálculo del LCOE. Es un resumen de los resultados obtenidos en las ventanas OUTPUT y mixtas. En esta ventana las celdas no tienen notación, y en la que las unidades se incluyen en las celdas contiguas a las que contienen los datos. Si algunas de las variables están definidas por un acrónimo, su descripción se incluye a la derecha de estas. Las celdas de esta ventana no deben ser modificadas.

RESULTADOS		
GENERAL		
LCOE	113,85 €/MWh	Levelised cost of energy
Producción total de energía	44178 GWh	Producción anual de energía
AEP	1767 GWh	Costes totales del ciclo de vida
LCC	2226 M€	
Factor de carga neto	40,35% [-]	
LCC	4,452 M€/MW	Costes totales de construcción
CAPEX	2,928 M€/MW	Costes totales de operación y mantenimiento
OPEX	1,289 M€/MW	Costes totales asociados al desmantelamiento
DECEX	0,235 M€/MW	

Figura 58: Ejemplo de la estructura de la ventana Resultados de modelización y cálculo del LCOE

En la ventana de Resultados también se incluyen gráficas ligadas a los valores de las celdas, que se actualizan automáticamente al actualizar alguna de las variables. De nuevo, se recomienda que no se manipulen las gráficas.

9.2.2 Ventanas de funciones adicionales

Las dos ventanas de funciones adicionales son la de Análisis de sensibilidad y la de Evaluación de innovaciones. Estas dos ventanas funcionan como pequeños programas programados en Visual Basic para la hoja Excel. Para poder utilizar estas ventanas correctamente, las ventanas del modelo tecno económico han de estar completas y bien definidas. Es decir, los valores de las variables independientes del modelo matemático han de estar definidos. Esto es así porque las funciones adicionales de la herramienta trabajan sobre un caso base definido, sobre el que se realizan los análisis de sensibilidad y la evaluación de innovaciones. A continuación, se explican en mayor detalle.

9.2.2.1 Ventana de Análisis de sensibilidad

La ventana de Análisis de sensibilidad es una ventana en la que se puede realizar análisis de sensibilidad con la ayuda de un formulario para determinar qué variable se desea variar y cómo

se quieren mostrar los resultados. En la parte superior de la ventana, junto al botón de retorno a la ventana de Inicio, se encuentra el botón que carga el formulario (ver Figura 59).

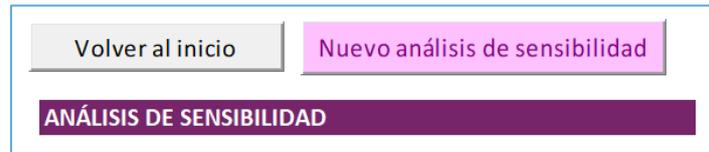


Figura 59: Botones de la ventana de Análisis de sensibilidad

El formulario que se muestra es el recogido en la Figura 60. El formulario está formado por cuadros de texto, cuadros combinados, botones de opción, casillas y botones de comando. En color azul se resaltan las indicaciones para orientar el proceso de rellenar el formulario.

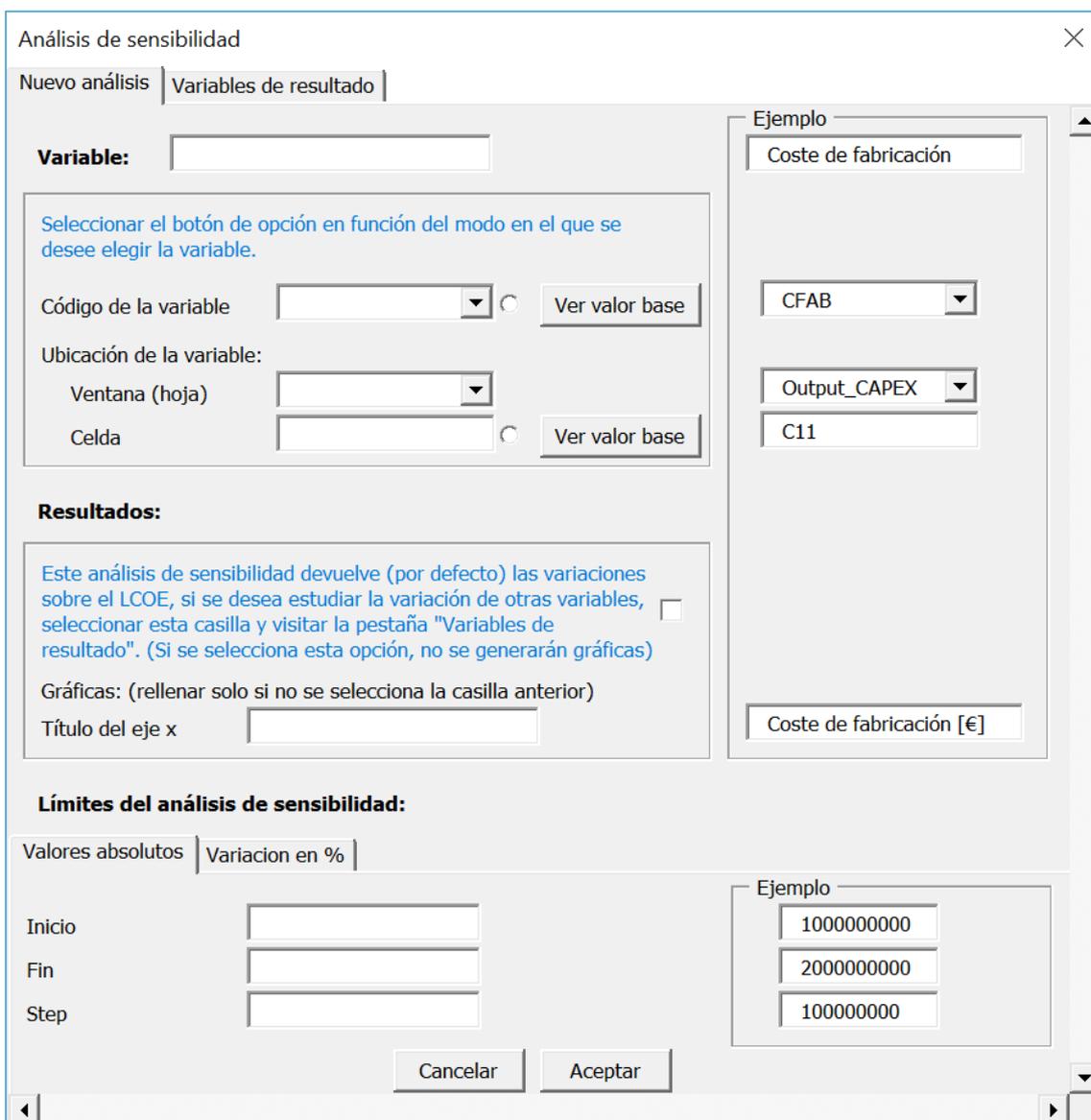
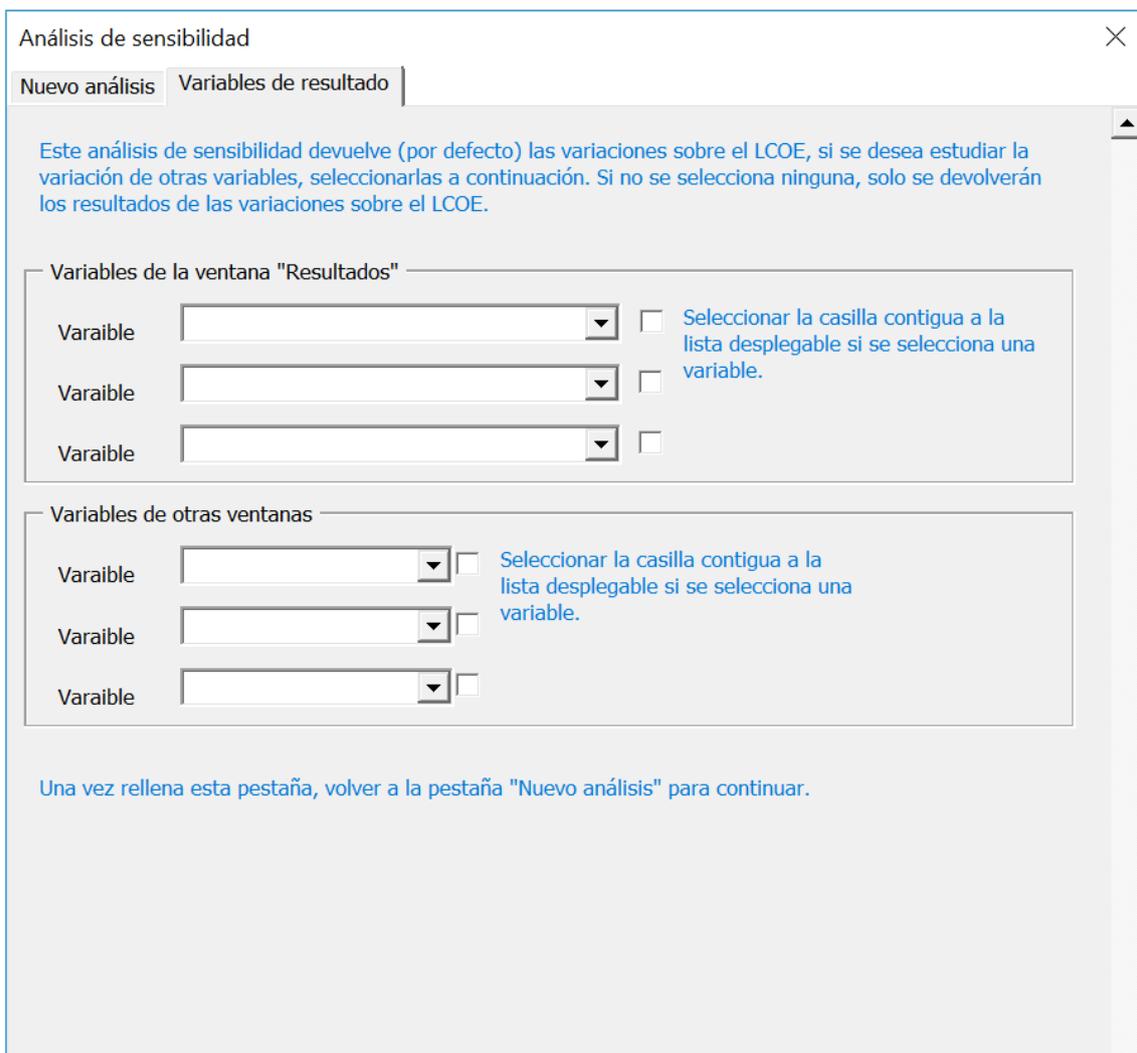


Figura 60: Formulario de un nuevo análisis de sensibilidad (vista inicial)

El formulario, por defecto, retorna una tabla con el análisis de sensibilidad, para la variable de entrada indicada en el primer cuadro del formulario (área **Variable**), sobre el LCOE. Además, también retorna dos gráficas que representan los resultados del análisis de sensibilidad cuantificando la variación del LCOE en valores absolutos y en %. Para indicar el título del eje x de estas gráficas se puede rellenar el cuadro de texto “Título del eje x” (área **Resultados**).

En el área **Variable** se indica la variable de entrada del análisis de sensibilidad, y esto se puede hacer mediante el código de la variable (indicado en las celdas de “Notación” de las ventanas del modelo tecno económico o seleccionando la ventana y la celda concreta que se desea variar.

Si, por el contrario, no se desea utilizar la función por defecto del formulario, se pueden indicar las variables de resultados sobre las que se quiere estudiar la sensibilidad de la variable de entrada. Para ello hay que seleccionar la casilla del área **Resultados** tal y como se indica en las instrucciones del propio formulario. Al hacer esto se ha de acudir a la pestaña secundaria “Variables de resultado” (ver Figura 61). En esta pestaña se pueden indicar las variables de retorno del análisis de sensibilidad. En este caso no se generan gráficas, pero se genera una tabla en la que se recogen los resultados en valores absolutos y en % para cada variable.



Análisis de sensibilidad

Nuevo análisis | Variables de resultado

Este análisis de sensibilidad devuelve (por defecto) las variaciones sobre el LCOE, si se desea estudiar la variación de otras variables, seleccionarlas a continuación. Si no se selecciona ninguna, solo se devolverán los resultados de las variaciones sobre el LCOE.

Variables de la ventana "Resultados"

Variable Seleccionar la casilla contigua a la lista desplegable si se selecciona una variable.

Variable

Variable

Variables de otras ventanas

Variable Seleccionar la casilla contigua a la lista desplegable si se selecciona una variable.

Variable

Variable

Una vez rellena esta pestaña, volver a la pestaña "Nuevo análisis" para continuar.

Figura 61: Formulario de un nuevo análisis de sensibilidad (pestaña “Variables de resultado”)

En cuanto a los límites del análisis de sensibilidad para la variable de entrada, se puede especificar en forma de valores absolutos o en forma de %. En el área del formulario **Límites del análisis de sensibilidad** se pueden indicar estos límites en valores absolutos rellenando los cuadros de texto en la ventana “Valores absolutos” (ver Figura 60), o en variación porcentual de la variable de entrada rellenando los cuadros de texto de la ventana “Variación en %” (ver Figura 62).

Una vez completado todo lo anterior se hace clic en el botón “Aceptar” y se obtienen los resultados del análisis de sensibilidad en la ventana Análisis de sensibilidad debajo del último análisis realizado.

Límites del análisis de sensibilidad:

Valores absolutos | Variación en %

Límite superior %

Límite inferior %

Step %

Ejemplo

+ %

- %

%

Cancelar | Aceptar

Figura 62: Área del formulario de un nuevo análisis de sensibilidad de Límites del análisis de sensibilidad (pestaña “Variación en %”)

9.2.2.2 Ventana de Evaluación de innovaciones

La evaluación de innovaciones se realiza partiendo de lo definido en el capítulo 8 MODELIZACIÓN DEL IMPACTO DE INNOVACIONES. De la modelización del impacto de una innovación se obtiene el impacto de dicha innovación sobre variables concretas del modelo matemático definido en 6 MODELIZACIÓN DE COSTES Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA. Para poder incorporar esta información a la herramienta se ha diseñado la ventana de Evaluación de innovaciones, que permite obtener, para una innovación estudiada, la variación del LCOE. El objetivo de esta ventana es que la evaluación del impacto de las innovaciones sobre el LCOE y otras variables indicadas por el usuario sea automática y no comprometa la integridad de la herramienta manteniendo los valores base intactos para poder evaluar diferentes innovaciones en la misma herramienta.

La estructura de la ventana es la que se muestra en la Figura 63. Esta estructura se repite varias veces en la hoja para poder evaluar varias innovaciones. En la parte superior se ha de indicar el título de la innovación, de modo que ésta sea identificada fácilmente en la ventana. También se incluye un cuadro de texto en el que se puede incluir una breve descripción de la innovación para aportar contexto.

La zona de evaluación de la innovación está compuesta por dos tablas: una en la que se especifican los parámetros sobre los que tiene impacto la innovación de forma directa y cuantificable, y otra en la que se indican las variables sobre las que se quieren obtener los resultados del impacto.

Innovación: (título de la innovación)

Descripción:

Evaluación

Parámetros sobre los que tiene impacto

Hoja	Celda o código	Descripción	Impacto	Valor o variación
IN				
IN				
IN				

Impacto de la innovación sobre los resultados

Hoja	Celda o código	Descripción	Valor sin innovación	Variación	Nuevo valor
OUT					
OUT					
OUT					

*seleccionar esta celda y después clicar en "Calcular impacto"

Calcular el impacto

Figura 63: Estructura de la ventana Evaluación de innovaciones

La información de la primera tabla es resultado de la modelización del impacto de una innovación siguiendo la metodología del capítulo 8 MODELIZACIÓN DEL IMPACTO DE INNOVACIONES. La segunda tabla se rellena en función de los resultados numéricos que se desean obtener, pero solamente se rellenan las celdas con fondo blanco, ya que las celdas amarillas son las que mostrarán los resultados. El objetivo principal es calcular el impacto sobre el LCOE por lo que en la primera fila se indicará que esta se desea obtener el impacto de la innovación sobre esta variable como se indica en la Figura 64.

Hoja	Celda o código	Descripción	Valor sin innovación	Variación	Nuevo valor
OUT	Codigo	LCOE	Levelized cost of energy		

Figura 64: Ejemplo de cómo indicar en la tabla de resultados una variable sobre la que obtener el impacto.

Para ejecutar la macro que calculará el impacto de las innovaciones en la segunda tabla, una vez rellenos todos los datos, hay que hacer clic en el botón "Calcular el impacto". El código de la macro se incluye en el ANEXO VII – código de la macro de evaluación de innovaciones.

10 METODOLOGÍA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO

En este capítulo se presentan las tareas necesarias para llevar a cabo el proyecto, así como su planificación acompañada del diagrama de Gantt, y el presupuesto de este proyecto.

10.1 DESCRIPCIÓN DE TAREAS

Las tareas son las siguientes:

- **T1: Definición de los objetivos y el alcance del proyecto**
Descripción: en esta tarea se define y acota el proyecto, para sentar las bases del mismo y orientar el trabajo en la dirección adecuada.
- **T2: Recopilación de información general sobre eólica flotante**
Descripción: en esta tarea se realiza una revisión bibliográfica relativa a la energía eólica offshore, haciendo hincapié en la energía eólica flotante, su contexto y situación actual de la tecnología.
- **T3: Estudio de los costes en eólica flotante**
Descripción: se analizan los costes en eólica flotante en la forma de revisión bibliográfica, incluyendo tanto una introducción al LCOE como un desglose detallado de los costes del ciclo de vida de un parque eólico flotante.
- **T4: Estudio de las alternativas**
Descripción: en esta tarea se estudian las posibles alternativas para la realización del proyecto en cuanto al software utilizado para el desarrollo de la herramienta.
- **T5: Diseño de la metodología de modelización y cálculo del LCOE**
Descripción: en esta tarea se diseña una metodología para modelizar los costes y la producción de energía de un parque eólico con el objetivo final de calcular el LCOE, basándose en la información recabada hasta el momento.
- **T6: Definición del caso base de estudio**
Descripción: se define un parque eólico base como caso de referencia identificando el valor de las variables definidas en la metodología de modelización de costes y cálculo del LCOE.
- **T7: Diseño de la metodología de modelización del impacto de innovaciones**
Descripción: en esta tarea se diseña una metodología para modelizar el impacto de innovaciones sobre el LCOE basada en la metodología diseñada en la tarea T5.
- **T8: Desarrollo de la herramienta**
Descripción: se desarrolla una herramienta en Excel y Visual Basic en que implemente la metodología de modelización de costes, producción de energía y LCOE, y que además permita realizar análisis de sensibilidad y evaluar las innovaciones implementado la metodología de modelización del impacto de innovaciones. La herramienta desarrollada trabajará sobre el caso base definido en la tarea T6.

Además de estas tareas, a lo largo del proyecto han tenido lugar diferentes reuniones y se han ido superando hitos indicados en el apartado siguiente.

10.2 DIAGRAMA DE GANTT

En la Figura 65 se muestra el diagrama de Gantt del proyecto, indicando la duración en días de cada tarea. Además de las tareas definidas en el apartado anterior, se incluyen hitos y reuniones. No se incluyen en el diagrama por motivos de claridad, pero cada semana tiene lugar una reunión con los coordinadores del proyecto en TECNALIA de una duración aproximada de 1,25 horas semanales. El director del proyecto se considera presente a un 5% durante la duración del proyecto salvo en la tarea R en la que está presente al 100%.

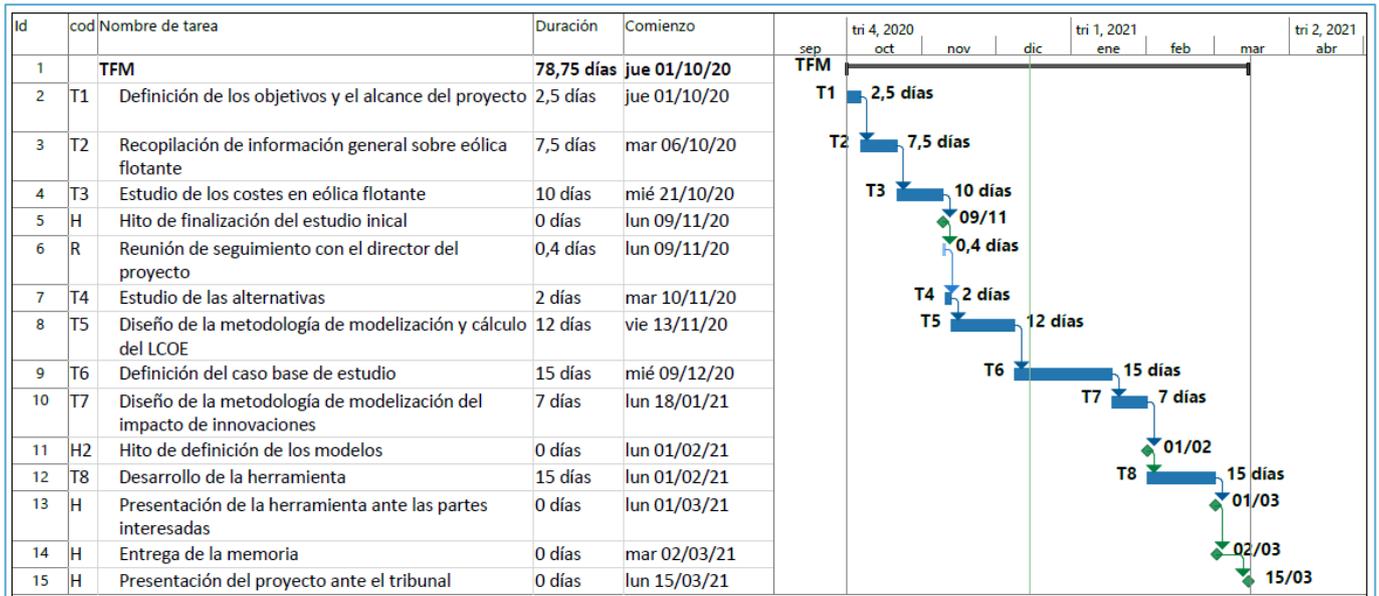


Figura 65: Diagrama de Gantt del proyecto

Los recursos utilizados en el proyecto se dividen en humanos, ofimáticos, y materiales. Los recursos humanos con la ingeniera en prácticas autora del proyecto, el director del proyecto y los dos ingenieros senior coordinadores del proyecto en TECNALIA. En la gráfica a continuación se representa el trabajo semanal que representa cada uno de los recursos humanos.

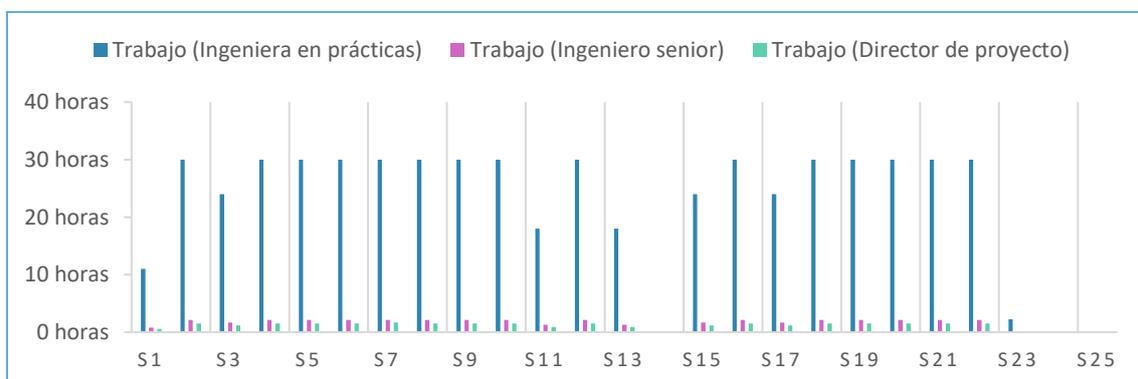


Figura 66: Uso horario de los recursos

Los recursos ofimáticos son únicamente la licencia de Microsoft Office que se prorratea en función del uso en el proyecto. Los recursos materiales se simplifican en un coste fijo de la estación de teletrabajo necesaria para llevar a cabo el proyecto.

10.3 PRESUPUESTO

El presupuesto del proyecto se lleva a cabo en función del uso horario de los recursos humanos, del prorrateo de la licencia de Microsoft Office y el coste de la estación de teletrabajo. Los costes de los recursos son los siguientes:

Tabla 52: Costo de los recursos

	RECURSO	COSTO
Material	Ingeniera en prácticas	400 €/mes
	Ingeniero sénior x2	50 €/hora
	Director de proyecto	50 €/hora
Ofimático/material	Licencia de Microsoft Office	0,56 €/h
	Estación de teletrabajo	1.500 €
Otros	Imprevistos	1%

Teniendo en cuenta el uso horario de los recursos humanos, el coste semanal de cada uno se recoge en la Figura 67. Teniendo en cuenta estos costes y el resto de costes, el presupuesto del proyecto se recoge en la Tabla 53.

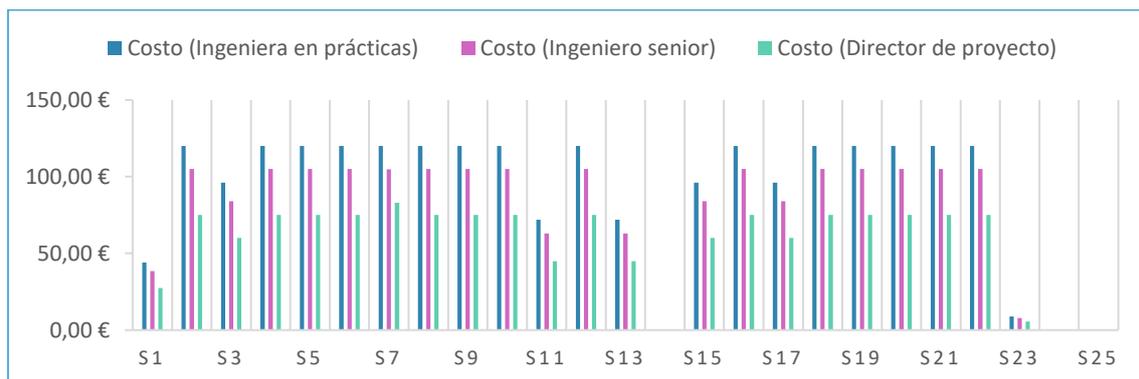


Figura 67: Costo horario de los recursos

Tabla 53: Presupuesto del proyecto

Nombre	Trabajo	Costo
Ingeniera en prácticas	572 horas	2.288 €
Ingeniero senior	40 horas	2.000 €
Director de proyecto	28 horas	1.400 €
Licencia de Microsoft Office		320 €
Estación de teletrabajo		1.500 €
Imprevistos		75 €
COSTE TOTAL DEL PROYECTO		7.583 €

11 CONCLUSIONES

EL objetivo de este proyecto era el desarrollo de una herramienta para la evaluación del impacto de innovaciones acompañada de un protocolo para la estandarización de dicha evaluación. En cuanto al desarrollo del protocolo para la estandarización de la evaluación del impacto de innovaciones, se ha conseguido definir una metodología clara que puede ser aplicada con facilidad, cumpliendo con los requerimientos de homogeneidad requeridos por el protocolo. La herramienta desarrollada acompañada por el modelo del LCOE se considera adecuada, conociendo sus limitaciones, para su aplicación dentro del proyecto MATHEO, ya que permite implantar el protocolo devolviendo resultados cuantitativos del impacto de innovaciones permitiendo comparar unas con otras y su repercusión potencial en el desarrollo del sector eólico flotante.

Uno de los principales obstáculos encontrados a la hora de desarrollar el proyecto es que la mayoría de estudios de evaluación del impacto de innovaciones se centran en indicadores macroeconómicos con el objetivo de medir la actividad innovadora en países o regiones. Las principales metodologías recogidas en la literatura se basaban en datos estadísticos y las evaluaciones se realizaban para periodos temporales finalizados. En el sector de la energía eólica offshore la evaluación del impacto de innovaciones sí que ha sido tratada desde una perspectiva similar a la de este proyecto, pero en la literatura solo se recogen los resultados y no se describen las metodologías seguidas para determinar dichos impactos.

Existen infinitas mejoras para el modelo del LCOE propuesto, que pueden explorarse si futuras aplicaciones de la herramienta requieren un modelo más preciso. Es posible mejorar la modelización del LCOE realizando un modelo más exhaustivo de los costes, como por ejemplo teniendo en cuenta en el coste del lastre, de las líneas de fondeo y de los cables dinámicos el coste individual de cada elemento auxiliar. En el primer caso podríamos tener en cuenta las bombas para lastres de agua marina, en el segundo los costes de los conectores y tensionadores, y en el tercero los costes de los conectores, y de los elementos de flotación y protección.

Otra posible mejora para trabajar con un modelo del LCOE más riguroso sería agregar una aplicación de modelado del recurso del viento y las características meteorológicas y oceánicas sensible a la localización del parque. Esto posibilitaría la modelización de las ventanas de buen tiempo y del factor de carga bruto para una localización concreta, mejorando las estimaciones de disponibilidad del parque, de los costes de operación y mantenimiento y de la producción energética.

Se han identificado dos conceptos clave entre las carencias de la herramienta desarrollada: el trato de la incertidumbre y el año de decisión final de la inversión (FID). Se propone, por lo tanto, que se aborden estos dos conceptos en futuras mejoras de la herramienta.

Finalmente, se da por finalizado este trabajo y se acepta la herramienta desarrollada como idónea para dar paso a un segundo trabajo en el que se aplica la herramienta para evaluar el impacto de las innovaciones desarrolladas en MATHEO.

12 REFERENCIAS

- [1] REN21, «Renewables 2020 Global Status Report,» 2020.
- [2] IRENA, «Data & Statistics,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>. [Último acceso: 7 agosto 2020].
- [3] Global Wind Energy Council, «Global Wind Report 2019, Key findings,» 2019. [En línea]. Available: <https://gwec.net/global-wind-report-2019/>.
- [4] IEA, «Offshore Wind Outlook 2019: World Energy Outlook Special Report,» 2019.
- [5] European Technology & Innovation Platform in Wind Energy, «Floating Offshore Wind: Delivering Climate Neutrality,» 2020.
- [6] S. Rae, K. T. Raaberg y J. Das, «Offshore Wind Foundations, A European Overview,» Renewables Consulting Group, 2017.
- [7] Wind Europe, «Floating Offshore Wind Vision Statement,» 2017.
- [8] IEA, «Offshore Wind Tracking Report,» junio 2020. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/offshore-wind>. [Último acceso: 7 agosto 2020].
- [9] Fortune Business Insights, «Floating Wind Power Market Size, Share & Industry Analysis, By Water Depth, By Capacity and Regional Forecast, 2019-2026,» marzo 2020. [En línea]. Available: <https://www.fortunebusinessinsights.com/industry-reports/floating-wind-power-market-101488>. [Último acceso: 7 agosto 2020].
- [10] Quest Floating Wind Energy, «2020 Global Floating Wind Energy Market and Forecast Report 2019-2034,» enero 2020. [En línea]. Available: <https://questfwe.com/market-report/>.
- [11] R. James y M. Costa-Ros, «Floating Offshore Wind: Market and Technology Review,» Carbon Trust, Reino Unido, 2015.
- [12] A. Arapogianni y A.-B. Genachte, «Deep Water: The next step for offshore wind energy,» European Wind Energy Association, 2013.
- [13] European Commission, «European Atlas of the Seas,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/atlas_en. [Último acceso: 8 agosto 2020].
- [14] M. Vanegas-Cantarero, «Reducing uncertainty in techno-economic analysis of ocean energy [webinar,]» de *MaRINET2*, UEDIN and WavEC, 17-19 noviembre 2020.
- [15] L. Castro-Santos, «Metodología para la evaluación económica de parques eólicos offshore flotantes a través del análisis del coste de las fases de su ciclo de vida,» Ferrol, 2013.

- [16] G. Hundleby, K. Freeman, A. Logan y C. Frost, «Future renewable energy costs: offshore wind, 55 technology innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European floating offshore wind farms,» BVG Associates & KIC InnoEnergy, 2018.
- [17] OCDE y Eurostat, «Manual de Oslo: guía para la recogida e interpretación de datos sobre innovación, 3ª edición,» OECD/European Communities, traducción española: Grupo Tragsa, 2005.
- [18] OCDE, «Manual de Canberra: The measurement of scientific and technological activities, Manual on the measurement of human resources devoted to S&T,» Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), París, 1995.
- [19] OCDE, «Manual de estadísticas de patentes de la OCDE,» Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), París, 2009.
- [20] R. Katila, «Using patent data to measure innovation performance,» *International Journal of Business Performance Measurement*, pp. 180-193, 2000.
- [21] R. Svensson, «Measuring innovation using patent data,» *IFN Working Paper*, nº 1067, 2015.
- [22] C. Bonnet, «Measuring Innovation with Patent Data: an Application to Low Carbon Energy Technologies,» *EconomiX Working Papers*, 2016.
- [23] REOLTEC, «Innovación en el sector eólico: periodo 2018-2019,» Plataforma Tecnológica del Sector Eólico Español, 2020.
- [24] D. M. Reeb y W. Zhao, «Patents Do Not Measure Innovation Success,» University of Singapore & University of China, 2019.
- [25] D. Basulto, «Patents are a terrible way to measure innovation,» *The Washington Post*, 14 julio 2015.
- [26] Offshore Renewable Energy (ORE) Catapult y Knowledge Transfer Network (KTN), «Innovation Roadmaps,» Offshore Wind Innovation Hub, 2020. [En línea]. Available: <https://offshorewindinnovationhub.com/>. [Último acceso: 22 12 2020].
- [27] IRENA, «Innovation Outlook: Offshore Wind,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2016.
- [28] P. Beiter, W. Musial, A. Smith y e. al., «A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, 2016.
- [29] DNV-GL, «Floating wind technology: Future development,» 2014.
- [30] KIC InnoEnergy, «DELPHOS Tracking the impact of innovation on the levelised cost of energy.,» EIT InnoEnergy, [En línea]. Available: <https://delphos.innoenergy.com/>. [Último acceso: 19 enero 2021].

- [31] A. Martínez, «DELPHOS: A modern oracle enabling transformative innovation,» *Renewable Energy Focus*, vol. 16, nº 5-6, pp. 145-146, 2015.
- [32] B. Valpy y P. English, «Future renewable energy costs: onshore wind, how technology innovation is anticipated to reduce the cost of energy from European onshore wind farms,» BVG Associates & KIC InnoEnergy, 2014.
- [33] E. Zarza, E. Simonot, A. Martínez y T. Winkler, «Future renewable energy costs: solar-thermal electricity, How technology innovation is anticipated to reduce the cost of energy from European solar-thermal electricity plants,» BVG Associates & KIC InnoEnergy, 2015.
- [34] P. V. Chiantore, I. Gordon, W. Hoffmann, E. Perezagua, S. Philipps, E. Roman, E. Sandre y W. Sinke, «Future renewable energy costs: solar photovoltaics, How technology innovation is anticipated to reduce the cost of energy from European photovoltaic installations,» BVG Associates & KIC InnoEnergy, 2015.
- [35] NREL, «System Advisor Model (SAM),» U.S. Department of Energy, 2020. [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/>. [Último acceso: 19 enero 2021].
- [36] YOUWIND, «YOUWIND Offshore wind farm optimisation,» YOUWIND, 2019. [En línea]. Available: <https://youwindmodel.eu/youwind-product>. [Último acceso: 19 enero 2021].
- [37] Megavind, «LCOE Calculator Model,» 2015. [En línea]. Available: <https://megavind.winddenmark.dk/lcoe-calculator-model>. [Último acceso: 19 enero 2021].
- [38] IRENA, «Floating Foundations: A game changer for offshore wind power,» 2016.
- [39] CATAPULT Offshore Renewable Energy, «Floating wind: technology assesment, interim findings,» 2015.
- [40] Ideol, «TECHNOLOGY: an industry-transforming innovation,» [En línea]. Available: <https://www.ideol-offshore.com/en/technology>. [Último acceso: 8 enero 2021].
- [41] R. Taninoki, K. Abe, T. Sukegawa, D. Azuma y M. Nishikawa, «Dynamic Cable System for Floating Offshore Wind Power Generation,» SEI TECHNICAL REVIEW, Osaka, 2017.
- [42] M. U. Rentschler, F. Adam y P. Chainho, «Design optimization of dynamic inter-array cable systems for floating offshore wind turbines,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 111, pp. 622-635, 2019.
- [43] NarakornSrinil, «13 - Cabling to connect offshore wind turbines to onshore facilities,» de *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation*, Chong Ng, Li Ran, Woodhead Publishing, 2016, pp. 419-440.
- [44] R. Weerheim, «Development od dynamic power cables for commercial floating wind farms,» Delft Univeristy of Technology, Delft, 2018.
- [45] IRENA, «Renewable energy technologies: cost analysis series. Wind Power,» vol. 1: Power Sector, nº 5/5, 2012.

- [46] J. Goldsmith, «Technical and economic investigation of floating offshore wind energy,» Tecnalia, Derio, 2011.
- [47] A. Myhr, C. Bjerkseter, A. Ågotnes y T. A. Nygaard, «Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective,» *Renewable Energy*, vol. 66, pp. 714-728, 2014.
- [48] Corporate Finance Institute®, «CFI™,» © 2015 to 2020 CFI Education Inc., [En línea]. Available: <https://corporatefinanceinstitute.com/>. [Último acceso: 20 11 2020].
- [49] G. Benveniste, M. Lerch, M. d. Prada, M. Kretschmer, J. Berqué, A. López y G. Pérez, «Deliverable 2.2. LCOE tool description, technical and environmental impact evaluation procedure (proyecto H2020 LIFES50 (GA640741)),» LIFES50+, 2016.
- [50] S. Rozas, «Estudio y evaluación del impacto ambiental de los sistemas de producción de energía: energías renovables,» Universidad del País Vasco, Bilbao, 2017.
- [51] BOEM, «Outreach Summary Report: California Offshore Wind Energy Planning,» California, 2018.
- [52] CATAPULT: Offshore renewable Energy, «Guide to an offshore wind farm: wind farm costs,» BVG associates, [En línea]. Available: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>. [Último acceso: 16 agosto 2020].
- [53] GCube, «GCube: Wind Industry Subsea Cable Claims at €60M in 2015,» 15 junio 2016. [En línea]. Available: <https://www.offshore-energy.biz/gcube-wind-industry-subsea-cable-claims-at-e60m-in-2015/>. [Último acceso: 19 agosto 2020].
- [54] C. Bjerkseter y A. Ågotnes, «Levelised cost of energy for offshore floating wind turbine concepts,» Norwegian University of Life Sciences, 2013.
- [55] T. Stehly y P. Beiter, «2018 Cost of Wind Energy Review,» NREL, EEUU, 2018.
- [56] J. Phillips, O. Fitch-Roy, P. Reynolds y P. Gardner, «A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance,» Scottish Enterprise and The Crown State, 2013.
- [57] F. J. Moledo, «Tema 4. Los costes e ingresos de la generación eléctrica,» de *Financiación y Costes de generación Eléctrica*, Bilbao, Universidad del País Vasco, 2017.
- [58] M. Shafiee, «Maintenance logistics organization for offshore wind energy: Current progress and future perspectives,» *Renewable Energy*, vol. 77, pp. 182-193, 2015.
- [59] J. M. K. L. F. D. McAuliffe y C. Desmond, «Driving Cost Reductions in Offshore Wind,» LEANWIND, 2017.
- [60] C. Röckmann, S. Lagerveld y J. Stavenuiter, «Chapter 4: Operation and Maintenance Costs of Offshore Wind Farms and Potential Multi-use Platforms in the Dutch North Sea,» de *Aquaculture Perspective of Multi-Use Sites in the Open Ocean*, B. H. Buck y R. Langan, Edits., Springer Open, 2017, pp. 97-113.

ANEXO I – EMBARCACIONES

Tabla I-54: Tipos de embarcaciones para la transporte e instalación de los componentes del parque eólico flotante

Buque remolcador (Principle Power)



Buque tipo barcaza (Royal Wagenborg)



Buque AHTS (Damen)



Barco cableiro (Stemat Marine Services)



Barco grúa (Deme y Scaldis)



Buque jack-up

(Fred. Olsen Windcarrier y Seajacks)



ANEXO II – ECUACIONES DEL MODELO MATEMÁTICO

En este anexo se recogen todas las ecuaciones del modelo matemático presentado en el capítulo 6 MODELIZACIÓN DE COSTES Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.

Tabla II-55: Ecuaciones del modelo matemático

$CAPEX = C_{D\&D} + C_{FAB} + C_{IyT}$	(1)
$C_{D\&D} = d_d \cdot CAPEX = \frac{d_d}{1 - d_d} \cdot (C_{FAB} + C_{IyT})$	(2)
$C_{FAB} = C_{Farea} + N \cdot (C_{Faero} + C_{Fsubestr} + C_{Fsistfon}) + C_{Fred}$	(3)
$C_{Farea} = A_F \cdot c_{alq} \cdot t_F$	(4)
$C_{Farea} = A_F \cdot c_{sup}$	(5)
$C_{Faero} = C_{gondola} + C_{rotor} + C_{torre} + C_{aeroaux}$	(6)
$C_{gondola} = P_{aero} \cdot c_{gondola}$	(7)
$C_{rotor} = w_{rotor} \cdot c_{rotor}$	(8)
$C_{torre} = w_{torre} \cdot c_{torre}$	(9)
$C_{aeroaux} = d_{aeroaux} \cdot C_{Faero} = \frac{d_{aeroaux}}{1 - d_{aeroaux}} \cdot (C_{gondola} + C_{rotor} + C_{torre})$	(10)
$C_{Fsubestr} = C_{estructura} + C_{lastre} + C_{subaux}$	(11)
$C_{estructura} = w_{estructura} \cdot c_{estructura}$	(12)
$C_{lastre} = w_{lastre} \cdot c_{lastre}$	(13)
$C_{subaux} = d_{subaux} \cdot C_{Fsubestr} = \frac{d_{subaux}}{1 - d_{subaux}} (C_{estructura} + C_{lastre})$	(14)
$C_{Fsistfon} = n_{lineas} \cdot C_{linea} + n_{anclas} \cdot C_{ancla}$	(15)
$C_{linea} = w_{linea} \cdot c_{linea}$	(16)
$C_{ancla} = w_{ancla} \cdot c_{ancla}$	(17)
$C_{Fred} = C_{din} + C_{array} + C_{subestacion} + C_{export}$	(18)
$C_{din} = L_{din} \cdot c_{ikVdin}, \quad c_{ikVdin} \propto V_{din}$	(19)
$C_{din} = L_{din} \cdot c_{ikVdin}, \quad c_{ikVdin} \propto V_{din}$	(20)

$$C_{subestacion} = N \cdot P_{aero} \cdot c_{subestacion} \quad (21)$$

$$C_{export} = L_{export} \cdot c_{ikVexport}, \quad c_{ikVexport} \propto V_{export} \quad (22)$$

$$C_{IyT} = N \cdot (C_{ITaero} + C_{ITSistfon}) + C_{ITred} \quad (23)$$

$$C_{ITaero} = C_{ensamblaje} + C_{Taaero} \quad (24)$$

$$C_{ensamblaje} = w_{aero+sub} \cdot c_{ensamb} \quad (25)$$

$$w_{aero+sub} \cong w_{rotor} + w_{torre} + w_{estructura} + w_{lastre} \quad (26)$$

$$C_{Taaero} = \sum_i^{buques} t_{iTaaero} \cdot c_{ibuques} \quad (27)$$

$$C_{ITSistfon} = n_{lineas} \cdot \left(\sum_i^{buques} t_{ITSistfon} \cdot c_{ibuques} \right) \quad (28)$$

$$C_{ITred} = C_{ITdin} + C_{ITarray} + C_{ITsubestacion} + C_{ITexport} \quad (29)$$

$$C_{ITdin} = \sum_i^{buques} t_{iITdin} \cdot c_{ibuques} \quad (30)$$

$$C_{ITdin} = \sum_i^{buques} t_{iITdin} \cdot c_{ibuques} \quad (31)$$

$$C_{ITsubestacion} = \begin{cases} 1. & \sum_i^{buques} t_{iITsubestacion} \cdot c_{ibuques} \\ 2. & C_{ITsubestacion} \end{cases} \quad (32)$$

$$C_{ITdin} = \sum_i^{buques} t_{iITdin} \cdot c_{ibuques} \quad (33)$$

$$OPEX = (C_O + C_M) \cdot t_{vida \text{ útil}} \quad (34)$$

$$C_O = d_O \cdot \frac{OPEX}{t_{vida \text{ útil}}} = \frac{d_O}{1 - d_O} \cdot C_M \quad (35)$$

$$C_M = C_{Maero} + C_{Msubestr} + C_{Msistfon} + C_{Mred} \quad (36)$$

$$C_{Maero} = N \cdot \sum_i^{aerogenerador} f_i \cdot C_{Mi} \quad (37)$$

$$C_{Msubestr} = N \cdot \sum_i^{subestructura} f_i \cdot C_{Mi} \quad (38)$$

$$C_{Msistfon} = N \cdot \sum_i^{sist. fondeo} f_i \cdot C_{Mi} \quad (39)$$

$$C_{Mred} = \sum_i^{sist. conexión red} f_i \cdot C_{Mi} \quad (40)$$

$$C_{Mi} = C_{embarcaciones} \cdot t_M + C_{mo} \cdot t_M + C_{mat} \quad (41)$$

$$C_{embarcaciones} = \sum C_{iembarcaciones} \quad (42)$$

$$t_M = t_{int} + \frac{dist_{OM}}{v_{embarcación}} \quad (43)$$

$$C_{mo} = n_{operarios} \cdot c_{mo} \quad (44)$$

$$Downtime = \begin{cases} t_M & \text{Si mant. preventivo} \\ t_M + \text{accesibilidad} & \text{Si mant. correctivo} \end{cases} \quad (45)$$

$$DECEX = DECEX_{aero} + DECEX_{sistfon} + DECEX_{red} \quad (46)$$

$$DECEX = \sum dec_i \cdot C_{ITi} \quad (47)$$

$$DECEX_{aero} = N \cdot dec_{aero} \cdot C_{ITAero} \quad (48)$$

$$DECEX_{sistfon} = N \cdot dec_{sistfon} \cdot C_{ITsistfon} \quad (49)$$

$$DECEX_{red} = dec_{subestacion} \cdot C_{ITsubestacion} + dec_{cableado} (C_{ITdin} + C_{ITarray} + C_{ITexport}) \quad (50)$$

$$AEP = AEP_t \cdot FCN \quad (51)$$

$$FCN = FCB \cdot Disponibilidad \cdot \prod (1 - Pérdidas) \quad (52)$$

$$Disponibilidad = 1 - \frac{\sum Downtime \cdot f_i}{8760 \text{ h/año}} \quad (53)$$

$$AEP = AEP_t \cdot FCN = AEP_t \cdot FCB \cdot \prod (1 - Pérdidas) \cdot Disponibilidad \quad (54)$$

$$AEP_{aero} = AEP_{taero} \cdot FCB \cdot (1 - pp_{aerodin}) \cdot disp_{aero} \quad (55)$$

$$AEP = N \cdot AEP_{aero} \cdot (1 - pp_{red})(1 - pp_{otras}) \cdot disp_{red} \quad (56)$$

$$AEP = N \cdot (AEP_{taero} \cdot FCB \cdot (1 - pp_{aero}) \cdot disp_{aero}) \cdot (1 - pp_{red})(1 - pp_{otras}) \cdot disp_{red} \quad (57)$$

$$AEP = N \cdot AEP_{t_{aero}} \cdot FCB \cdot (1 - pp_{aero})(1 - pp_{red})(1 - pp_{otras}) \cdot disp_{aero} \cdot disp_{red} \quad (58)$$

$$disp_{aero} = \left(1 - \frac{\sum f_i \cdot Downtime_{aero}}{8760}\right) \quad (59)$$

$$disp_{red} = \left(1 - \frac{\sum f_i \cdot Downtime_{red}}{8760}\right) \quad (60)$$

$$\prod (1 - Pérdidas) = (1 - pp_{aero})(1 - pp_{red})(1 - pp_{otras}) \quad (61)$$

$$Disponibilidad = disp_{aero} \cdot disp_{red} \quad (62)$$

$$Disponibilidad = \left(1 - \frac{\sum f_i \cdot Downtime_{aero}}{8760}\right) \cdot \left(1 - \frac{\sum f_i \cdot Downtime_{red}}{8760}\right) \quad (63)$$

ANEXO III – NOTACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

Notación de las ecuaciones del modelo matemático presentado en el capítulo 6 MODELIZACIÓN DE COSTES Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.

Tabla III-56: Notación de las variables del modelo matemático

NOTACIÓN	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
AEP_t	MWh/año	Producción anual de energía teórica
AEP	MWh/año	Producción anual de energía
AEP_{aero}	MWh/año	Producción anual de energía por aerogenerador
AEP_{taero}	MWh/año	Producción anual de energía teórica por aerogenerador
A_F	m ²	Área en puerto necesaria para la fabricación
<i>accesibilidad</i>	h	Tiempo de espera a la ventana de buen tiempo
$CAPEX$	€	Costes totales de construcción
$C_{D\&D}$	€	Costes de diseño y desarrollo
C_{FAB}	€	Costes de fabricación
C_{Faero}	€	Costes asociados a la fabricación de un aerogenerador
C_{Farea}	€	Costes asociados al área en puerto necesaria para la fabricación
C_{Fred}	€	Costes asociados a la fabricación del sistema de conexión a la red
$C_{Fsistfon}$	€	Costes asociados a la fabricación un sistema de fondeo
$C_{Fsubestr}$	€	Costes asociados a la fabricación de una subestructura
$C_{Fsubestr}$	€	Costes asociados a la fabricación de una subestructura
C_M	€	Costes de mantenimiento anuales
C_{Maero}	€	Costes asociados al mantenimiento de los aerogeneradores
C_{Mi}	€	Coste de una intervención de mantenimiento
C_{Mred}	€	Costes asociados al mantenimiento del sistema de conexión a la red
$C_{Msistfon}$	€	Costes asociados al mantenimiento de los sistemas de fondeo
$C_{Msubestr}$	€	Costes asociados al mantenimiento de las subestructuras
C_O	€	Costes de operación anuales
C_{TAaero}	€	Costes asociados al transporte del conjunto aerogenerador + subestructura
C_{Tel}	€	Costes de transporte e instalación
C_{Tlaero}	€	Costes asociados a la transporte e instalación de un conjunto aerogenerador + subestructura
$C_{Tlarray}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cableado inter-array
C_{Tldin}	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cableado dinámico

$C_{TIexport}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación del cable de evacuación
C_{Tii}	€	Costes asociados a la transporte e instalación de cada componente
C_{TIred}	€	Costes asociados a la transporte e instalación del sistema de conexión a la red
$C_{TI sistfon}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación de un sistema de fondeo
$C_{TIsubestacion}$	€	Costes asociados a la transporte e instalación de la subestación
$C_{aeroaux}$	€	Coste asociado a la fabricación de los elementos auxiliares del aerogenerador
C_{ancla}	€	Coste asociado a la fabricación de un ancla
C_{array}	€	Coste asociado a la fabricación del cableado inter-array
C_{din}	€	Coste asociado a la fabricación del cableado dinámico
$C_{embarcaciones}$	€/h	Coste diario de todas las embarcaciones utilizadas en la intervención
$C_{ensamblaje}$	€	Costes asociados al ensamblaje del aerogenerador y la estructura
$C_{estructura}$	€	Coste asociado a la fabricación de la estructura flotante
$C_{estructura}$	€	Coste asociado a la fabricación de la estructura flotante
C_{export}	€	Coste asociado a la fabricación del cable de evacuación
$C_{gondola}$	€	Coste asociado a la fabricación de la góndola
C_{lastre}	€	Coste asociado al lastre
C_{lastre}	€	Coste asociado al lastre
C_{linea}	€	Coste asociado a la fabricación de una línea de fondeo
C_{mat}	€	Coste material de la reparación
C_{mo}	€/h	Coste total diario de la mano de obra para la intervención
C_{rotor}	€	Coste asociado a la fabricación del rotor
C_{subaux}	€	Coste asociado a la fabricación de los elementos auxiliares de la subestructura
C_{subaux}	€	Coste asociado a la fabricación de los elementos auxiliares de la subestructura
$C_{subestacion}$	€	Coste asociado a la fabricación de la subestación
C_{torre}	€	Coste asociado a la fabricación de la torre
c_{alq}	€/m ² mes	Precio del alquiler del área en puerto necesaria para la fabricación
c_{ancla}	€/tn	Coste por tonelada de un ancla
c_{ensamb}	€/tn	Coste por unidad de masa del ensamblaje del conjunto aerogenerador + subestructura
$c_{estructura}$	€/tn	Coste por tonelada de la fabricación de la subestructura flotante
$c_{gondola}$	€/MW	Coste por MW de la góndola de un aerogenerador

$c_{ibuques}$	€/día	Coste diario por tipo de embarcación
$c_{iembarcaciones}$	€/h	Coste diario por tipo de embarcación de mantenimiento
$c_{ikVarray}$	€/m	Coste por unidad de longitud de un cable inter-array, en función del voltaje
c_{ikVdin}	€/m	Coste por unidad de longitud de un cable dinámico, en función del voltaje
$c_{ikVexport}$	€/m	Coste por unidad de longitud del cable de evacuación, en función del voltaje
c_{lastre}	€/tn	Coste por tonelada del material del lastre
c_{linea}	€/tn	Coste por tonelada de una línea de fondeo
c_{mo}	€/h	Sueldo horario de los operarios
c_{rotor}	€/tn	Coste por tonelada de la fabricación del rotor del aerogenerador
$c_{subestacion}$	€/MW	Coste por MW asociado a la fabricación de la subestación
$c_{Tsubestacion}$	€	Coste de la transporte e instalación de la subestación
c_{sup}	€/m ²	Precio de compra del área en puerto necesaria para la fabricación
c_{torre}	€/tn	Coste por tonelada de la fabricación de la torre de aerogenerador
$DECEX_{aero}$	€	Costes asociados al desmantelamiento de los conjuntos aerogenerador + subestructura
$DECEX_{red}$	€	Costes asociados al desmantelamiento del sistema de conexión a la red
$DECEX_{sistfon}$	€	Costes asociados al desmantelamiento de los sistemas de fondeo
$DECEX$	€	Costes asociados al desmantelamiento
Disponibilidad	[-]	Disponibilidad del parque
Downtime	h	Tiempo de inactividad por intervención
$Downtime_{aero}$	h	Downtime incurrido por intervenciones relativas a aerogeneradores, subestructuras o sistemas de fondeo
$Downtime_{red}$	h	Downtime incurrido por intervenciones relativas al sistema de conexión a la red
$disp_{aero}$	[-]	Disponibilidad de un aerogenerador
$disp_{red}$	[-]	Disponibilidad del sistema de conexión a la red
$dist_{OM}$	m	Distancia entre el emplazamiento y el puerto de operación y mantenimiento
d_o	[-]	Porcentaje respecto del OPEX que representan los costes de operación
$d_{aeroaux}$	[-]	Porcentaje respecto del coste de fabricación de un aerogenerador que representan los elementos auxiliares
d_d	[-]	Porcentaje respecto del CAPEX que representa el diseño y desarrollo
dec_{aero}	[-]	Porcentaje respecto del coste de instalación que representan los costes del desmantelamiento de un conjunto aerogenerador + subestructura

$dec_{cableado}$	[-]	Porcentaje respecto del coste de instalación que representan los costes del desmantelamiento del cableado
dec_i	[-]	Porcentaje respecto del coste de instalación que representan los costes del desmantelamiento de cada componente
$dec_{sistfon}$	[-]	Porcentaje respecto del coste de instalación que representan los costes del desmantelamiento de un sistema de fondeo
$dec_{subestacion}$	[-]	Porcentaje respecto del coste de instalación que representan los costes del desmantelamiento de la subestación
d_{subaux}	[-]	Porcentaje respecto del coste de fabricación de la subestructura que representan los elementos auxiliares
FCB	[-]	Factor de carga bruto
FCN	[-]	Factor de carga neto
f_i	/año	Frecuencia anual de la intervención o fallo
L_{array}	m	Longitud del cableado inter-array
L_{din}	m	Longitud del cableado dinámico
L_{export}	m	Longitud del cable de evacuación
N	[-]	Número de aerogeneradores en el parque
n_{anclas}	[-]	Número de anclas por aerogenerador
n_{lineas}	[-]	Número de líneas de fondeo por aerogenerador
$n_{operarios}$	[-]	Número de operarios necesarios para la operación
$OPEX$	€	Costes de operación y mantenimiento
$Pérdidas$	[-]	Pérdidas energéticas en el parque
$pp_{aerodin}$	[-]	Pérdidas aerodinámicas
pp_{red}	[-]	Pérdidas eléctricas
pp_{otras}	[-]	Otras pérdidas
P_{aero}	MW	Potencia de un aerogenerador
t_F	meses	Tiempo de fabricación
t_M	h	Duración total de la intervención en días
$t_{iTarray}$	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para la instalación del cableado inter-array
t_{ITdin}	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para la instalación de un cable dinámico
$t_{ITexport}$	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para la instalación del cable de evacuación
$t_{ITsistfon}$	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para la instalación del sistema de fondeo
$t_{ITsubestacion}$	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para la instalación de la subestación
t_{ITaero}	días	Tiempo de uso por tipo de embarcación para el transporte y acoplamiento del del conjunto aerogenerador + subestructura
t_{int}	h	Duración de la intervención en horas

$t_{vida\ útil}$	años	Vida útil del parque eólico
V_{array}	kV	Voltaje de los cables inter-array
V_{din}	kV	Voltaje de los cables dinámicos
V_{export}	kV	Voltaje del cable de evacuación
$v_{embarcación}$	m/h	Velocidad de la embarcación utilizada más lenta
$w_{aero+sub}$	tn	Peso total del conjunto aerogenerador + subestructura
w_{ancla}	tn	Peso de un ancla
$w_{estructura}$	tn	Peso de la estructura flotante
w_{lastre}	tn	Peso del lastre
$w_{línea}$	tn	Peso de una línea de fondeo
w_{rotor}	tn	Peso del rotor de un aerogenerador
w_{torre}	tn	Peso de la torre de un aerogenerador

ANEXO IV – RESULTADOS DEL MODELO TECNO ECONÓMICO PARA EL PARQUE EÓLICO BASE

En este anexo se recogen los resultados de la aplicación del modelo tecno económico al parque eólico base.

Tabla IV-57: Resultados generales del modelo tecno económico para el parque eólico base

GENERAL			
LCOE	113,85	€/MWh	Levelised cost of energy
Producción total de energía	44178	GWh	
AEP	1767	GWh	Producción anual de energía
LCC	2226	M€	Costes totales del ciclo de vida
Factor de carga neto	40,35%	[-]	
LCC	4,452	M€/MW	
CAPEX	2,928	M€/MW	Costes totales de construcción
OPEX	1,289	M€/MW	Costes totales de operación y mantenimiento
DECEX	0,235	M€/MW	Costes totales asociados al desmantelamiento

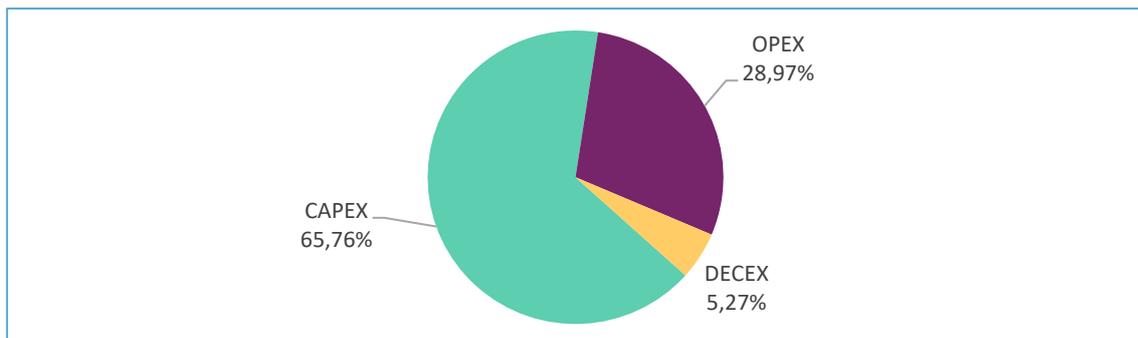


Tabla IV-58: Producción energética anual para el parque eólico base

PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL			
Energía disponible	4380	GWh	
FCB	50,00%	[-]	Factor de carga bruto
Disponibilidad	91,58%	[-]	
Pérdidas aerodinámicas	7,50%	[-]	
Pérdidas eléctricas	1,80%	[-]	
Otras pérdidas	3,00%	[-]	
FCN	40,35%	[-]	Factor de carga neto
AEP	1767	GWh	Producción anual de energía

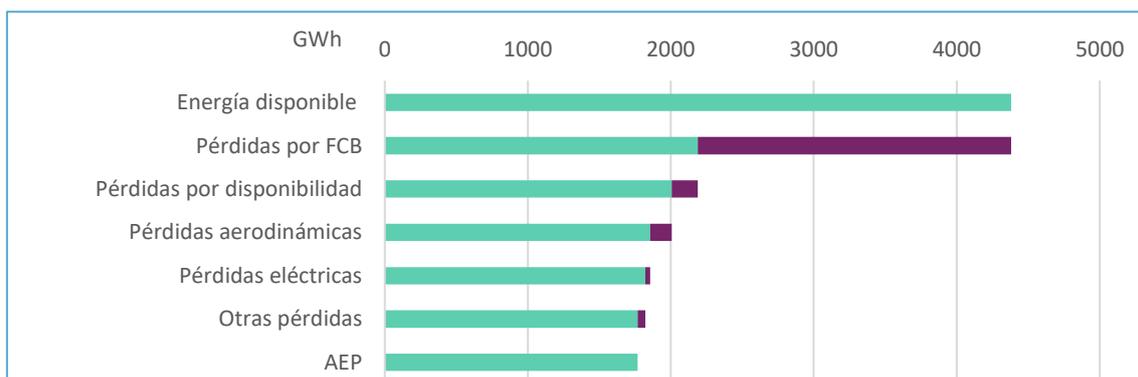


Tabla IV-59: Desglose de costes para el parque eólico base

DESGLOSE DE COSTES			
Diseño y desarrollo	87,828 M€	175,656 k€/MW	1,988 €/MWh
Fabricación	1294,448 M€	2588,896 k€/MW	29,301 €/MWh
Transporte e instalación	81,523 M€	163,046 k€/MW	1,845 €/MWh
Operación	32,237 M€	64,475 k€/MW	0,730 €/MWh
Mantenimiento	612,508 M€	1225,016 k€/MW	13,864 €/MWh
Desmantelamiento	117,357 M€	234,713 k€/MW	2,656 €/MWh

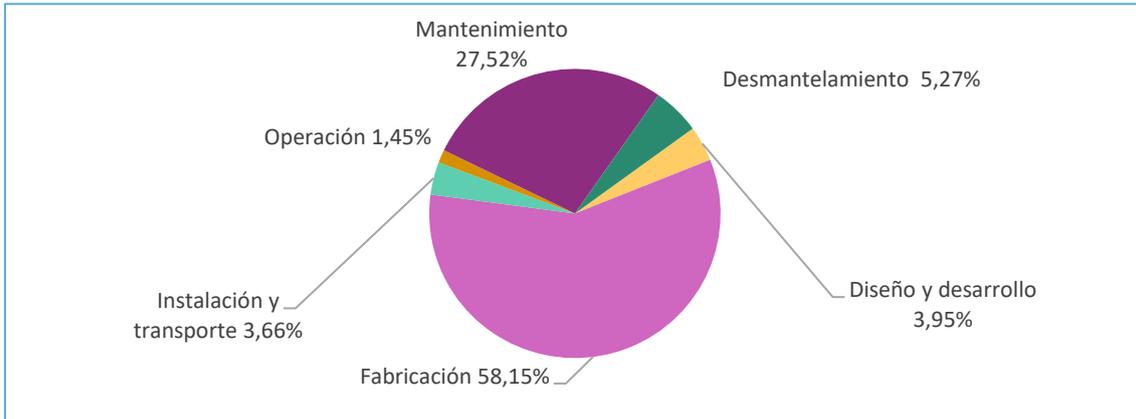


Tabla IV-60: Costes de fabricación para el parque eólico base

FABRICACIÓN			
Área en puerto	1,035 M€	2,070 k€/MW	0,023 €/MWh
Aerogeneradores	473,616 M€	947,232 k€/MW	10,721 €/MWh
Subestructuras	559,211 M€	1118,421 k€/MW	12,658 €/MWh
Sistemas de fondeo	41,642 M€	83,284 k€/MW	0,943 €/MWh
Conexión a la red	218,945 M€	437,889 k€/MW	4,956 €/MWh

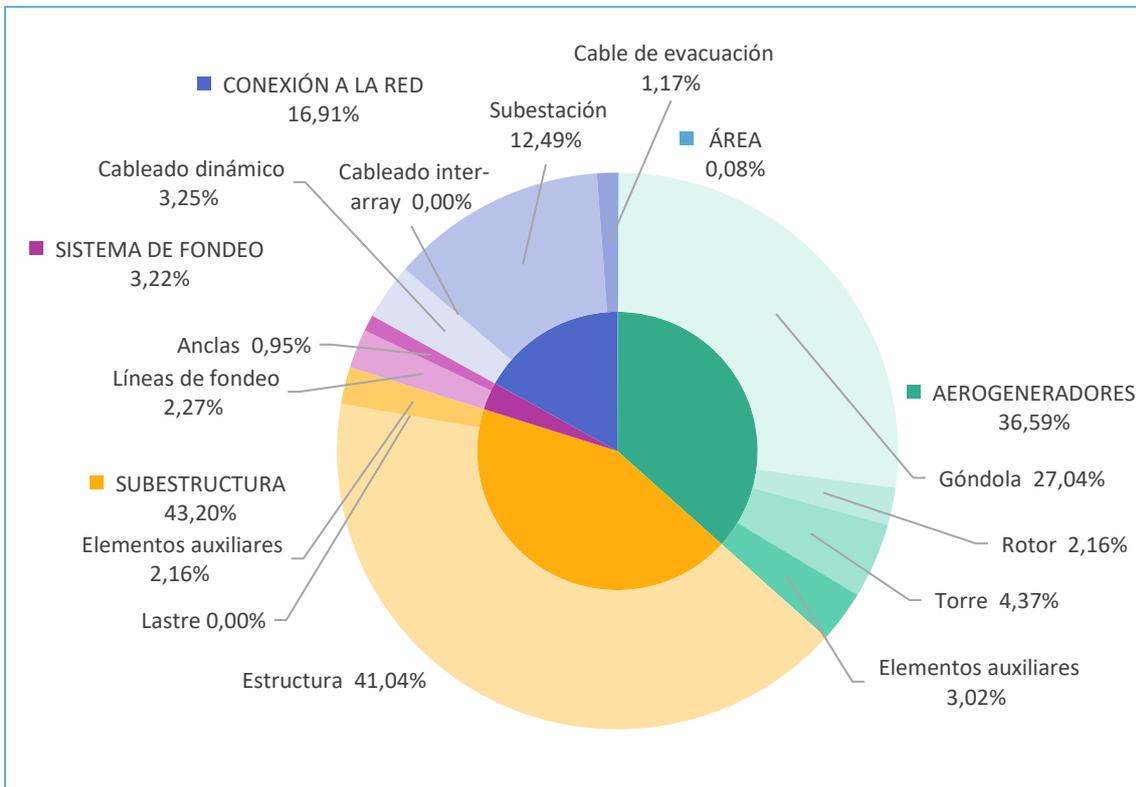


Tabla IV-61: Costes de instalación para el parque eólico base

TRANSPORTE E INSTALACIÓN					
Conjuntos aerogenerador-subestructura	104,516 M€	209,031 k€/MW	0,047 €/MWh		
Sistemas de fondeo	23,800 M€	47,600 k€/MW	0,539 €/MWh		
Conexión a la red	78,957 M€	157,913 k€/MW	1,787 €/MWh		

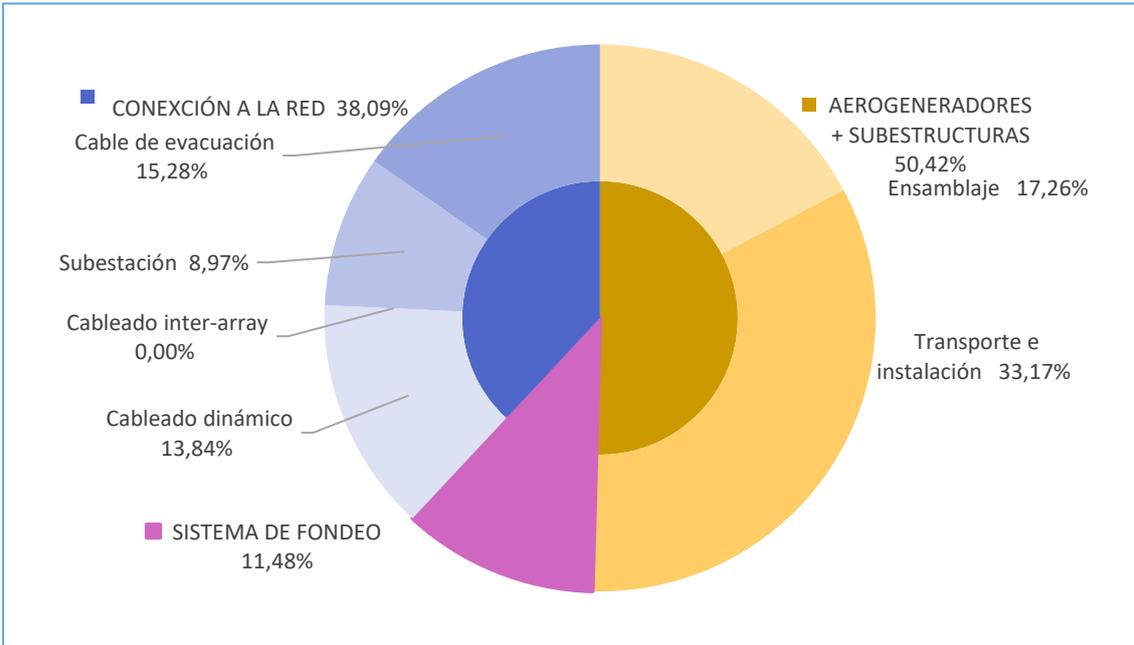


Tabla IV-62: Costes de operación y mantenimiento para el parque eólico base

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO						
Operación	32,237 M€	0,730 €/MWh	1,289 M€/año	2,579 €/kW/año		
Mantenimiento aerogeneradores	466,624 M€	10,562 €/MWh	18,665 M€/año	37,330 €/kW/año		
Mantenimiento subestructuras	86,577 M€	1,960 €/MWh	3,463 M€/año	6,926 €/kW/año		
Mantenimiento sistemas de fondeo	52,375 M€	1,186 €/MWh	2,095 M€/año	4,190 €/kW/año		
Mantenimiento conexión a la red	6,932 M€	0,157 €/MWh	0,277 M€/año	0,555 €/kW/año		
Costes totales de operación y mant.	644,745 M€	14,594 €/MWh	25,790 M€/año	51,580 €/kW/año		

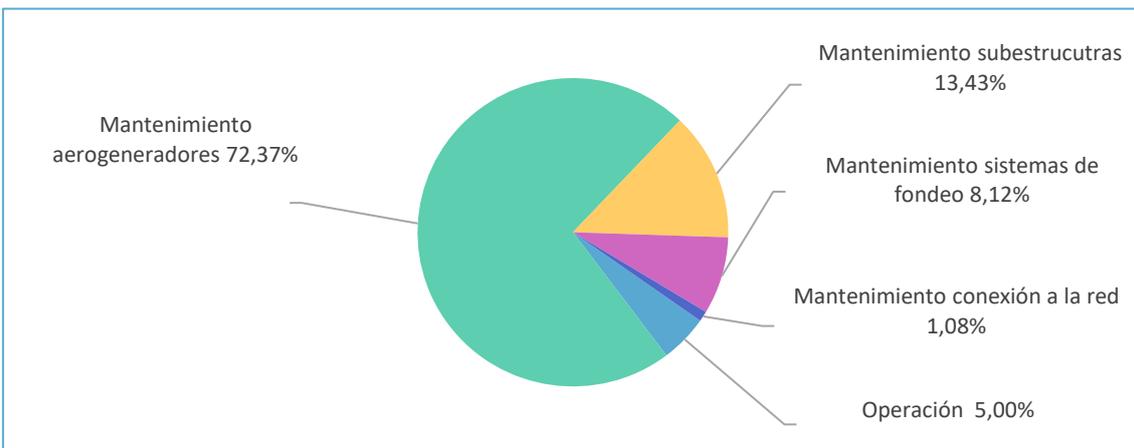


Tabla IV-63: Costes por intervención de mantenimiento para el parque eólico base

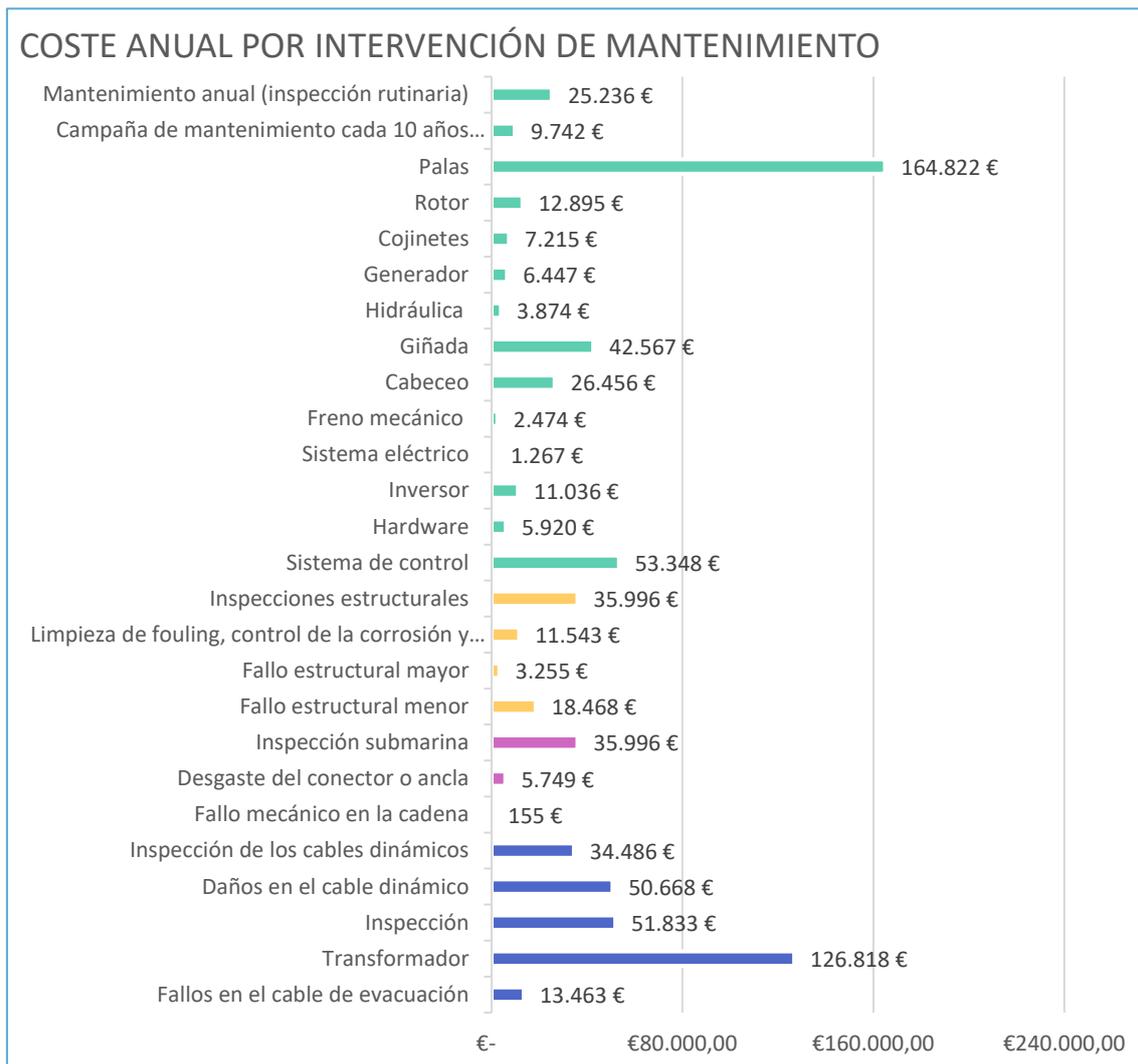
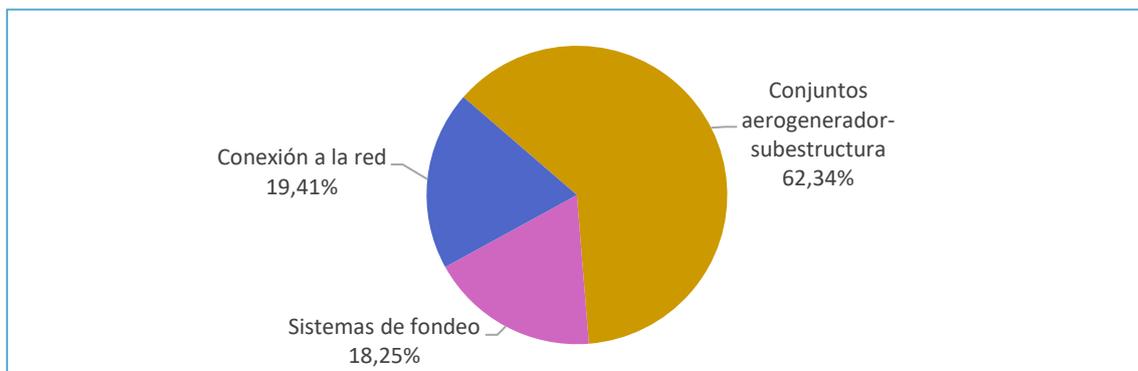


Tabla IV-64: Costes de desmantelamiento para el parque eólico base

DESMANTELAMIENTO					
Conjuntos aerogenerador-subestructura	73,161	M€	146,322	k€/MW	1,656 €/MWh
Sistemas de fondeo	21,420	M€	42,840	k€/MW	0,485 €/MWh
Conexión a la red	22,776	M€	45,551	k€/MW	0,516 €/MWh



ANEXO V – DIAGRAMA DE PROCESO COMPLETO DE LA FASE 2 DE LA ENTREVISTA PARA LA DETERMINACIÓN DEL IMPACTO DE INNOVACIONES

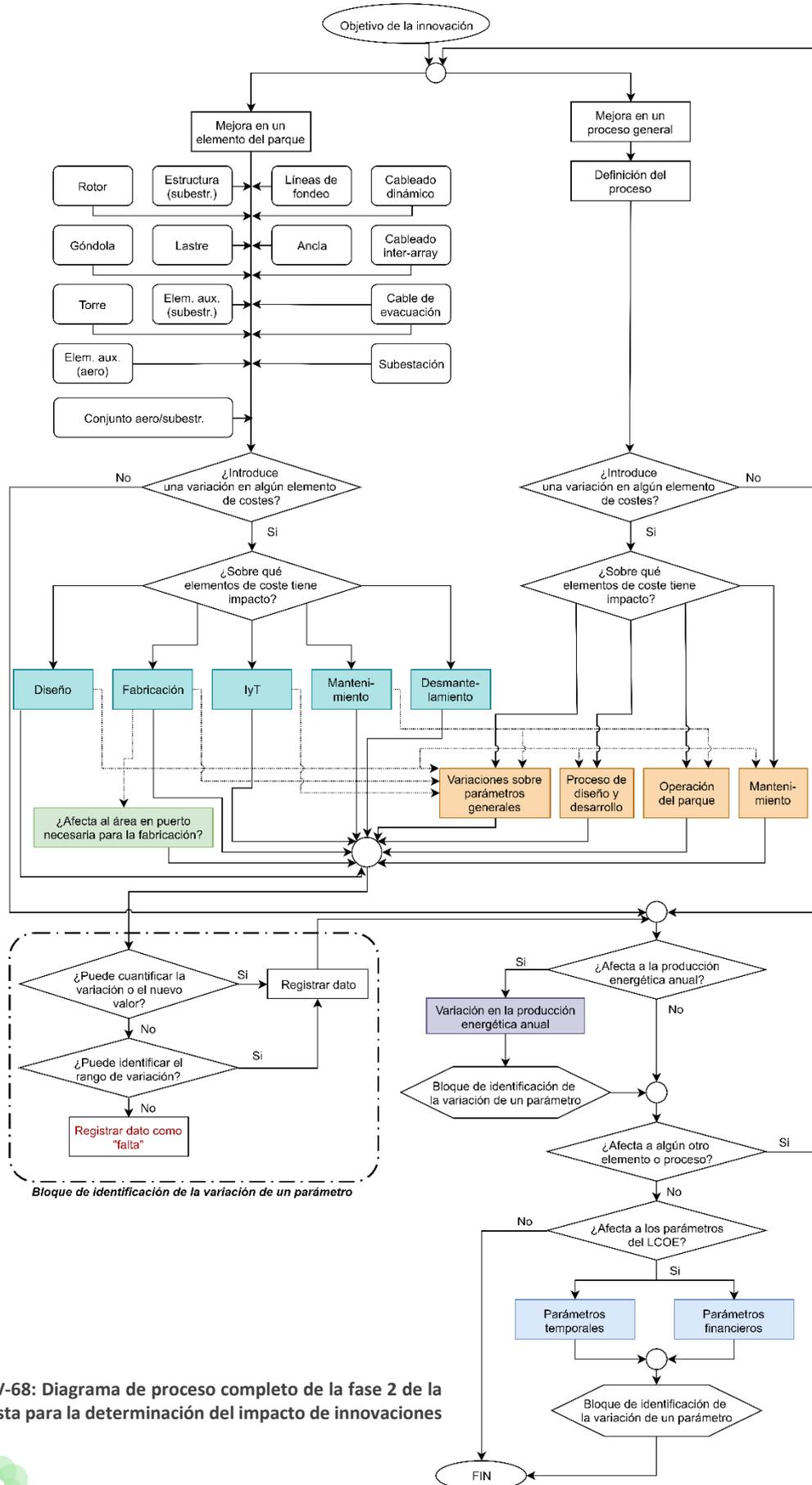


Figura V-68: Diagrama de proceso completo de la fase 2 de la entrevista para la determinación del impacto de innovaciones

ANEXO VI – MANUAL DE USUARIO DE LA HERRAMIENTA

Este es el manual de usuario de la herramienta, que describe los pasos a seguir para una correcta utilización de esta de forma autónoma por parte de terceros. Se utilizarán ejemplos que pueden servir de apoyo al usuario.

1. Apertura de la herramienta y uso general

Una vez abierto el libro Excel, dependiendo de la configuración del equipo, puede que aparezca el mensaje de advertencia que requiere habilitar los contenidos manualmente. Si no se hace clic en el botón *Habilitar contenidos* del mensaje emergente la herramienta no funcionará correctamente.

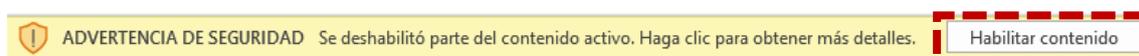


Figura VI-69: Mensaje de advertencia (Habilitar contenidos)

Existen dos versiones de la herramienta: una protegida y otra libre. La protegida está dirigida a los usuarios generales, y la libre está dirigida a usuarios que desean modificar el código de esta para modificar sus funciones y utilidades.

1.1. Herramienta protegida:

En la herramienta protegida todas las ventanas del modelo tecno económico están protegidas, para garantizar su integridad, y solo se permiten modificar las celdas de INPUT (celdas de fondo azul). La ventana de Análisis de sensibilidad y la ventana de Evaluación del impacto de innovaciones no están protegidas.

Para poder modificar las celdas en cada ventana se solicitará desbloquear el rango de celdas INPUT (ver Figura VI-70). La contraseña para desbloquear estos rangos en todas las ventanas es **PT5AEC** (mayúsculas).

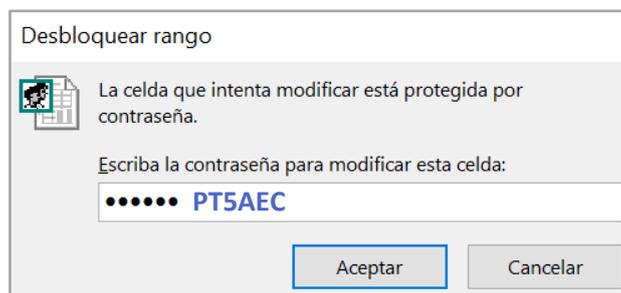


Figura VI-70: Desbloqueo de rangos INPUT para su modificación (ventana emergente *Desbloquear rango*)

1.2. Herramienta libre:

La herramienta libre permite modificar todas las celdas de la hoja Excel, y además permite modificar el código de las macros y formularios que conforman la hoja. Solamente se

recomienda el uso de esta herramienta para usuarios familiarizados con Excel habilitado para Macros y Visual Basic.

2. Navegación por la herramienta

Se va a navegar en la herramienta desde la ventana de Inicio (ver Figura VI-71). Desde esta ventana podemos acceder al resto de ventanas. Podemos navegar por las ventanas clicando en los diferentes botones.

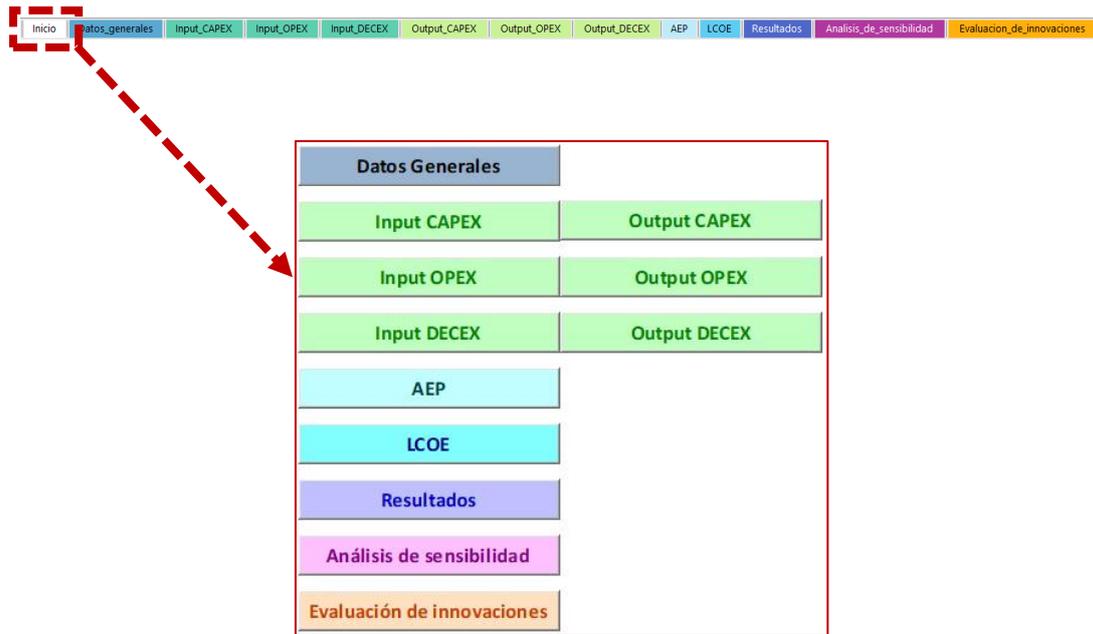


Figura VI-71: Ventana de Inicio en la navegación de ventanas de la herramienta

A su vez, las ventanas tienen botones de navegación en su esquina superior izquierda, mediante los cuales nos podemos mover a alguna ventana relacionada o de vuelta a la ventana de inicio (ver Figura VI-72).

COSTES TOTALES DE CONSTRUCCIÓN				
	Descripción	Valor	Unidades	Notación
Diseño y desarrollo	Porcentaje respecto del CAPEX que representa el diseño y desarrollo		[-]	dd
Área de fabricación en puerto	Área en puerto necesaria para la fabricación		m2	AF
	Tiempo de fabricación en puerto		meses	tF
	Precio del alquiler del área en puerto necesaria para la fabricación		€/m2mes	ccalq
	Precio de compra del área en puerto necesaria para la fabricación		€/m2	ccsup

Figura VI-72: Botones de navegación en las ventanas de la herramienta

3. Introducción de datos del modelo tecno económico

Al iniciar la herramienta por primera vez, esta se encuentra vacía, sin datos relativos al parque eólico base (INPUT), por lo que las ventanas de OUTPUT también se encuentran vacías. Estos

datos se pueden introducir en las celdas sombreadas en azul. Es muy importante que se complete el modelo tecno económico antes realizar análisis de sensibilidad o evaluación del impacto de innovaciones.

3.1. CAPEX, OPEX, DECEX

Los INPUTS y OUTPUTS para el cálculo del CAPEX, OPEX y DECEX están situados en ventanas separadas, siendo Input_XXX la ventana en la que se tienen que rellenar las celdas de las variables del modelo con los datos del parque eólico base, y Output_XXX la ventana en la que se ven los resultados parciales de los costes. En la Figura VI-73 se muestran, como ejemplo, las ventanas Input_CAPEX Y Output_CAPEX cuando se inicia la herramienta y no se ha dado valor a las variables.

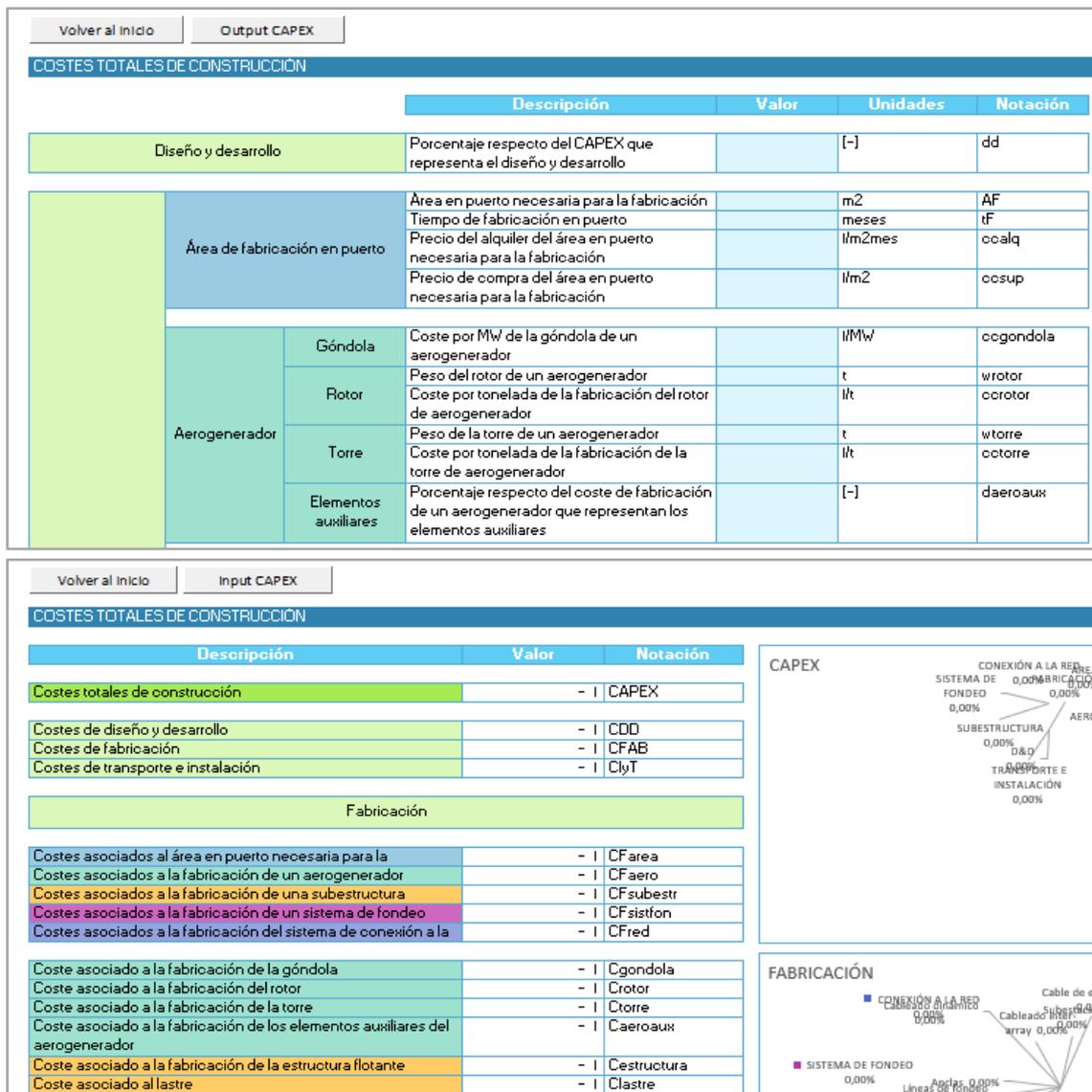


Figura VI-73: Ventanas de INPUT y OUTPUT al iniciar la herramienta sin datos del parque eólico base

Una vez se introducen los datos en las casillas azules, la ventana de resultados (Output_xxx) asociada a cada ventana Input_xxx muestra los resultados de los costes calculados (ver Figura VI-74).

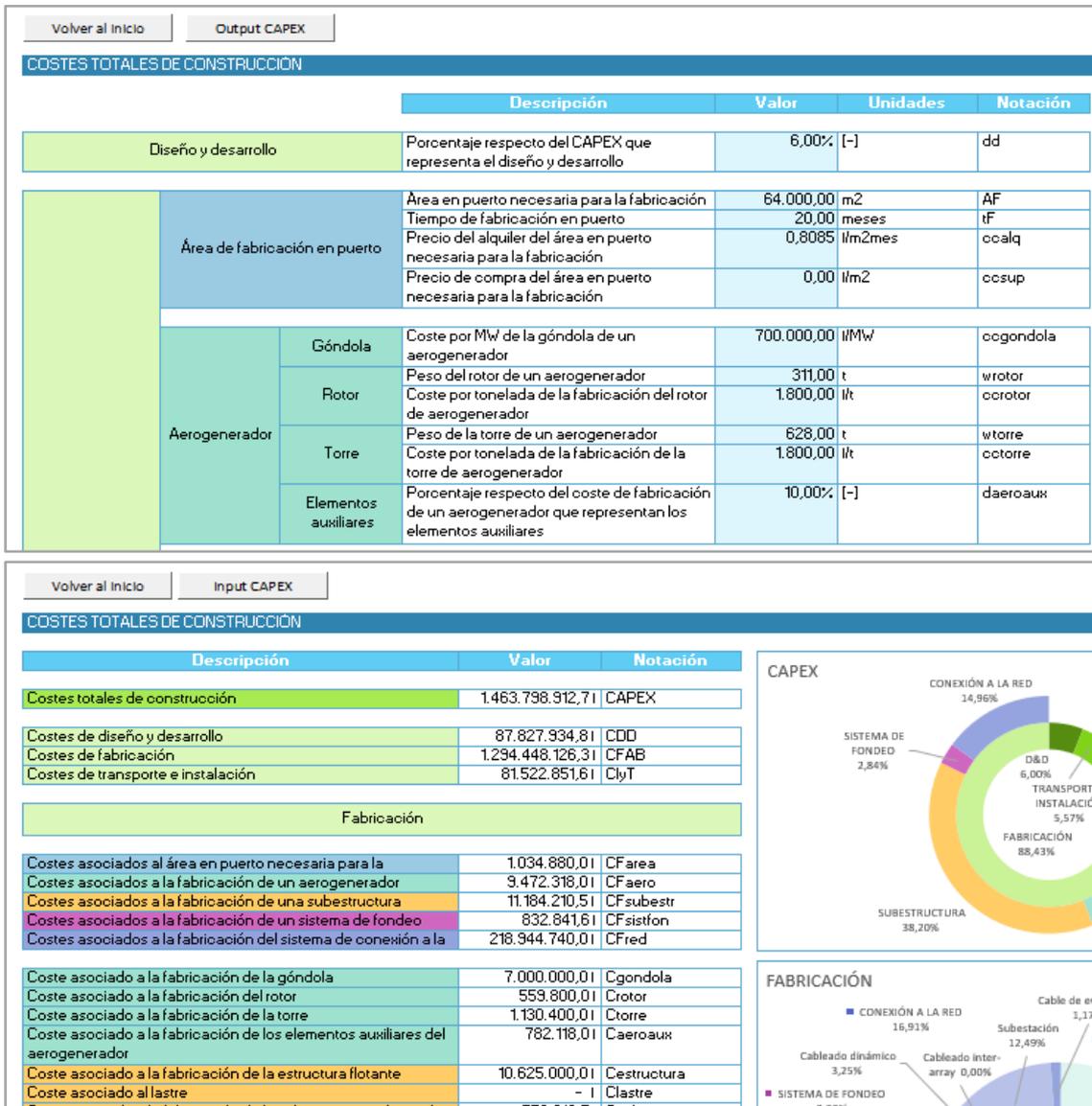


Figura VI-74: Ventanas de INPUT y OUTPUT una vez introducidos los datos del parque eólico base

3.2. Producción anual de energía

Los INPUTs y OUTPUTs para la producción anual de energía se encuentran en la misma ventana. Solamente hay que introducir los datos para el parque eólico base referentes al factor de carga bruto y las pérdidas, ya que la disponibilidad depende de las actividades de mantenimiento en el parque y se calcula a través de los resultados de la ventana Output OPEX.

PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA (AEP)			
Descripción	Valor	Unidades	Notación
Factor de carga bruto	50,00%	[-]	FCB
Disponibilidad	91,58%	[-]	disponibilidad
Pérdidas aerodinámicas	7,50%	[-]	Haerodyn
Pérdidas eléctricas	1,80%	[-]	Helectric
Otras pérdidas	3,00%	[-]	Hotras
AEP teórica por MW	8760	MWh/MW año	AEptMW
AEP teórica	4380000	MWh/año	AEpt
Factor de carga neto	40,35%	[-]	FCN
Producción anual de energía	1767128	MWh	AEP

Figura VI-75: Ventana de producción anual de energía con las variables a rellenar señaladas

3.3. Parámetros del LCOE

Al igual que en la ventana AEP en la ventana LCOE se introducen los datos de las variables temporales y financieras y se realiza el cálculo del LCOE. Los datos relativos a los costes y la producción de energía provienen de las ventanas anteriores, por lo que solamente hay que rellenar los datos señalados en la Figura VI-76)

CÁLCULO DEL LCOE		
DATOS		
Descripción	Valor	Notación
Inicio del proyecto hasta el año base (m)	3	m
Vida útil (n)	25	n
COSTES * los costes se dan para el año base 0, en el qu		
Coste total de construcción	1.463.798.912,68 €	2,9276 M€/MW
Coste anual de operación y mantenimiento	25.789.817,93 €	0,0516 M€/MW
Coste de desmantelamiento	117.356.573,96 €	0,2347 M€/MW
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA		
Producción anual de energía	1767128 MWh	1767 GWh
FINANCIACIÓN		
Tasa de descuento (r)	10,06%	r
WACC	10,06%	WACC
financiados con deuda D/(D+I)	20,00%	Deud
financiados con inversión I/(D+I)	80,00%	Inv
Coste de la deuda (ki)	8,50%	kd
Coste de la inversión (ke)	10,45%	ke
Prima de riesgo (PR)	7,50%	PR
β	1,3	beta
Tasa libre de riesgo (RFR)	0,70%	RFR
Tasa de interés (i)	10,00%	Inv
Tipo impositivo (t)	15,00%	t

Figura VI-76: Ventana LCOE – sección de datos para el cálculo del LCOE

En la sección de cálculo del LCOE también hay que rellenar las celdas que representan la distribución temporal de los costes de construcción durante la duración de esa fase (ver zona señalada en rojo en la Figura VI-76 a continuación).

CÁLCULO DEL LCOE							
		AÑOS (i) →					
		-3	-2	-1	0	1	2
Costes totales							
Distr CAPEX		0,06	0,1	0,34	0,5		
CAPEX	87.827.934,76 €	146.379.891,27 €	497.691.630,31 €	731.899.456,34 €	- €	- €	
OPEX	- €	- €	- €	- €	25.789.817,93 €	25.789.817,93 €	
DECEX	- €	- €	- €	- €	- €	- €	
VAN	117.090.374,77 €	177.312.942,59 €	547.759.408,32 €	731.899.456,34 €	23.432.507,66 €	21.290.666,60 €	
VAN de los costes totales	1.817.766.452,25 €						
Producción de energía							
Ei(MWh)	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	1767128 MWh	1767128 MWh	
VAN	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	1605604 MWh	1458844 MWh	
VAN de la producción total	15966572 MWh						

Figura VI-77: Ventana LCOE – sección de cálculo del LCOE

4. Validación de los resultados

En la ventana Resultados se muestra un resumen de los resultados del modelo tecno económico para las variables introducidas del caso base. En esta ventana no se debe modificar ninguna de las celdas. Se recomienda realizar a validación de los resultados consultando las siguientes fuentes bibliográficas:

- [11] R. James y M. Costa-Ros, «Floating Offshore Wind: Market and Technology Review,» Carbon Trust, Reino Unido, 2015.
- [54] C. Bjerkseter y A. Ågotnes, «Levelised cost of energy for offshore floating wind turbine concepts,» Norwegian University of Life Sciences, 2013.
- [55] T. Stehly y P. Beiter, «2018 Cost of Wind Energy Review,» NREL, EEUU, 2018.

5. Análisis de sensibilidad

La ventana para la realización de Análisis de sensibilidad es accesible desde la ventana de Inicio, e inicialmente se encuentra vacía. Esta ventana permite realizar análisis de sensibilidad independientes. Una vez se realiza un análisis de sensibilidad, los resultados del siguiente análisis aparecen automáticamente bajo el último análisis. Para realizar un análisis y ejecutar el formulario hay que hacer clic en el botón Nuevo análisis de sensibilidad (ver Figura VI-78).



Figura VI-78: Ventana de Análisis de sensibilidad

El formulario que aparece para la realización de los análisis de sensibilidad es el de la Figura VI-79. Los análisis de sensibilidad se pueden realizar sobre el LCOE o sobre otras variables seleccionadas. Estas dos opciones se van a presentar con la ayuda de dos ejemplos.

Análisis de sensibilidad ✕

Nuevo análisis | **VARIABLES DE RESULTADO**

Variable:

Seleccionar el botón de opción en función del modo en el que se desee elegir la variable.

Código de la variable Ver valor base

Ubicación de la variable:

Ventana (hoja)

Celda Ver valor base

Resultados:

Este análisis de sensibilidad devuelve (por defecto) las variaciones sobre el LCOE, si se desea estudiar la variación de otras variables, seleccionar esta casilla y visitar la pestaña "Variables de resultado". (Si se selecciona esta opción, no se generarán gráficas)

Gráficas: (rellenar solo si no se selecciona la casilla anterior)

Título del eje x

Límites del análisis de sensibilidad:

Valores absolutos | **Variación en %**

Inicio

Fin

Step

Ejemplo

Coste de fabricación

CFAB

Output_CAPEX

C11

Coste de fabricación [€]

Ejemplo

1000000000

2000000000

100000000

Figura VI-79: Formulario para el análisis de sensibilidad

6.1. Ejemplo 1: sobre el LCOE

En este ejemplo se va a realizar el análisis de sensibilidad sobre el LCOE. Se va a seleccionar la variable vida útil del parque mediante su código *tvida* tal y como se muestra en la Figura VI-80. Se puede seleccionar la variable desde la lista desplegable o directamente escribiendo el código. Es importante seleccionar el botón de opción a la derecha de la lista desplegable. Si se quiere consultar el valor base se puede hacer clicando el botón que nos llevará a la ventana donde se encuentra esta variable. Cuando se realiza el análisis de sensibilidad directamente sobre el LCOE se genera una gráfica por lo que hay que especificar el título del eje x de la gráfica. Finalmente, en cuanto a los límites del análisis, en este caso se van a seleccionar valores absolutos: de 20 años a 30 con saltos de 1 año.

Una vez de hace clic en Aceptar, obtenemos los resultados del análisis de sensibilidad tal y como se ve en la Figura VI-82.

Análisis de sensibilidad

Nuevo análisis | Variables de resultado

Variable: Vida útil del parque

Seleccionar el botón de opción en función del modo en el que se desee elegir la variable.

Código de la variable: tvida Ver valor base

Ubicación de la variable: tvida Ver valor base

Ventana (hoja): Varray

Celda: Varray, Vdin, Vdin, veEMGE, veLET, velH

Resultados:

Este análisis de sensibilidad devuelve (por defecto) las variaciones sobre el LCOE, si se desea estudiar la variación de otras variables, seleccionar esta casilla y visitar la pestaña "Variables de resultado". (Si se selecciona esta opción, no se generarán gráficas)

Gráficas: (rellenar solo si no se selecciona la casilla anterior)

Título del eje x: Vida útil del parque [años]

Límites del análisis de sensibilidad:

Valores absolutos | Variación en %

Inicio: 20

Fin: 30

Step: 1

Cancelar | Aceptar

Ejemplo

Coste de fabricación

CFAB

Output_CAPEX

C11

Coste de fabricación [€]

Ejemplo

1000000000

2000000000

1000000000

Figura VI-80: Formulario del ejemplo 1 del análisis de sensibilidad

Variable	Vida útil del parque		
Valor base		25	
Código	tvida		
Inicio	20		
Fin	30		
Step	1		

i	Valor	LCOE [€/MWh]	Variación en el LCOE [%]
0	20	120,801 €/MWh	6,11
1	21	119,050 €/MWh	4,57
2	22	117,506 €/MWh	3,21
3	23	116,139 €/MWh	2,01
4	24	114,927 €/MWh	0,95
5	25	113,848 €/MWh	0,00
6	26	112,887 €/MWh	-0,84
7	27	112,029 €/MWh	-1,60
8	28	111,261 €/MWh	-2,27
9	29	110,573 €/MWh	-2,88
10	30	109,956 €/MWh	-3,42
11	31	109,402 €/MWh	-3,91

Figura VI-81: Resultados del ejemplo 1 del análisis de sensibilidad (1/2)

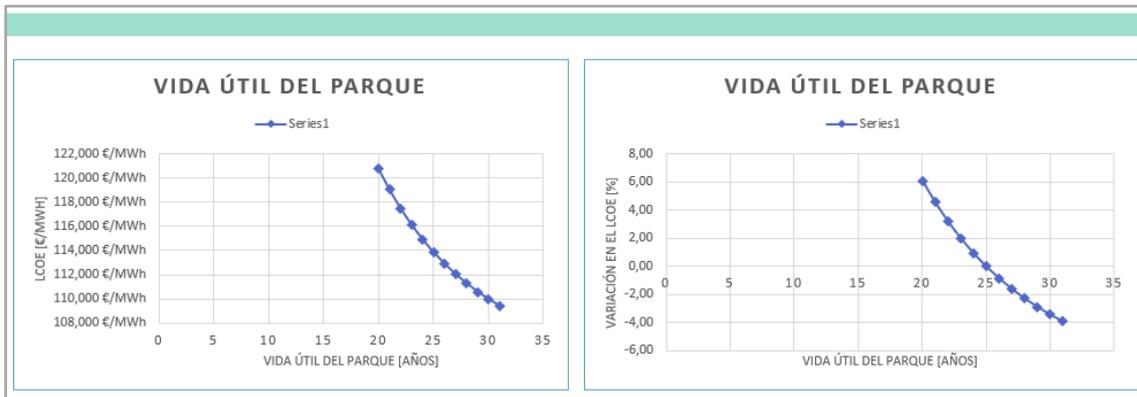


Figura VI-82: Resultados del ejemplo 1 del análisis de sensibilidad (2/2)

6.2. Ejemplo 2: sobre otras variables

Análisis de sensibilidad

Nuevo análisis | Variables de resultado

Variable: Vida útil del parque

Seleccionar el botón de opción en función del modo en el que se desee elegir la variable.

Código de la variable: Ver valor base

Ubicación de la variable:

Ventana (hoja): Datos_generales

Celda: E10 Ver valor base

Resultados:

Este análisis de sensibilidad devuelve (por defecto) las variaciones sobre el LCOE, si se desea estudiar la variación de otras variables, seleccionar esta casilla y visitar la pestaña "Variables de resultado". (Si se selecciona esta opción, no se generarán gráficas)

Gráficas: (rellenar solo si no se selecciona la casilla anterior)

Título del eje x:

Límites del análisis de sensibilidad:

Valores absolutos | Variación en %

Límite superior: 20 %

Límite inferior: 20 %

Step: 4 %

Ejemplo

Coste de fabricación

CFAB

Output_CAPEX

C11

Coste de fabricación [€]

Ejemplo

+ 10 %

- 7 %

0,5 %

Cancelar Aceptar

Figura VI-83: Formulario del ejemplo 2 del análisis de sensibilidad

En este ejemplo se va a realizar el análisis de sensibilidad sobre otras variables además del LCOE. Se va a seleccionar la variable vida útil del parque mediante su posición de celda *E10* en la ventana Datos Generales tal y como se muestra en la Figura VI-83. Se puede seleccionar la ventana desde la lista desplegable. De nuevo, es importante seleccionar el botón de opción a la derecha de la lista desplegable. Si se quiere consultar el valor base se puede hacer clicando el botón que nos llevará a la ventana donde se encuentra esta variable. Para seleccionar las variables sobre las que se quiere obtener el resultado del análisis de sensibilidad hace falta acudir a la pestaña *Variables de resultado*, dónde podemos seleccionar hasta 6 variables a partir de listas desplegables (ver Figura VI-84). Finalmente, en cuanto a los límites del análisis, en este caso se van a seleccionar variaciones porcentuales: $\pm 20\%$ con saltos de 4%.

Una vez de hace clic en Aceptar, obtenemos los resultados del análisis de sensibilidad tal y como se ve en la Figura VI-85.

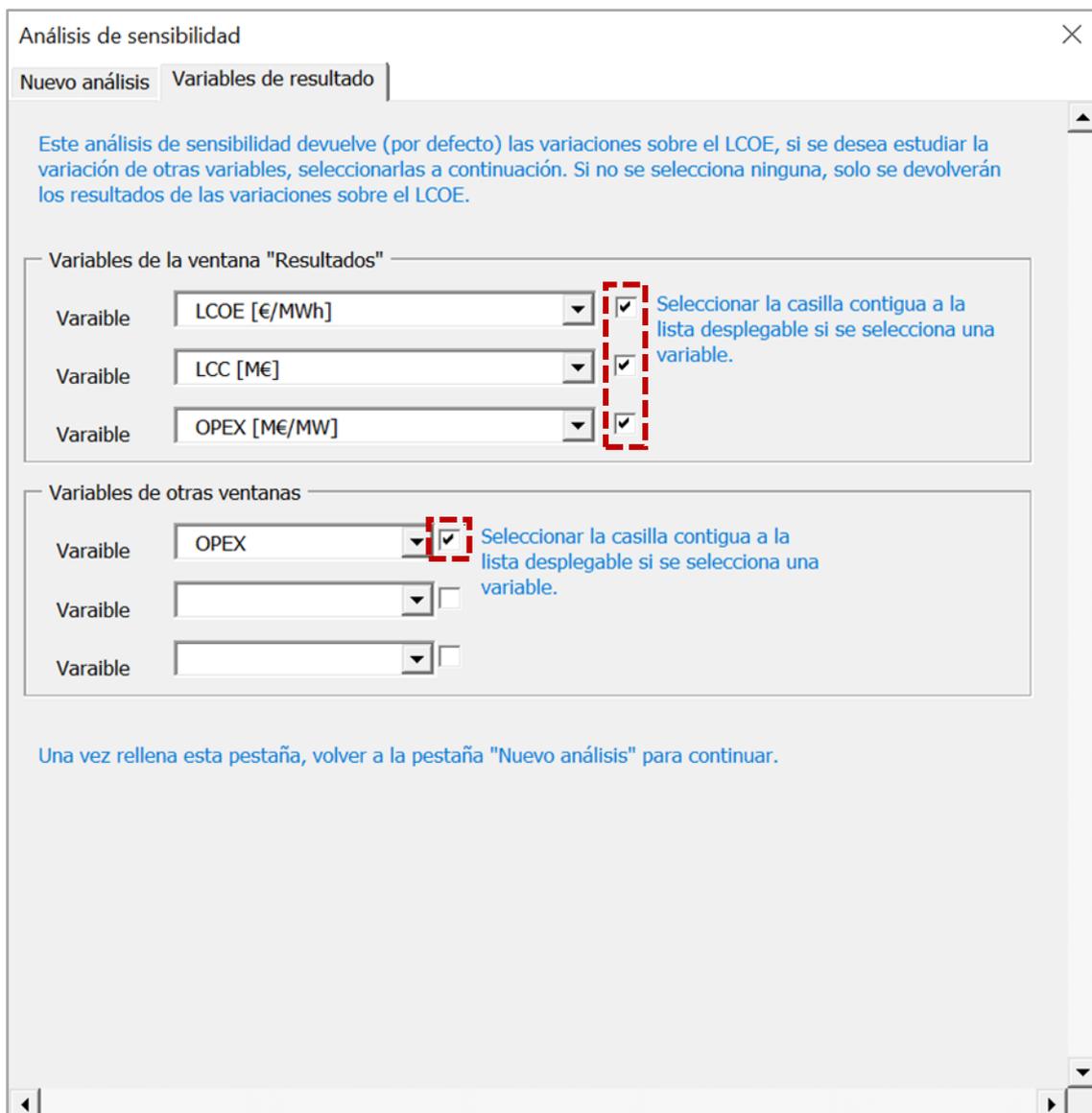


Figura VI-84: Ventana Variables de resultado del formulario del ejemplo 2 del análisis de sensibilidad

Variable Vida útil del parque											
Valor base		25									
Celda		E10									
Lim. sup. [%]		20									
Lim. inf. [%]		20									
Step [%]		4									
i	Valor	Variación [%]	LCOE [€/MWh]	Variación en LCOE [%]	LCC [M€]	Variación en LCC [%]	OPEX [M€/MW]	Variación en OPEX [%]	OPEX	Variación en OPEX [%]	
0	20	-20	120,80	6,11	2097	-5,79	1,032	-20,00	515.796.358,7 €	-20,00	
1	21	-16	119,05	4,57	2123	-4,63	1,083	-16,00	541.586.176,6 €	-16,00	
2	22	-12	117,51	3,21	2149	-3,48	1,135	-12,00	567.375.994,6 €	-12,00	
3	23	-8	116,14	2,01	2174	-2,32	1,186	-8,00	593.165.812,5 €	-8,00	
4	24	-4	114,93	0,95	2200	-1,16	1,238	-4,00	618.955.630,4 €	-4,00	
5	25	0	113,85	0,00	2226	0,00	1,289	0,00	644.745.448,4 €	0,00	
6	26	4	112,89	-0,84	2252	1,16	1,341	4,00	670.535.266,3 €	4,00	
7	27	8	112,03	-1,60	2277	2,32	1,393	8,00	696.325.084,2 €	8,00	
8	28	12	111,26	-2,27	2303	3,48	1,444	12,00	722.114.902,2 €	12,00	
9	29	16	110,57	-2,88	2329	4,63	1,496	16,00	747.904.720,1 €	16,00	
10	30	20	109,96	-3,42	2355	5,79	1,547	20,00	773.694.538,0 €	20,00	
11	31	24	109,40	-3,91	2381	6,95	1,599	24,00	799.484.356,0 €	24,00	
Valor base:			113,85	Valor base:	2226	Valor base:	1,289	Valor base:	644.745.448,4 €		

Figura VI-85: Resultados del ejemplo 2 del análisis de sensibilidad

6. Evaluación del impacto de innovaciones

Esta ventana permite realizar varias evaluaciones del impacto de innovaciones, y para cada innovación hay dos tablas tal y como se muestra en la Figura VI-86. De nuevo, se ilustrará su uso mediante un ejemplo ficticio.

Volver al inicio

EVALUACIÓN DE INNOVACIONES

Innovación:

Descripción:

Evaluación

Parámetros sobre los que tiene impacto

Hoja	Celda o código	Descripción	Impacto	Valor o variación
IN				
IN				
IN				

Impacto de la innovación sobre los resultados

Hoja	Celda o código	Descripción	Valor sin innovación	Variación	Nuevo valor
OUT					
OUT					
OUT					

ATENCIÓN no pueden quedar celdas vacías, si no se utilizan, se han de eliminar las filas

*seleccionar esta celda y después clicar en "Calcular impacto"

Calcular el impacto

Figura VI-86: Ventana de evaluación de innovaciones

Partiendo de una innovación ficticia sobre la modelización del crecimiento marino, se determina el impacto de la innovación sobre los siguientes parámetros:

Tabla VI-65: Impacto de la innovación

Frecuencia de la intervención de Limpieza de fouling, control de la corrosión y repintado	Se reduce la frecuencia anual de 1 a 0,5
Vida útil del parque	Se aumenta la vida útil a 30 años
Costes totales de construcción	Se reduce el CAPEX en un 5%

Estos datos se han de introducir en la primera tabla de la Figura VI-86, teniendo en cuenta si el impacto se cuantifica como un nuevo valor o una variación (en tanto por 1). Se puede seleccionar las variables por su código o por la posición de la celda de INPUT.



Figura VI-87: Listas desplegables de la ventana de evaluación de innovaciones

Los datos de la Tabla VI-65 se incorporan a la ventana tal y como se muestra a continuación:

Parámetros sobre los que tiene impacto					
	Hoja	Celda o código	Descripción	Impacto	Valor o variación
IN	Input_OPEX	F29	Frecuencia de la intervención de Limpieza de fouling, control de la corrosión y repintado	Nuevo_valor	0,5
IN	Codigo	tvida	Vida útil del parque	Nuevo_valor	30
IN	Codigo	CAPEX	Costes totales de construcción	Variacion	-0,05

Figura VI-88: Incorporación a la tabla de los parámetros sobre los que la innovación tiene impacto directo

Para seleccionar los parámetros sobre los que se quiere estudiar el impacto hay que rellenar las celdas blancas de la segunda tabla de la Figura VI-86. En este ejemplo, se busca observar el impacto de la innovación sobre el LCOE, la producción anual de energía, los costes del ciclo de vida, y los costes de operación y mantenimiento. De nuevo, se puede seleccionar las variables por su código o por la posición de la celda de INPUT.

Impacto de la innovación sobre los resultados						
	Hoja	Celda o código	Descripción	Valor sin innovación	Variación	Nuevo valor
OUT	Codigo	LCOE	Levelized cost of energy			
OUT	Resultados	c10	AEP			
OUT	Resultados	c11	LCC			
OUT	Codigo	OPEX	Costes de operación y mantenimineto			

Figura VI-89: Selección de los parámetros sobre los que se quiere estudiar el impacto la innovación

Una vez completo todo lo anterior, hay que posicionarse sobre la celda verde y clicar el botón *Calcular el impacto* tal y como se muestra en la Figura VI-90.

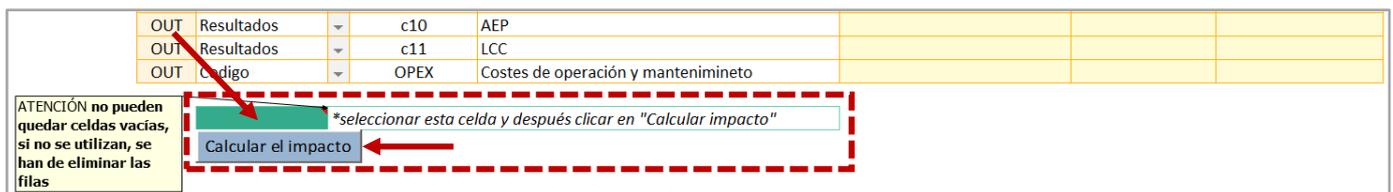


Figura VI-90: Cálculo del impacto de la innovación sobre los parámetros escogidos

Al rellenar las tablas de las figuras Figura VI-88 y Figura VI-89 es muy importante que no quede ninguna fila sin rellenar, por lo que si hay demasiadas filas en la tabla por defecto, las que no se utilicen se han de eliminar como se indica a continuación:

Hoja	Celda o código	Descripción	Impacto	Valor o variación	
IN	Input_OPEX	F29	Frecuencia de la intervención de Limpieza de fouling, control de la corrosión y repintado	Nuevo_valor	0,5
IN	Codigo	tvida	Vida útil del parque	Nuevo_valor	30
IN	Codigo	CAPEX	Costes totales de construcción	Variacion	-0,05

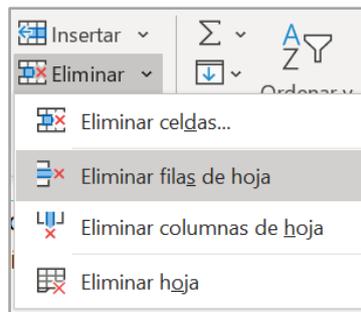


Figura VI-91: Cómo eliminar las celdas sobrantes de las tablas por defecto

El resultado final es el que se muestra en la Figura VI-92 en las celdas sombreadas en amarillo.

Innovación: MODELIZACIÓN DEL CRECIMIENTO MARINO

Descripción: Modelizar el fenómeno del crecimiento marino reduciendo las incertidumbres mediante modelos a elementos finitos para la construcción de una base de datos adimensionales implementada en código abierto (Python), acoplable con herramientas para el diseño de estructuras eólicas offshore (FAST).

Evaluación

Parámetros sobre los que tiene impacto

Hoja	Celda o código	Descripción	Impacto	Valor o variación	
IN	Input_OPEX	F29	Frecuencia de la intervención de Limpieza de fouling, control de la corrosión y repintado	Nuevo_valor	0,5
IN	Codigo	tvida	Vida útil del parque	Nuevo_valor	30
IN	Codigo	CAPEX	Costes totales de construcción	Variacion	-0,05

Impacto de la innovación sobre los resultados

Hoja	Celda o código	Descripción	Valor sin innovación	Variación	Nuevo valor	
OUT	Codigo	LCOE	Levelized cost of energy	113,848 €/MWh	-7,7958%	104,973 €/MWh
OUT	Resultados	c10	AEP	1767	0,0604%	1768
OUT	Resultados	c11	LCC	2226	2,0956%	2273
OUT	Codigo	OPEX	Costes de operación y mantenimineto	644.745.448,4 €	18,5866%	764.581.891,8 €

ATENCIÓN no pueden quedar celdas vacías, si no se utilizan, se han de eliminar las filas

*seleccionar esta celda y después clicar en "Calcular impacto"

Calcular el impacto

Figura VI-92: Resultado de la evaluación del impacto de la innovación ficticia del ejemplo

ANEXO VII – CÓDIGO DE LA MACRO DE EVALUACIÓN DE INNOVACIONES

Sub calcularimpacto()

```

'Comprobar cuantas filas y columnas tenemos de IN y OUT
Dim ref1 As Range
Dim ref2 As Range
Call setref1ref2(ref1, ref2)

'definir el numero de filas de in y de out
Dim filasin As Integer
Dim filasout As Integer
Call detinyout(filasin, filasout, ref1, ref2)

'Ahora hay que introducir los datos de las variables sobre las que
'impacta la innovación y registrar los outputs deseados
'y después restaurar los valores originales "back to base"

Call getoutputs1(ref2, filasout)
Call proinputs(ref1, filasin)

'Ahora hay que recoger los outputs
Call getoutputs2(ref2, filasout)

'Ahora se restauran los valores originales de las variables sobre
' las que impacta la innovación
Call restinputs(ref1, filasin)

End Sub
  
```

Sub setref1ref2(ref1 As Range, ref2 As Range)

```

Dim aux As Range
Set aux = ActiveCell
Dim i As Integer
i = 1

Do Until IsEmpty(aux.Offset(-i, -2).Value) = False
  i = i + 1
Loop

Dim aux2 As Range
Set aux2 = ActiveCell
Dim j As Integer
j = 2

Do While aux2.Offset(-j, -1).Value = "OUT"
  j = j + 1
Loop

'Dim ref1 As Range
Set ref1 = aux.Offset(-i + 7, 0)
'Dim ref2 As Range
Set ref2 = aux2.Offset(-j + 1, 0)

End Sub
  
```

Sub detinyout(x As Integer, y As Integer, ref1 As Range, ref2 As Range)

```

x = 0
y = 0
  
```

```

Do While ref1.Offset(x, -1).Value = "IN"
x = x + 1
Loop
Do While ref2.Offset(y, -1).Value = "OUT"
y = y + 1
Loop
End Sub

```

```

Sub getoutputs1(ref2 As Range, filasout As Integer)
'registra los valores sin innovacion de los OUT

```

```

'Dim valor As Variant
Dim codigoS As String
Dim codigoR As Range
Dim i As Integer
i = 0

Do While i < filasout
  If ref2.Offset(i, 0).Value = "Codigo" Then
    codigoS = ref2.Offset(i, 2).Value
    'copiar el valor
    Application.Goto Reference:=codigoS
    ActiveCell.Select
    Selection.Copy
    ref2.Offset(i,4).PasteSpecial Paste:=xlPasteValuesAndNumberFormats,
Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
  Else
    Set codigoR = ActiveWorkbook.Worksheets(ref2.Offset(i,
0).Value).Range(ref2.Offset(i, 2).Value)
    Application.Goto Reference:=codigoR
    ActiveCell.Select
    Selection.Copy
    ref2.Offset(i, 4).PasteSpecial Paste:=xlPasteValuesAndNumberFormats,
Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
  End If
  i = i + 1
Loop
Application.Goto Reference:=ref2
End Sub

```

```

Sub proinputs(ref1 As Range, filasin As Integer)
'modifica los inputs y los registra

```

```

Dim valor As Variant
Dim codigoS As String
Dim codigoR As Range
Dim i As Integer
i = 0

Do While i < filasin
  If ref1.Offset(i, 0).Value = "Codigo" Then
    codigoS = ref1.Offset(i, 2).Value
    ' copiar el valor base en las columnas k y j como auxiliares
    Application.Goto Reference:=codigoS
    ActiveCell.Select
    Selection.Copy
    ref1.Offset(i, 7).PasteSpecial Paste:=xlPasteFormulasAndNumberFormats,
Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
    ref1.Offset(i, 8).PasteSpecial Paste:=xlPasteValuesAndNumberFormats,
Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
  End If
  i = i + 1
Loop

```

```

    Call darvalor(ref1, valor, i)
    Application.Goto Reference:=codigoS
    ActiveCell.FormulaR1C1 = valor
  Else
    Set codigoR = ActiveWorkbook.Worksheets(ref1.Offset(i,
0).Value).Range(ref1.Offset(i, 2).Value)
    Application.Goto Reference:=codigoR
    ActiveCell.Select
    Selection.Copy
    ref1.Offset(i, 7).PasteSpecial Paste:=xlPasteFormulasAndNumberFormats,
Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
    ref1.Offset(i, 8).PasteSpecial Paste:=xlPasteValuesAndNumberFormats,
Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
    Call darvalor(ref1, valor, i)
    Application.Goto Reference:=codigoR
    ActiveCell.FormulaR1C1 = valor
  End If

  i = i + 1
Loop
Application.Goto Reference:=ref1

End Sub

```

```

Sub getoutputs2(ref2 As Range, filasout As Integer)
'registra los valores con innovacion de los OUT

```

```

'Dim valor As Variant
Dim codigoS As String
Dim codigoR As Range
Dim i As Integer
i = 0

Do While i < filasout
  If ref2.Offset(i, 0).Value = "Codigo" Then
    codigoS = ref2.Offset(i, 2).Value
    'copiar el valor
    Application.Goto Reference:=codigoS
    ActiveCell.Select
    Selection.Copy
    ref2.Offset(i, 7).PasteSpecial Paste:=xlPasteValuesAndNumberFormats,
Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
    Application.Goto Reference:=ref2.Offset(i, 6), Scroll:=False
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=(RC[1]-RC[-2])/RC[-2]"
    ActiveCell.NumberFormat = "0.0000%"
    ActiveCell.Copy
    ActiveCell.PasteSpecial xlPasteValues
  Else
    Set codigoR = ActiveWorkbook.Worksheets(ref2.Offset(i,
0).Value).Range(ref2.Offset(i, 2).Value)
    Application.Goto Reference:=codigoR
    ActiveCell.Select
    Selection.Copy
    ref2.Offset(i, 7).PasteSpecial Paste:=xlPasteValuesAndNumberFormats,
Operation:=xlNone, SkipBlanks _
:=False, Transpose:=False
    Application.Goto Reference:=ref2.Offset(i, 6), Scroll:=False
    ActiveCell.FormulaR1C1 = "=(RC[1]-RC[-2])/RC[-2]"
    ActiveCell.NumberFormat = "0.0000%"
    ActiveCell.Copy
    ActiveCell.PasteSpecial xlPasteValues
  End If
  i = i + 1
Loop

```

```

    End If
    i = i + 1
  Loop
  Application.Goto Reference:=ref2
End Sub

```

```

Sub restinputs(ref1 As Range, filasin As Integer)
'restaura los inputs de la hoja

```

```

Dim codigoS As String
Dim codigoR As Range
Dim i As Integer
i = 0

Do While i < filasin
  If ref1.Offset(i, 0).Value = "Codigo" Then
    codigoS = ref1.Offset(i, 2).Value
    Application.Goto Reference:=ref1.Offset(i, 7)
    ActiveCell.Select
    Selection.Copy
    Application.Goto Reference:=codigoS
    ActiveCell.PasteSpecial Paste:=xlPasteFormulasAndNumberFormats,
    Operation:=xlNone, SkipBlanks _
      :=False, Transpose:=False
  Else
    Set codigoR = ActiveWorkbook.Worksheets(ref1.Offset(i,
0).Value).Range(ref1.Offset(i, 2).Value)
    Application.Goto Reference:=ref1.Offset(i, 7)
    ActiveCell.Select
    Selection.Copy
    codigoR.PasteSpecial Paste:=xlPasteFormulasAndNumberFormats,
    Operation:=xlNone, SkipBlanks _
      :=False, Transpose:=False
  End If
  i = i + 1
Loop
Range(ref1.Offset(0, 7), ref1.Offset(i, 9)).Clear
Application.Goto Reference:=ref1
End Sub

```

```

Sub darvalor(ref1 As Range, valor As Variant, i As Integer)
If ref1.Offset(i, 4).Value = "Nuevo_valor" Then
  valor = ref1.Offset(i, 6).Value
ElseIf ref1.Offset(i, 4).Value = "Variacion" Then
  valor = ref1.Offset(i, 8).Value * (1 + ref1.Offset(i, 6).Value)
End If
ref1.Offset(i, 9).Value = valor
End Sub

```
