

Capítulo 3: Conceptos económicos de la simulación

3.1 LEGISLACIÓN

El parque eólico, que estará situado en territorio español, quedará sujeto al Real Decreto 661/2007 [12], como ya se señaló en la introducción. Este Real Decreto regulaba hasta la fecha de 31 de Diciembre de 2012, señalando las posibilidades de retribución a las que podrían acogerse las instalaciones generadoras de electricidad adscritas al Régimen Especial.

En el citado Real Decreto, se engloba a las instalaciones generadoras mediante energía eólica dentro del grupo b).

El grupo b) recoge “Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario”.

En concreto, las instalaciones que obtienen electricidad a partir únicamente de energía eólica pertenecen al grupo b.2). A su vez, el grupo b.2) se divide en dos subgrupos:

- Grupo b.2.1): Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.
- Grupo b.2.2): Instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial.

Como ya se explicó anteriormente, la presente instalación será ubicada en tierra, con lo cual pertenece al grupo b.2.1)

Como se detalla en el artículo 24 del citado decreto, las instalaciones acogidas al régimen especial tienen dos opciones para recibir su retribución:

- Opción A: venta de la electricidad a tarifa regulada, que será única para todos los periodos de programación, y que se expresa en céntimos de euro por kilovatio-hora. La tarifa regulada se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación.

- Opción B: venta de la electricidad percibiendo por ello el precio de casación del mercado, más una prima, que vendrá determinada en función del precio del mercado. Para la determinación de esta prima, se establece una prima de referencia, así como unos límites superior e inferior de retribución.

La prima real recibida, expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora (c€/kWh), será distinta en función de estos parámetros [12].

1. Si el precio de casación de mercado más la prima de referencia está dentro de los límites inferior y superior, la prima recibida será igual a la prima de referencia.

$$P = PR$$

2. Si el precio de casación del mercado más la prima de referencia resulta ser menor al límite inferior de retribución, la prima real a recibir será igual a la diferencia entre el límite inferior y el precio de casación del mercado.

$$P = \text{límite inferior} - PM$$

3. Si el precio de casación del mercado más la prima de referencia está por encima del límite superior de retribución, pero el precio del mercado está por debajo de este límite superior, la prima real a recibir será la diferencia entre el límite superior y el precio de casación del mercado

$$P = \text{límite superior} - PM$$

4. Si el precio de casación del mercado está por encima del precio del límite superior de retribución, la prima a percibir será 0.

$$P = 0$$

Las primas de referencia, así como el precio del mercado, se calculan horariamente para la retribución, y se liquidarán con la Comisión Nacional de la Energía (CNE).

Tanto la prima de referencia como los límites de retribución tanto inferior como superior, así como la tarifa regulada, se actualizarán anualmente de acuerdo al IPC-IC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos menos 50 puntos básicos [14], ya que se supondrá la puesta en marcha de la instalación el día 1 de Enero de 2013. De haber comenzado el estudio con anterioridad al 31 de Diciembre de 2012, la actualización hubiera sido de:

- IPC-IC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos menos 25 puntos básicos desde la puesta en marcha de la instalación hasta el 31 de Diciembre de 2012.

- IPC-IC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos menos 50 puntos básicos desde el 1 de Enero de 2013 hasta el fin de la vida útil del parque.

Se establecen también condiciones para según la potencia instalada de la instalación: las instalaciones con potencia instalada mayor a 50 MW no tienen la opción de venta a tarifa regulada, siendo su única posibilidad de retribución la venta a precio de mercado con derecho a percibir una prima. Asimismo, las instalaciones que se encuentran englobadas en la categoría b), subgrupo b.2.2), se verán obligadas a participar en el mercado diario de la energía.

Como se subrayó en la introducción, el presente estudio de la inversión se desarrolla para una instalación que vende su energía en el mercado eléctrico, teniendo a su vez derecho a la percepción de una prima.

3.2 MODELO ECONÓMICO

Existen diversos modelos para el estudio de una inversión; el modelo usado en el presente trabajo hará uso del cálculo de los flujos de caja (*Cash Flow*) para la determinación de los índices económicos que mostrarán y cuantificarán la rentabilidad de la inversión, y que son:

- Valor Actual Neto (VAN): determinará el valor presente de los flujos de caja futuros ocasionados por la acometida de la inversión. Al restar a estos flujos de caja la inversión inicial, se obtendrá el valor de la inversión. Se considera que la inversión es rentable si se cumple la siguiente condición:

$$VAN > 0$$

El VAN se calcula mediante la fórmula:

$$VAN = -A + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+d)^i} \quad (3.1)$$

Siendo:

LI: valor de la inversión inicial

CF_i : flujo de caja correspondiente al año i . Son la diferencia entre los ingresos y los costes.

d : coste capital o tasa de descuento. Representa el valor del dinero (pu).

n : número de años de estudio de la inversión, en este caso, 20.

Entre las ventajas del VAN se encuentran el hecho de que es sencillo de calcular y aplicar, además de tener en cuenta la variación del valor del dinero en el tiempo. Su mayor desventaja es que puede ser difícil obtener un valor fiable

- Tiempo de Retorno de la inversión o PayBack (PB): El PayBack es el tiempo de retorno de la inversión, es decir, el tiempo que tarda en recuperarse la inversión inicial realizada, a través de los flujos de caja. Se puede calcular de dos formas: teniendo en cuenta el valor del dinero, es decir, la actualización de los flujos de caja, o sin tener en cuenta el valor del dinero (suele usarse más esta última forma de cálculo).

La principal desventaja del uso del PayBack es que no es un índice que exprese la rentabilidad de la inversión; indica el tiempo que se tarda en recuperar el desembolso inicial, pero no se debe decidir el llevar a cabo o no un proyecto en base al PayBack, dado que puede ocurrir que el proyecto no sea rentable, y por tanto, su uso debe llevarse a cabo junto con el del VAN, nunca en solitario.

- Coste Nivelado de la Energía (LCOE): El LCOE es el coste que el inversor debe asumir en condiciones de estabilidad de precios de la electricidad, y asumiendo una certeza en los costes de producción dados. Se calcula para este caso, según [27], [28], como:

$$LCOE = \frac{LI + COMA}{EES} \quad (3.2)$$

Siendo:

- LI: inversión nivelada (€/año). Se calcula como:

$$LI = C \times P \times CRF \quad (3.3)$$

C: coste unitario de potencia (€/kW).

P: potencia instalada en el parque eólico (kW).

CRF: factor de recuperación del capital (pu). Convierte el valor actual del coste de los componentes en pagos equivalentes anuales durante un periodo de tiempo determinado, usando una tasa de descuento específica.

Se calcula como:

$$CRF = \frac{d}{(1 - (1 + d)^{-N})}$$

d: tasa de descuento (pu).

N: número de años de funcionamiento de la instalación.

En el caso actual, dado que todo el desembolso se realiza en el año 0, no se hará uso de la CRF, quedando la expresión (3.3) como:

$$LI = \frac{C \times P}{20} \quad (3.4)$$

- COMA: costes de operación y mantenimiento anuales actualizados (€/año).
 - EES: energía eléctrica suministrada anualmente (MWh/año).
- Costes de Energía Eléctrica No Suministrada (CEENS): costes debidos a la no producción de energía a causa de los fallos imprevistos. Para cada año, se calculará la cantidad de ingresos que dejan de percibirse debido a las paradas de la turbina por reparación de los fallos no previstos.

- Si tenemos en cuenta la retribución de las primas:

$$CEENS_i = (PMC_i + P_i) \times EENS_i \quad (3.5)$$

- Si no tenemos en cuenta la retribución de las primas:

$$CEENS_i = PMC_i \times EENS_i \quad (3.6)$$

El cálculo de estos índices, como se puede observar, depende del cálculo de los flujos de caja anuales. Éstos se calcularán mediante una tabla como la Tabla 3-1:

Tabla 3-1: Tabla de vectores componentes de los flujos de caja

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
A																						
ING																						
CO&M																						
CR																						
CAF																						
BAI																						
IMP																						
BN																						
CAF																						
CFOi																						
RINV																						
CFi																						

Donde:

- Año 0: año de desembolso de la inversión.
- Años 1-20: años de funcionamiento de la instalación.
- A: inversión inicial.
- ING: ingresos obtenidos.
- CO&M: costes debidos a operación y mantenimiento programados.
- CR: costes debidos a reparación o reposición de componentes.
- CAF: cuota de amortización financiera.
- BAI: beneficios antes de impuestos.
- IMP: impuestos a liquidar.
- BN: beneficios netos
- CFOi: flujos de caja operacionales, sin tener en cuenta la recuperación de la inversión.
- RINV: recuperación de la inversión; incluye valores residuales de los componentes, capital circulante, y valores de recuperación, si los hubiere.
- CFi: flujos de caja anuales.

Antes de pasar a explicar en detalle el cálculo de todos estos valores, cabe hacer un inciso a costa del valor usado del coste capital d , que usamos para la actualización de los flujos de caja.

Para añadir al modelo una incertidumbre en la inversión, se hará uso del riesgo. Se contabilizará el riesgo como la diferencia entre la rentabilidad que se espera de una inversión, y la rentabilidad de una inversión segura. Así, el riesgo en la inversión va a influir en la tasa de descuento de la siguiente manera:

- A la hora de actualizar el VAN, este se actualizará mediante el WACC (Coste Medio Ponderado del Capital); es decir, se tomará el WACC como tasa de descuento.

Se detalla a continuación el concepto de WACC:

El WACC es la rentabilidad que se exige a una inversión, y se calcula mediante la siguiente fórmula [29]:

$$WACC = K_e \times \frac{CAA}{CAA + D} + K_d \times (1 - T) \times \frac{D}{CAA + D} \quad (3.7)$$

Siendo:

- K_e : coste de oportunidad de los accionistas de la inversión.
- CAA: capital aportado por los accionistas.

- D : deuda financiera contraída con una entidad de crédito, en caso de haber necesitado financiación para el proyecto.
- K_d : coste de la deuda financiera con la entidad de crédito.
- T : tipo impositivo.

En el caso de estudio, al no haber necesitado financiación externa del proyecto, la fórmula (3.7), hasta la expresión:

$$WACC = K_e \quad (3.8)$$

El valor usado para el desarrollo del análisis, corresponde al caso de inversiones en parques eólicos en España en el año 2008, obtenido a partir del estudio eólico “Task 26-Multi-National Case Study of the Financial Cost of Wind Energy”, realizado por la IEA (International Energy Agency) [30].

Al usar el WACC, su valor será superior al valor de la rentabilidad de una inversión segura, por entrañar un riesgo la inversión en energía eólica.

Así, la contabilización del riesgo (R) de la inversión viene dada a través del uso del WACC, en lugar de descontar los flujos de caja con la rentabilidad de un activo sin riesgo.

$$R = WACC - R_f \quad (3.9)$$

El valor del WACC usado es de:

$$WACC = 5.9\% \quad (3.10)$$

Para la rentabilidad de un activo sin riesgo se considerará la rentabilidad del bono a 10 años de deuda pública española, ya que no existen activos sin riesgo en la economía, y la deuda pública se considera el activo más seguro.

A Jueves, 5/09/2013 [31]:

$$R_f = 4.6\% \quad (3.11)$$

Luego, introduciendo las ecuaciones (3.10) y (3.11) en la ecuación (3.9) tendremos un valor del riesgo de:

$$R = 1.3\%$$

Si bien este valor es un valor bajo, esto se explica a partir del alto valor de la R_f , que en estos momentos de crisis económica es bastante alto (en la época anterior a la crisis el

valor se situaba en torno al 2%). Por tanto, nuestra empresa tendrá que pagar una rentabilidad extra del 1.3%.

A continuación, se detalla el cálculo de los términos que componen los flujos de caja.

3.2.1 Inversión Inicial A

La inversión inicial es el desembolso que se debe hacer para la puesta en marcha de la instalación desde cero. Corresponde a los gastos en el año 0 de la inversión, anterior a la puesta en marcha de la instalación.

Su cálculo se lleva a cabo mediante la siguiente fórmula:

$$A = C \times P$$

Siendo:

- C: coste unitario por unidad de potencia instalada (€/kW).
Según [28], para España, resulta un valor de:

$$C = 1250 \text{ €/kW}$$

- P: potencia instalada (kW) del parque eólico.

En un parque eólico, los costes de inversión se distribuyen según las distintas instalaciones según los porcentajes recogidos en la Tabla 3-2 [28].

Tabla 3-2: Distribución porcentual por componentes del coste de inversión de un parque eólico

Turbina	75.60%
Conexión a Red	8.90%
Cimentación	6.50%
Alquiler del Terreno	3.90%
Instalación Eléctrica	1.50%
Consultoría	1.20%
Costes Financieros	1.20%
Construcción de Vías	0.90%
Sistemas de Control	0.30%

Como se puede observar, el mayor porcentaje del coste de instalación corresponde al aerogenerador, copando más de tres cuartas partes del coste de la inversión.

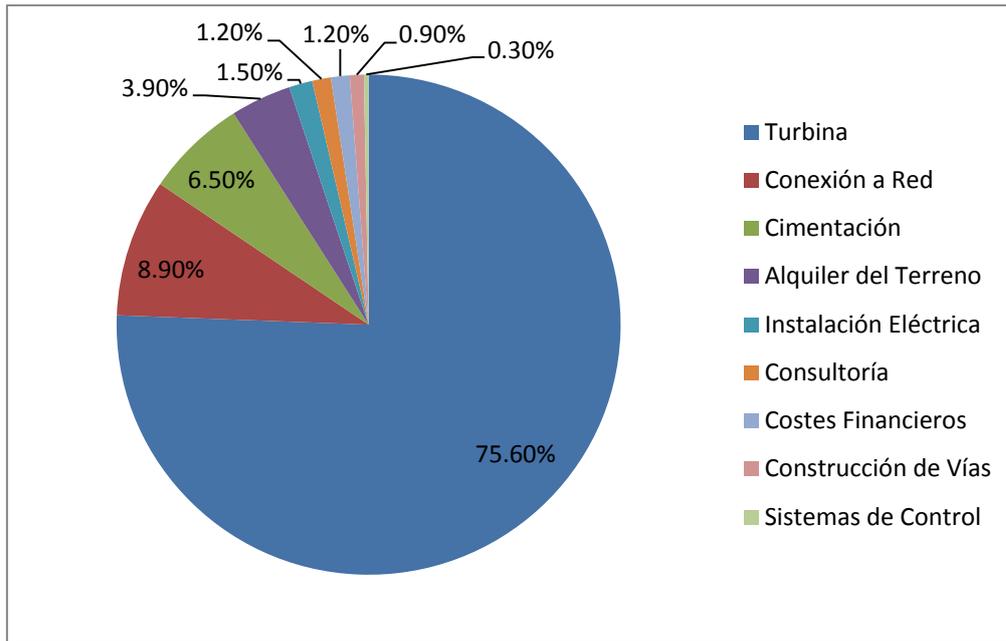


Figura 3.1: Distribución por componentes del coste de inversión de un parque eólico

A su vez, se puede observar en la Tabla 3-3, en base a [28], una distribución de los porcentajes de coste según componente de la turbina sobre el coste total de esta.

Tabla 3-3: Distribución porcentual por componentes del coste de inversión de una turbina eólica

Torre	26.30%
Palas de Rotor	22.20%
Buje	1.37%
Cojinetes del Rotor	1.22%
Eje principal	1.91%
Bastidor Principal	2.80%
Multiplicadora	12.91%
Generador	3.44%
Sistema de Orientación	1.25%
Sistema de Paso	2.66%
Convertidor de Potencia	5.01%
Transformador	3.59%
Sistema de Frenado	1.32%
Góndola	1.35%
Cableado	0.96%
Tornillería	1.04%

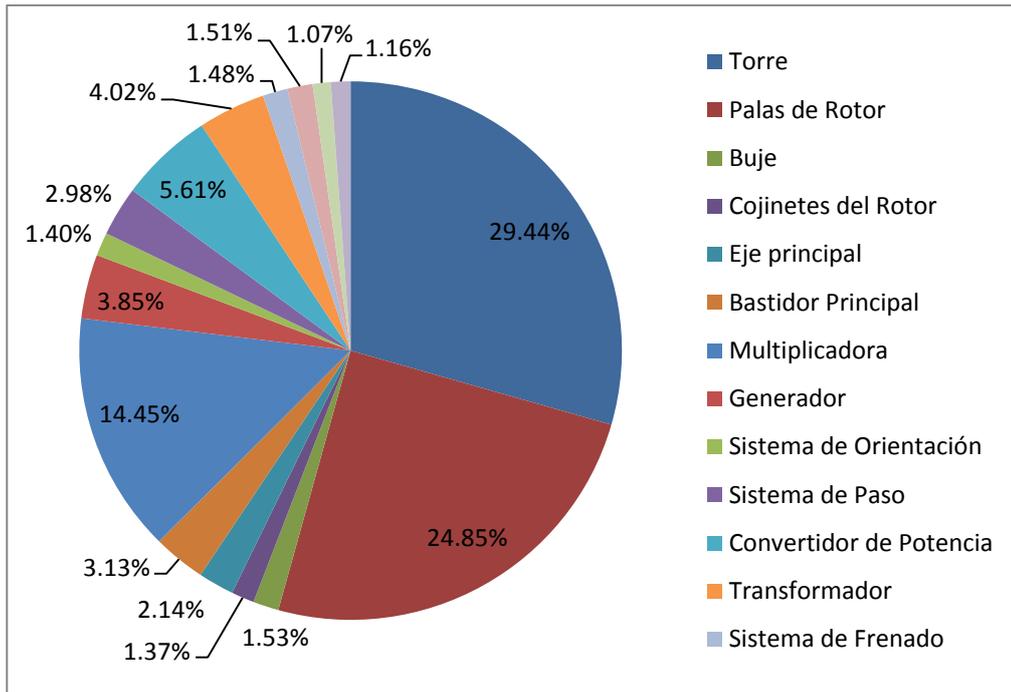


Figura 3.2: Distribución por componentes del coste de inversión de una turbina eólica

Como se desprende, queda justificado económicamente el estudio de las palas del rotor y de la multiplicadora, dado su alto precio.

3.2.2 Ingresos

Los ingresos del parque provienen de la energía vertida a la red (EES). Se dará por buena la suposición de que toda la energía que genera la instalación es vertida a la red eléctrica.

Se calcularán mediante las fórmulas:

- Si tenemos en cuenta la retribución de primas:

$$ING_i = (PMC_i + P_i) \times EES_i$$

- Si no tenemos en cuenta la percepción de primas:

$$ING_i = PMC_i \times EES_i$$

Para el cálculo de las primas, harán falta ciertos datos históricos, como son:

- Prima eólica de referencia para el año 2013, obtenida a partir de datos de la CNE [32], [33]:

$$PR_{2013} = 38.9 \text{ €/MWh} \quad (3.12)$$

- Límites de retribución mínimo y máximo para el año 2007, obtenidos a partir de [12].

Tabla 3-4: Límites de retribución para el año 2007

Límite mínimo de retribución 2007	71.275 €/MWh
Límite máximo de retribución 2007	84.944 €/MWh

- Medias anuales, así como su variación, del IPC-IC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos, correspondientes a los años 2007 a 2012 [31].

Tabla 3-5: Media anual del IPC-IC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos

Media Anual					
2012	2011	2010	2009	2008	2007
101.57	100	98.299	97.669	96.905	93.945

Tabla 3-6: Variación de las medias anuales del IPC-IC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos

Variación de las Medias Anuales					
2012	2011	2010	2009	2008	2007
1.6	1.7	0.6	0.8	3.2	2.7

Con estos datos, sería posible calcular las primas de referencia, así como los límites máximo y mínimo de retribución, para los años 2013 a 2032, que son los años en los que permanecerá en funcionamiento la instalación.

Las primas de referencia y los límites de retribución, varían anualmente en función del IPC-IC sin contar alimentos no elaborados ni productos energéticos [14], por lo tanto, se hace necesaria una estimación de las variaciones de dicho índice durante los citados años 2013 a 2032.

Esto se realizará mediante la llamada *Tasa Anual Media Acumulativa* (TAMA). La TAMA recoge la variación de una variable durante un determinado número de años, de manera que los incrementos tienen carácter acumulativo.

La TAMA se define mediante la fórmula:

$$TAMA = \sqrt[t-s]{\frac{\text{media anual IPC} - \text{IC año } t}{\text{media anual IPC} - \text{IC año } s}} \quad (3.13)$$

Donde:

- Año t: último año (el más actual) de la serie de datos para el cálculo de la TAMA.
- Año s: primer año (el más antiguo) de la serie de datos para el cálculo de la TAMA.

En el presente caso, resulta:

$$t = 2012$$

$$s = 2007$$

Se conoce la prima de referencia para el año 2013 (3.12), y se ha hecho una estimación del crecimiento del IPC-IC mediante la TAMA, expresada mediante la fórmula (3.13). A partir de ahí, se estiman las primas de referencia para los años 2014 a 2032 mediante la fórmula:

$$PR_i = PR_{i-1} \times \left(\frac{TAMA - 0.5}{100} + 1 \right) \quad (3.14)$$

Siendo:

- PR_i : prima de referencia en el año de cálculo (la que queremos calcular).
- PR_{i-1} : prima de referencia en el año anterior al de cálculo.

El restar a la TAMA el valor de 0.5 se debe a que, a partir de 2013, la actualización de primas se hace de acuerdo al IPC-IC menos 50 puntos básicos (0.5) [12], [14].

Así, se obtienen las siguientes primas de referencia, recogidas en la Tabla 3-7:

Tabla 3-7: Primas de Referencia calculadas para los años 2013 a 2032

Año	Primas de referencia
2013	38.9
2014	39.9
2015	40.9
2016	41.9
2017	42.9
2018	43.9
2019	44.9

2020	45.9
2021	46.9
2022	47.9
2023	48.9
2024	49.9
2025	50.9
2026	51.9
2027	52.9
2028	53.9
2029	54.9
2030	55.9
2031	56.9
2032	57.9

Para el cálculo de los límites inferior y superior de retribución, se utilizará un procedimiento análogo, pero con una diferencia. En este caso, al disponer de los valores límite para el año 2007 en lugar de para el año 2013, estos se deben actualizar antes para el año 2013. Es importante el hecho de que, según el RD 661/2007, tanto las primas de referencia como los límites se actualizarán anualmente:

- Conforme al IPC-IC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos menos 25 puntos básicos hasta el 31 de diciembre de 2012.
- Conforme al IPC-IC sin alimentos no elaborados ni productos energéticos menos 50 puntos básicos a partir del 1 de enero de 2013.

Por tanto, se realiza primero un paso para actualizar los valores de los límites según las variaciones del IPC-IC para el intervalo 2007-2012, según la fórmula (3.15):

$$\text{límite}_i = \text{límite}_{i-1} \times \left(\frac{\text{variación medias anuales} - 0.25}{100} + 1 \right) \quad (3.15)$$

Se obtienen la Tabla 3-8 y la Tabla 3-9:

Tabla 3-8: Límites de retribución máximos para los años 2007 a 2013

	límites retribución máximos
2007	84.944
2008	87.025128
2009	89.59236928

2010	90.08512731
2011	90.40042525
2012	91.71123142
2013	92.94933304

Tabla 3-9: Límites de retribución mínimos para los años 2007 a 2013

	límites retribución mínimos
2007	71.275
2008	73.0212375
2009	75.17536401
2010	75.58882851
2011	75.85338941
2012	76.95326355
2013	77.99213261

Una vez se dispone de los límites para 2013, se pueden actualizar mediante la TAMA, según la fórmula (3.16), que es análoga a la (3.14):

$$\text{límite}_i = \text{límite}_{i-1} \times \left(\frac{TAMA - 0.5}{100} + 1 \right) \quad (3.16)$$

Los límites de retribución para los años 2013 a 2032 quedan fijados según la Tabla 3-10 (límites máximos y mínimos).

Tabla 3-10: Límites de retribución máximos y mínimos entre los años 2013 y 2032

Año	límites de retribución mínimos	límites de retribución máximos
2013	77.99213261	92.94933304
2014	78.39436158	93.4287008
2015	78.79866496	93.91054081
2016	79.20505346	94.39486581
2017	79.61353782	94.88168862
2018	80.02412886	95.37102212
2019	80.43683744	95.86287927
2020	80.85167449	96.35727307
2021	81.26865098	96.8542166
2022	81.68777793	97.35372303
2023	82.10906646	97.85580556
2024	82.53252769	98.36047748
2025	82.95817285	98.86775215
2026	83.38601318	99.37764298

2027	83.81606002	99.89016348
2028	84.24832473	100.4053272
2029	84.68281877	100.9231478
2030	85.11955362	101.4436389
2031	85.55854085	101.9668144
2032	85.99979206	102.492688

Los precios medios anuales del mercado se generarán aleatoriamente por simulación con *Microsoft Excel*, siguiendo una *Distribución Normal*, en base a los precios medios anuales del mercado en los años 2008 a 2012 (Tabla 3-11), obtenidos a partir de los precios de casación horarios suministrados por la CNE (*Comisión Nacional de la Energía*) [34].

Tabla 3-11: Precios medios anuales del mercado energético entre los años 2008 y 2012

	2008	2009	2010	2011	2012
Precio Medio Anual (€/MWh)	64.4	37.0	37.0	49.9	47.2

Si a esta muestra le hacemos su media y su desviación típica, se obtiene la distribución normal de probabilidad con media y desviación típica:

$$\bar{x} = 47.1$$

$$\sigma = 11.3234598$$

Y se simularán para cada iteración unos precios medios del mercado para los años 2013 a 2032 (años de funcionamiento de la instalación), según la distribución normal obtenida. Estos precios generados aleatoriamente se corregirán cada año por medio de la TAMA, para suponer una tendencia creciente de los precios de mercado debido a la inflación, de la manera que sigue:

$$PMC_i = PM_i * TAMA^i \quad (3.17)$$

Con todos estos datos, se puede ya realizar el cálculo de las primas reales a recibir, según los cuatro casos distintos expuestos en el apartado “*Legislación*” del presente capítulo.

3.2.3 Costes de Operación y Mantenimiento

Los costes de operación y mantenimiento (O&M) son aquellos costes en que se incurre debido al mantenimiento programado del parque eólico, y se dividen en dos grupos:

$$CO\&M = CO\&M_{fijos} + CO\&M_{variables} \quad (3.18)$$

Dentro de estos costes se engloban los costes debidos a administración, alquiler del terreno y pago de seguros, así como las labores de mantenimiento no debidas a fallos en los componentes.

Los costes de mantenimiento que son debido a labores de mantenimiento programado, se ven fuertemente afectados por la economía de escala y el estado de madurez de la tecnología, que los hacen decrecer conforme se desarrolla la misma, como por las fluctuaciones de los precios de los materiales producidas en el mercado.

Según [30], para el caso de España, en el año 2008, que tomaremos como cierto, los CO&M respondían a los siguientes valores:

$$CO\&M_{fijos} = 0 \quad (3.19)$$

$$CO\&M_{variables} = 20 \text{ €/MWh} \quad (3.20)$$

Así, el cálculo anual de costes de operación y mantenimiento se hará introduciendo los valores (3.19) y (3.20) en la expresión (3.18), quedando:

$$CO\&M = 20 * EES \text{ (€)} \quad (3.21)$$

Otro enfoque válido, por el que no se ha optado, sería tomar como costes de operación y mantenimiento anual, el valor correspondiente a un porcentaje sobre el valor de la inversión inicial A.

3.2.4 Costes por reparación y reposición de componentes

Los costes por reparación y reposición de los componentes son aquellos costes en que se incurre debido a la ocurrencia de fallos imprevistos en los componentes estudiados. Para el cálculo de los costes unitarios de los componentes, se hará uso de los datos ya detallados anteriormente y resumidos en la Figura 3.3, pertenecientes a [28] .

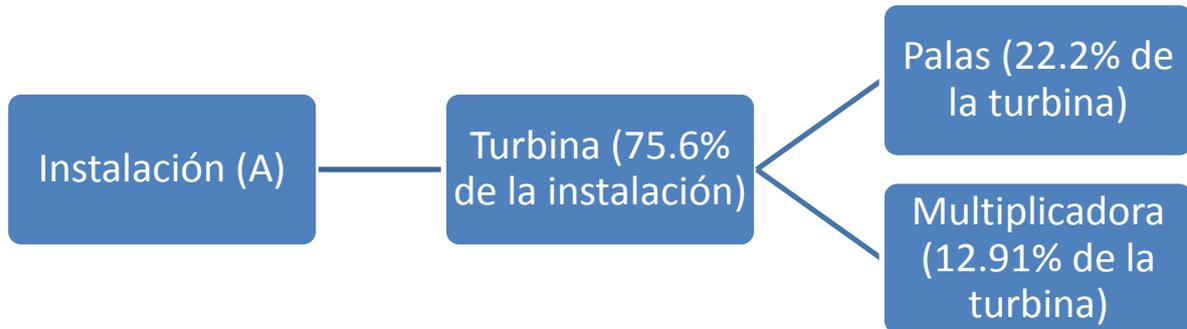


Figura 3.3: Costes de las palas y de la multiplicadora de un aerogenerador

Así, se calculará el precio de las palas y de la multiplicadora como sigue:

$$\text{Precio Palas} = A \times \frac{75.6}{100} \times \frac{22.2}{100} \times \frac{1}{3} \text{ cada pala} \quad (3.22)$$

$$\text{Precio Multiplicadora} = A \times \frac{75.6}{100} \times \frac{12.91}{100} \quad (3.23)$$

Y los costes anuales por reparación y reposición de componentes, vendrán influidos por el número de fallos reales en palas y multiplicadora acaecidos cada año y los precios de palas (PP) y multiplicadora (PM) recogidos en las expresiones (3.22) y (3.23).

$$CR_i = \text{"nº de fallos en palas"}_i \times PP + \text{"nº de fallos en multiplicadora"}_i \times PM$$

3.2.5 Cuota de Amortización Financiera (CAF)

La amortización de la instalación se llevará a cabo durante los 20 años de funcionamiento del parque, mediante el método de la amortización lineal. Se amortizará

la misma cantidad cada año, de tal manera que la cuota de amortización financiera anual resultante, que será constante, queda:

$$CAF_i = \frac{A}{20} \quad (3.25)$$

3.2.6 Beneficios antes de impuestos (BAI)

Los beneficios antes de impuestos (BAI) son los beneficios calculados a partir de los parámetros obtenidos en las expresiones anteriores, según:

$$BAI_i = ING_i - CO\&M_i - CR_i - CAF_i \quad (3.26)$$

La CAF no se tiene en cuenta directamente para el cálculo de los flujos de caja, pero se tiene que restar en la tabla porque sí se contabiliza para el cálculo de los impuestos a tributar.

3.2.7 Impuestos a pagar (IMP)

La instalación tendrá que pagar los impuestos correspondientes al impuesto de sociedades, que anualmente se calculan como un porcentaje sobre los beneficios antes de impuestos del año correspondiente. El citado porcentaje o tipo impositivo que corresponde a una instalación eólica sujeta a la legislación española es del 30%. Esto lleva a que los impuestos a pagar resulten, a partir del BAI obtenido en (3.26), como:

$$IMP_i = \frac{30}{100} \times BAI_i \quad (3.27)$$

Es destacable que si la instalación tiene un BAI negativo durante algún año, el siguiente año no tendrá que pagar impuestos, y tendrá un saldo positivo de ahorro de impuestos (crédito fiscal) para el siguiente año “i+1”:

$$crédito\ fiscal_{i+1} = 0.3 \times BAI_i$$

3.2.8 Beneficio Neto (BN)

El beneficio neto es el beneficio tras la contabilización de los impuestos correspondientes (3.27), es decir:

$$BN_i = BAI_i - IMP_i \quad (3.28)$$

3.2.9 Flujos de Caja Operacionales CFO_i

Los flujos de caja operacionales son los flujos de caja sin contabilizar la recuperación de la inversión, para cada uno de los veinte años de funcionamiento de la instalación. Se definen para cada año como el beneficio neto del año correspondiente obtenido según (3.28), más la cuota de amortización financiera expresada según (3.25). Como la amortización no se tiene en cuenta para el cálculo de los flujos de caja directamente, tenemos que sumarla aquí al haberla restado anteriormente.

$$CFO_i = BN_i + CAF_i \quad (3.29)$$

3.2.10 Recuperación de la Inversión (RINV)

La recuperación de la inversión está formada por el capital circulante, el valor residual de la inversión, y el valor de recuperación de las turbinas, por si se decidiera venderlas al final de la vida útil del parque (20 años). En el presente caso, la recuperación de la inversión será nula, debido a que no contaremos con capital circulante, las turbinas se amortizarán totalmente a lo largo de los veinte años de funcionamiento, y no serán vendidas al cabo de este tiempo, por no considerarse seguro o rentable su funcionamiento a partir del año 20. Así:

$$RINV = \text{Capital Circulante} + \text{Valor Residual} + \text{Valor de Recuperación} \quad (3.30)$$

Para el presente caso:

$$RINV = 0 \quad (3.31)$$

3.2.11 Flujos de Caja anuales CF_i

Los flujos de caja anuales son los que tendremos en cuenta finalmente para el cálculo del VAN, y el PB, y se tendrá en cuenta en su cálculo la recuperación de la inversión según (3.30).

Serán igual a:

- $CF_i = CFO_i$ para $i = 1 \dots 19$
- $CF_i = CFO_i + RINV$ para $i = 20$