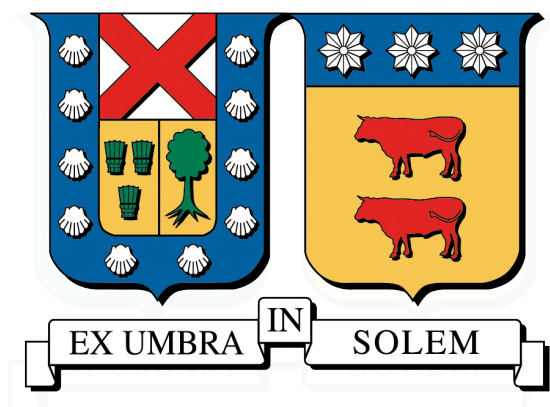


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
VALPARAISO- CHILE



IMPACTO DE LA CONFIABILIDAD EN EL DESEMPEÑO DE UN AEROGENERADOR DE GRAN POTENCIA

MATÍAS CANO GONZÁLEZ

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA : SR. ANDRÉS FUENTES.
PROFESOR CORREFERENTE : SR. JORGE CONTRERAS.

21 de noviembre de 2016

Índice de Contenidos

1. INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVOS	4
2.1. Objetivo general	4
2.2. Objetivos específicos	4
3. MARCO TEÓRICO	5
3.1. Energía Eólica	5
3.1.1. Aerogeneradores	6
3.1.2. Tipos de Aerogeneradores	6
3.1.3. Energía que es posible sacar del viento	9
3.2. Situación de la energía eólica en el mundo	11
3.2.1. Situación de la energía eólica en Estados Unidos	11
3.2.2. Situación de la energía eólica en Europa	14
3.3. Estructura general de costos	15
3.3.1. Costos de inversión	16
3.3.2. Costos de operación y mantenimiento	17
3.4. Situación de la energía eólica en Chile	18
3.4.1. Capacidad nominal instalada	19
3.4.2. Generación de energía bruta	21
3.4.3. Energía eólica instalada en Chile	22
3.4.4. Legislación	22
3.5. Fundamentos de Confiabilidad	25
3.5.1. Teoría de Confiabilidad	26
3.5.2. Confiabilidad en Sistemas	29
4. METODOLOGÍA	32
4.1. Condiciones y supuestos de evaluación	32
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	36
5.1. Con respecto a la situación inicial	36
5.2. Sensibilidad de variables	40
5.2.1. Velocidad del viento	40
5.2.2. Tasa de descuento	42
5.2.3. Inflación	44

5.2.4. Financiamiento	44
5.2.5. Tasa de impuesto	48
5.2.6. Tecnología	49
5.3. Impacto de la confiabilidad	51
5.3.1. Costo Global	61
6. CONCLUSIONES	64
Bibliografía	67
A. TABLAS SECCIÓN 5.3	69
A.1. Variación MTBF	69
A.2. Variación MTTR	74

Índice de Tablas

3.1. Detalle de costos de inversión. Fuente: (IRENA, 2012)	16
3.2. Detalle de costos de inversión. Fuente: Creada en base a (Krohn et al., 2009)	17
3.3. Proporción de tecnología en la capacidad instalada de generación eléctrica en Chile, años 2015, 2014 y 2005, El detalle considera que la capacidad instalada en 2015 era de 19742 MW , 18872 MW en 2014 y 10210 MW en 2005. Fuente: Creada en base a (Cne, 2016).	20
3.4. Generación de electricidad bruta por tecnología, año 2015. El detalle considera un total de 72175 GWh generados en 2015. Fuente: Creada en base a (Cne, 2016).	21
3.5. Tabla de exigencias establecidas por leyes N° 20257 y N°20698. Fuente: (Cne, 2016).	24
4.1. Velocidad del viento a 77 m, año 2010. Fuente: Explorador Eólico Universidad de Chile.	33
4.2. Especificaciones técnicas del aerogenerador. Fuente: Obtenidas de la base de datos de software RETScreen.	33
4.3. Tasa de impuesto a la renta, contribuyentes de primera categoría. Fuente: (SII, 2016)	34
5.1. Modelo de energía. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	36
5.2. Indicadores económicos de la situación inicial. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	36
5.3. Variación de la velocidad del viento. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	41
5.4. VAN en función de la tasa de descuento. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	43
5.5. Variación de la inflación. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	44
5.6. Variación del VAN en función de la tasa de descuento. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	49
5.7. Especificaciones técnicas del aerogenerador. Fuente: Obtenidas de la base de datos de software RETScreen.	50
5.8. Modelo de energía para la nueva tecnología. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	51
5.11. Comparación de la disponibilidad ideal y real con el caso base, según el modelo de Weibull. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	52
5.9. Parámetros distribución Weibull. Fuente: Creada en base a (Daza, 2016). .	53

5.10. Parámetros distribución Exponencial. Fuente: Creada en base a (Daza, 2016).	53
5.12. Comparación de la disponibilidad ideal y real con el caso base, según el modelo Exponencial. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	54
5.13. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF de las Palas. Fuente: Creación propia.	55
5.14. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del generador. Fuente: Creación propia.	56
5.15. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del main bearing. Fuente: Creación propia.	58
5.16. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del transformador. Fuente: Creación propia.	58
A.1. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del main bearing. Fuente: Creación propia.	69
A.2. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del gearbox. Fuente: Creación propia.	70
A.3. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF de torre y nacelle. Fuente: Creación propia.	71
A.4. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del yaw. Fuente: Creación propia.	72
A.5. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del transformador. Fuente: Creación propia.	73
A.6. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR de las palas. Fuente: Creación propia.	74
A.7. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del gearbox. Fuente: Creación propia.	75
A.8. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR de la torre y nacelle. Fuente: Creación propia.	76
A.9. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del generador. Fuente: Creación propia.	77
A.10. Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del yaw. Fuente: Creación propia.	78

Índice de Figuras

3.1. Turbina Savonius	7
3.2. Turbina Darrieus	8
3.3. Turbina Giromill	8
3.4. Turbina de tipo Vertical	9
3.5. Rendimiento de aerogeneradores	10
3.6. Precio de los aerogeneradores en Estados Unidos. Fuente: (Wiser et al., 2016)	12
3.7. Costo promedio O&M en Estados Unidos. Fuente: (Wiser et al., 2016) . .	13
3.8. Proporción de nueva capacidad instalada en Europa (MW). Total 28948,7 MW. Fuente: (Corbetta et al., 2016)	14
3.9. Precio de aerogeneradores en Europa. Fuente: (IRENA, 2012)	15
3.10. Capacidad instalada de generación eléctrica en Chile. Fuente: (Cne, 2016)	19
3.11. Comparación de ERNC agregadas al sistema versus lo exigido por ley. Fuente: (Cne, 2016).	23
3.12. Función de densidad de probabilidad de falla	27
3.13. Ciclo de vida de un equipo	28
5.1. Flujo de caja acumulado. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	37
5.2. Sensibilidad del VAN con respecto a los costos de O&M y la tarifa de exportación de electricidad. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	38
5.3. Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	38
5.4. Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y el costo de operación y mantenimiento. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	38
5.5. Impacto relativo de los parámetros contra el VAN. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	39
5.6. Distribución del VAN para la situación inicial. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	39
5.7. Gráfico de VAN (eje de la izquierda) y energía exportada (eje de la derecha) en función de la velocidad del viento. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	42
5.8. VAN en función de la tasa de descuento. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	43
5.9. Sensibilidad del VAN con respecto a la relación de deuda y la tasa de interés de deuda. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	45
5.10. Sensibilidad del VAN con respecto a la duración de deuda y la tasa de interés de deuda. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	45

5.11. Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	46
5.12. Impacto relativo de los parámetros contra el VAN. El orden de mayor a menor impacto es: costo inicial, tarifa de exportación de electricidad, tasa de interés de la deuda, ingresos por potencia, costos de O&M, relación de deuda, duración de deuda, créditos GEI. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	46
5.13. Sensibilidad del VAN con respecto a la relación de deuda y la tasa de interés de deuda. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	47
5.14. Sensibilidad del VAN con respecto a la duración de deuda y la tasa de interés de deuda. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	47
5.15. Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	47
5.16. Impacto relativo de los parámetros contra el VAN. El orden de mayor a menor impacto es: costo inicial, tarifa de exportación de electricidad, tasa de interés de la deuda, costos de O&M, ingresos por potencia, relación de deuda, duración de deuda, créditos GEI. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	48
5.17. Distribución del VAN para el caso con financiamiento. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	48
5.18. Gráfico de VAN (eje de la izquierda) y energía exportada (eje de la derecha) en función de la velocidad del viento para la nueva tecnología. Fuente: Obtenido desde RETScreen.	52
5.19. Gráfico de la variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF de las Palas. Fuente: Creación propia.	56
5.20. Gráfico de la variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del generador. Fuente: Creación propia.	57
5.21. Gráfico de la variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del main bearing. Fuente: Creación propia.	59
5.22. Gráfico de la variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del transformador. Fuente: Creación propia.	59

1 | INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía pueden ser renovables o no renovables. Las fuentes no renovables de energía o energías convencionales se encuentran en la naturaleza en cantidades limitadas, las cuales, una vez consumidas en su totalidad, no pueden sustituirse, ya que no poseen un sistema de producción o de extracción económicamente viable. Estas fuentes de energía convencional están representadas por los combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural; y por los combustibles nucleares. Por otro lado, se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse de forma natural. Entre las energías renovables se cuentan la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, undimotriz, la biomasa y los biocarburantes.

La energía es un recurso fundamental para la vida y es uno de los grandes medidores del progreso y bienestar de una sociedad. Sin embargo, su consumo se ha incrementado sostenidamente, impulsado tanto por el crecimiento socioeconómico de los países como por el aumento de la población mundial. Además de consumir reservas limitadas, el empleo de las fuentes de energía actuales tales como el petróleo, gas natural o carbón acarrea consigo otros problemas como la progresiva contaminación y el aumento de los gases de efecto invernadero. Es por esto que se vuelve de suma importancia redirigir los esfuerzos para generar energía a partir de fuentes renovables.

En Chile la generación de energía eléctrica se sustenta principalmente por centrales hidroeléctricas y térmicas. En estas últimas el principal componente es el carbón, petróleo o gas natural ([Narvaez, 2007](#)). El uso de la energía hidroeléctrica en Chile, genera problemas

de contaminación en donde se instala y principalmente se ubican en el sur del país, dejando el norte del país dependiente de la quema de combustibles fósiles, por lo que promover el uso de energías renovables, podría disminuir la dependencia energética del país y las emisiones de CO₂ (Torres, 2009). Además, a nivel nacional, las reducciones en la venta de gas natural por parte de Argentina y el creciente aumento del precio del petróleo en el ámbito internacional son factores que han contribuido al aumento del precio de la energía eléctrica en Chile. Así, se requiere diversificar el esquema de generación en Chile, enfocado en energías renovables, que permitan lograr sustentabilidad en el tiempo (Narvaez, 2007).

Es un hecho que el uso de energías renovables no convencionales posee mayores costos de inversión que las tradicionales, pero también es posible afirmar que ha existido poca difusión en el mercado y carencia de políticas públicas que fomenten este tipo de proyectos (Narvaez, 2007). Frente a esta situación, la ley N°19940 (Ley Corta I), que fue publicada en marzo de 2004 en Chile, busca fomentar pequeñas centrales de generación de energía renovable, exceptuándolos de pagos por usos del sistema troncal. La Ley N°20018 (Ley Corta II), entregó el derecho a las energías renovables no convencionales de participar en hasta un 5 % del total de la demanda destinada a clientes regulados, a un nivel de precio competitivo no discriminatorio. Sumado a esto, en enero de 2010 entró en vigencia las exigencias de la Ley N°20257 (Ley ERNC), esta norma legal introdujo la definición de ERNC y las tecnologías que pertenecen a esta categoría. Además, la ley definió una exigencia hacia las empresas de generación en sus contratos de suministro, las que tendrán que asegurar que un porcentaje de su energía entregada proviene de ERNC, ya sea por centrales propias o de terceros. Posteriormente en octubre 2013 la Ley N°20698 aumenta las exigencias fijadas hacia las empresas por la Ley N°20257, dejando un 20 % de contenido ERNC para el año 2025. A la fecha de 2015, se agregaron 6126 GWh reconocido por la ley, lo que es 2,52 veces superior a lo que la ley exigía para el año 2015 (2427 GWh). De esta cantidad la energía eólica corresponde a un 34 % del total, por sobre la energía solar con un 23 %, seguido de la hídrica (22 %) y bioenergía (21 %).

Es así como una de las alternativas renovable más utilizadas en Chile ha resultado

ser la energía eólica. Chile cuenta con 27 parques eólicos que van desde los 1650 kW de producción en 6 turbinas de viento (Parque eólico: El Toqui), hasta los 115000 kW de producción en 50 turbinas (Parque eólico: El Arrayán)([Pierrot, 2016](#)). Por su parte, el uso de la energía del viento ha tomado una gran importancia principalmente en países de Europa, en donde el aporte de la energía eléctrica entregada por los aerogeneradores cumple un rol fundamental a la hora de satisfacer la demanda eléctrica. En los últimos años la tecnología y el tamaño de los aerogeneradores ha ido cambiando y se han ido instalando un mayor número de aerogeneradores a lo largo de las costas de Europa y en el litoral ([Tavner et al., 2007](#)).

Las turbinas eólicas cuentan con sub sistemas eléctricos, hidráulicos, mecánicos y de software, para de esa forma transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Son amigables con el medio ambiente y económicamente es justificable su localización en las costas o mar adentro. La falla de sus mecanismos es explicada principalmente por corrosión, fatiga y arrastre, además de causas por el medio ambiente en que se encuentre, como son la temperatura, humedad y otros factores ambientales ([Kostandyan y Sørensen, 2012](#)). Es por esto que la industria de energía eólica está fuertemente preocupada en determinar la confiabilidad del sistema, de modo de mejorar sus técnicas de operaciones y de mantenimiento, para de esa forma reducir el número de fallas y por ende los costos de ineficiencia.

El presente trabajo busca realizar una evaluación económica de un proyecto de instalación de un aerogenerador de gran potencia, determinar las variables más importantes que afectan su viabilidad económica y determinar el impacto de la confiabilidad en el desempeño del aerogenerador.

2 | OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

Medir el impacto de la confiabilidad de un aerogenerador de gran potencia en su desempeño, mediante el uso del software RETScreen.

2.2. Objetivos específicos

- Estudiar la teoría asociada a los aerogeneradores y su funcionamiento.
- Desarrollar una base teórica referente a la confiabilidad de equipos.
- Determinar los parámetros requeridos para la ejecución del software RETScreen, de forma actualizada, en base a revisión bibliográfica de la industria.
- Formular un caso base en función de los parámetros encontrados y evaluar la energía producida y su viabilidad económica utilizando el software.
- Determinar cómo la confiabilidad influye en el desempeño del aerogenerador seleccionado, mediante variaciones del caso base.

3 | MARCO TEÓRICO

3.1. Energía Eólica

La energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, es la energía cinética generada por el efecto de las corrientes de aire, y que es posible ser transformada en energía mecánica o eléctrica. La energía mecánica del viento ha sido utilizada históricamente en el movimiento de barcos de vela (Egipto V milenios antes de Cristo) y en el movimiento de molinos (China, Egipto, Persia, siglos antes de Cristo) ([Parra \(2009\)](#),[Torres \(2009\)](#)).

Entre las ventajas del uso de la energía eólica se destaca que esta no contamina, es posible generar energía eléctrica sin el proceso de combustión, lo que es favorable desde el punto de vista ambiental, no afecta las características fisicoquímicas del suelo o su erosión, no contribuye al efecto invernadero ya que no produce gases tóxicos, etc. ([Espinoza y Fischer, 2007](#)).

Por otro lado entre sus desventajas destacan que el aire al ser un fluido pequeño, requiere de grandes máquinas y por consecuencia de alto costo. La presencia de estas máquinas gigantes genera un impacto visual inevitable en el lugar en donde se ubican, debido a su gran tamaño. El ruido que se genera por el movimiento del rotor y la alta posibilidad de mortandad de aves que chocan con el aerogenerador son otras de las desventajas que posee este tipo de energía ([Espinoza y Fischer, 2007](#)).

3.1.1. Aerogeneradores

Los aerogeneradores son equipos que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica (Parra (2009),Torres (2009)). La forma cómo funcionan los aerogeneradores, básicamente, el viento incide sobre las aspas del aerogenerador, las que al girar producen un movimiento de rotación en el rotor que a su vez transmite el movimiento al generador. El generador transforma la energía cinética en energía eléctrica, que es transportada a un transformador, que eleva la tensión de la energía eléctrica para ser enviada a la red eléctrica para ser usada directamente o ser almacenada en baterías (Espinoza y Fischer (2007),Torres (2009)).

3.1.2. Tipos de Aerogeneradores

Los aerogeneradores se diferencian principalmente en términos de diseño, por la disposición de su eje de rotación, que puede ser vertical u horizontal, el número de aspas o la potencia con la que trabajan. Los aerogeneradores de tipo vertical más comunes son: Turbina Savonius, Turbina Darrieus, Giromill (Torres, 2009).

Aerogeneradores de tipo vertical

Son aquellos en los que el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo. Sus ventajas son:

- Se pueden situar más cerca unos de otros
- No necesitan un mecanismo de orientación respecto al viento
- Se pueden colocar más cerca del suelo
- Son más silenciosos que los de tipo horizontal
- Son recomendables para instalaciones pequeñas.

Sus desventajas son:

- Al estar más cerca del suelo no aprovechan las corrientes de aire de mayor altura.

- Entregan menor eficiencia que los de tipo horizontal.
- No son de arranque automático.
- Tienen menor estabilidad que los de eje horizontal.

Tipos de turbina vertical

- Turbina Savonius: Fueron inventadas por el ingeniero finlandés Sigurd J. Savonius en 1922. Pueden arrancar con poco viento, su fabricación es sencilla, sus velocidades de giro son bajas por lo que su rendimiento también lo es. Este tipo de turbina es usada cuando el costo es mucho más importante que la eficiencia.

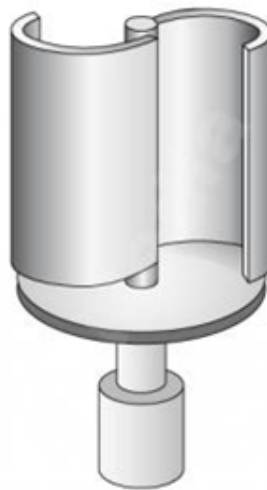


Figura 3.1: Turbina Savonius

- Turbina Darrieus: Fueron inventadas por el ingeniero francés George Darrieux en 1931. Son de dos o tres hojas, mantienen altas velocidades de rotación y buen rendimiento.
- Turbina Giromill: Es una turbina derivada de la Darrieus, tiene entre 2 y 6 palas y no tiene problema de arranque.

Aerogeneradores de tipo horizontal

Son aquellos en los que el eje de rotación se encuentra paralelo al suelo. Alcanzan mayores potencias y velocidades de giro y son tienen mayor rendimiento que los aerogeneradores de tipo vertical.



Figura 3.2: Turbina Darrieus



Figura 3.3: Turbina Giromill

radores de eje vertical. Sus partes principales son: Rotor, Góndola, Caja multiplicadora, Generador, Torre, Sistema de control. Todos los aerogeneradores de este tipo tienen su eje de rotación principal en la parte superior de la torre.



Figura 3.4: Turbina de tipo Vertical

3.1.3. Energía que es posible sacar del viento

La energía máxima teórica que puede ser extraída de una masa de aire en movimiento (Espinoza y Fischer (2007), Vickers (2014)) está dada por la expresión:

$$E_c = \frac{mV^2}{2} \quad (3.1)$$

Donde: E_c es la energía cinética en [J/s]

m es el flujo de aire que pasa por el aerogenerador en [kg/s]

V es la velocidad del viento en [m/s].

Suponiendo un área de barrido de las palas A , perpendicular a la dirección del viento, el flujo de aire en [kg/s] que pasa por las palas es:

$$m = \delta AV \quad (3.2)$$

δ = densidad del aire en [kg/m^3],

A = área de captación en [m^2].

Luego la energía teórica por unidad de tiempo que podemos extraer de una masa de aire en movimiento será:

$$P_{eolica} = \frac{\delta AV^3}{2} [W] \quad (3.3)$$

Por otro lado el científico Albert Betz demostró que la energía máxima aprovechable del viento con un aerogenerador ideal es de 59,3 % (coeficiente del límite de Betz). Es por esto que el poder máximo obtenido de un flujo de aire que cruza por la sección de Area A, a velocidad V está dada por:

$$P_{max} = \frac{16 * \delta AV^3}{27 * 2} \quad (3.4)$$

En vista de que los rotores están sujetos a una eficiencia y según lo indicado por Betz, se define Cp: coeficiente de poder, cuyo máximo valor es 0,593. Para definir la energía aprovechable de viento es:

$$P = \frac{Cp \delta AV^3}{2} \quad (3.5)$$

Donde:

$$Cp = \frac{P}{P_{eolica}} \quad (3.6)$$

Hoy en día los aerogeneradores son capaces de obtener 75 % - 85 % de la potencia del límite de Betz.

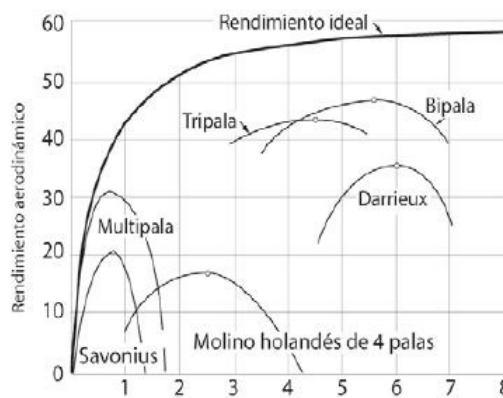


Figura 3.5: Rendimiento de aerogeneradores

3.2. Situación de la energía eólica en el mundo

En esta sección se busca presentar información de lo que acontece a la industria de la energía eólica en países desarrollados. La información tendrá especial énfasis en lo que ocurre en Estados Unidos y Europa.

3.2.1. Situación de la energía eólica en Estados Unidos

En el reporte entregado por el departamento de energía de Estados Unidos para el año 2015 ([Wiser et al., 2016](#)), se reveló que el uso de la energía del viento venía en aumento y se espera que su crecimiento continúe para los próximos años. Esto no es solo debido a la mejora de la tecnología en términos de costo y eficiencia, lo que ha permitido tener menores precios en el mercado, sino que también por los incentivos por parte del estado – the production tax credit (PTC), un crédito de ajuste de inflación por 10 años – que fue extendido para proyectos que comiencen antes de 2020 y las exigencias por parte del “renewable portofolio standard (RPS)” que obliga a las empresas de energía que una fracción de su energía entregada provenga de energías renovables.

En 2015 se instalaron en Estados Unidos 8598 MW de nueva capacidad eólica al sistema, dejando un total de 73992 MW de capacidad eólica total. Esto representó un aumento de 12 % con respecto al total de energía eólica en el año 2014. La inversión realizada fue de 14,5 billones de dólares.

La energía eólica representó un 41 % del total de nueva capacidad instalada de energía eléctrica para el año 2015 (24 % en el año 2014), posicionándose por sobre la energía solar y el gas natural.

Con respecto a la evolución historia de los precios de aerogeneradores transados en el mercado estadounidense, estos precios llegaron a ser de 750 USD/kW para el año 2002, pero fueron en aumento hasta llegar al año 2008 alcanzando los 1500 USD/kW, que representaba más de un 100 % del precio del año 2002, el incremento de precio de los

aerogeneradores durante ese tiempo se dio, entre otras cosas, a la baja del precio relativo del dólar con respecto al euro.

Desde el año 2008 los costos de los aerogeneradores han ido en descenso producto de un aumento en la competencia entre los productores, mejora de la tecnología y mejora en los términos de compra de los aerogeneradores (menores tiempos de compra y entrega, garantías de eficiencia más estrictas, entre otros). Dejando así un rango de precio de 850-1250 USD/kW en la venta de aerogeneradores registrado para el año 2015, con un promedio de 1000 USD/kW. Ante esta situación el costo promedio de inversión inicial de un proyecto está dado por 1690 USD/kW..

Por otro lado los aerogeneradores “offshore” siguen siendo mucho más caros que los “onshore”, tanto en el precio del aerogenerador como en los costos de operación y mantenimiento, con un registro de costo instalado promedio de 5000 USD/kW (Milborrow, 2016)

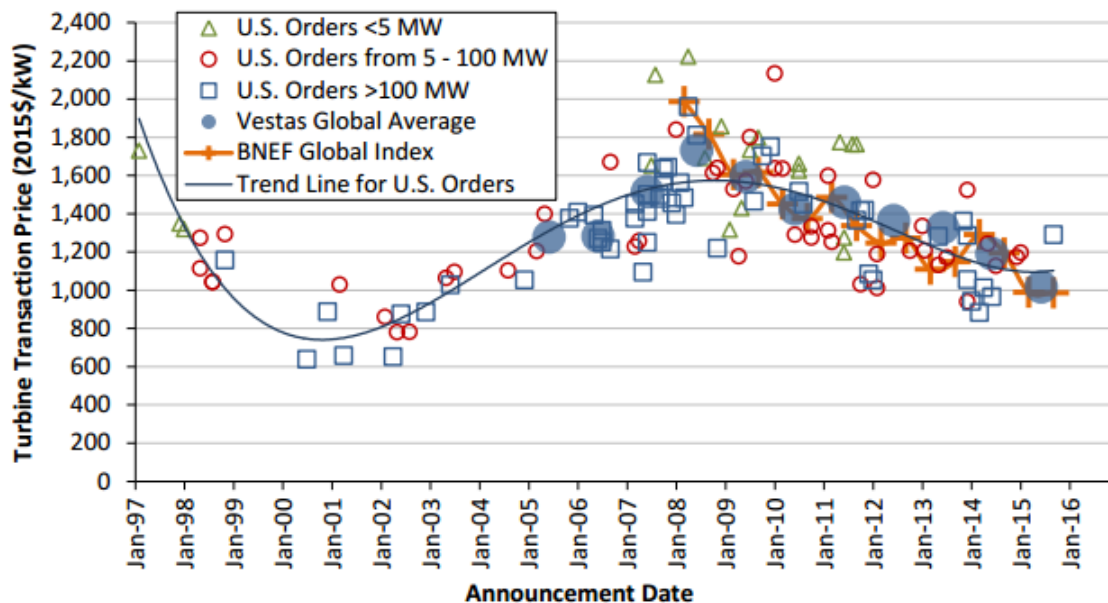


Figura 3.6: Precio de los aerogeneradores en Estados Unidos.

Fuente: (Wiser et al., 2016)

Los costos de operación y mantenimiento, que son importantes en el costo global de

los proyectos eólicos, carecen de información unificada y comparable, mientras que las estrategias de mantenimiento siguen siendo un desafío para la industria de la energía eólica. Si bien existe información recopilada, la información no siempre está completa por un periodo de tiempo o muchas veces no es comparable, debido a los diferentes tamaños de aerogeneradores o porque las partidas reportadas como gasto de operación y mantenimiento contienen otras partidas como salarios o arriendo, mientras que partidas como impuestos, depreciación, seguros, gastos de administración, generalmente no son incluidas.

Por otro lado considerando que, los costos de operación y mantenimiento aumentan con el tiempo producto de que los aerogeneradores se vuelven más viejos y es esperable que fallen más seguido, y que los proyectos nuevos están diseñados con mejor tecnología y por lo tanto pueden tener costos de operación y mantenimiento esperados más bajos, es que la comparación histórica de la información resulta complicada. Aun así la data ha mostrado que los proyectos realizados más recientemente, han tenido menores costos de operación y mantenimiento. En base a esto se tiene información de costos de operación y mantenimiento de 10 USD/MWh (28 USD/kW-year) en 66 proyectos instalados en 2000 y 9 USD/MWh (23 USD/kW-year) en 20 proyectos instalados desde 2010 en Estados Unidos ([Wiser et al., 2016](#)).

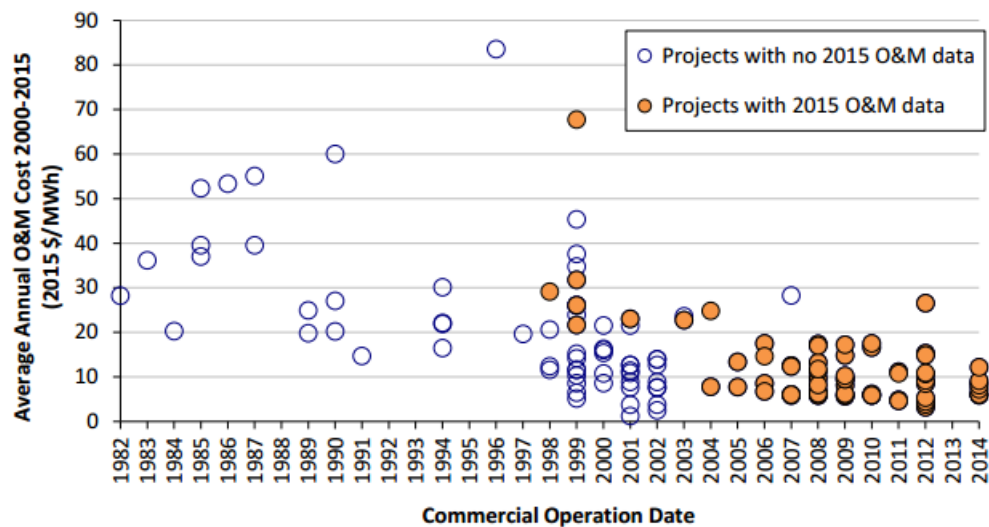


Figura 3.7: Costo promedio O&M en Estados Unidos.

Fuente: ([Wiser et al., 2016](#))

3.2.2. Situación de la energía eólica en Europa

En 2015 se agregaron 12800 MW adicionales de energía eólica, dejando un total de 141578 MW de energía eólica total instalada en Europa. La nueva capacidad instalada de energía eólica representó un 44,2 % del total de nueva energía agregada al sistema, y se situó primera por sobre la energía solar (29,4 %) que ocupó el segundo puesto. Los cuatro países con mayor energía eólica instalada para el año 2015 fueron Alemania (45 GW), España (23 GW), Reino Unido (14 GW) y Francia (10 GW) (Corbetta et al., 2016).

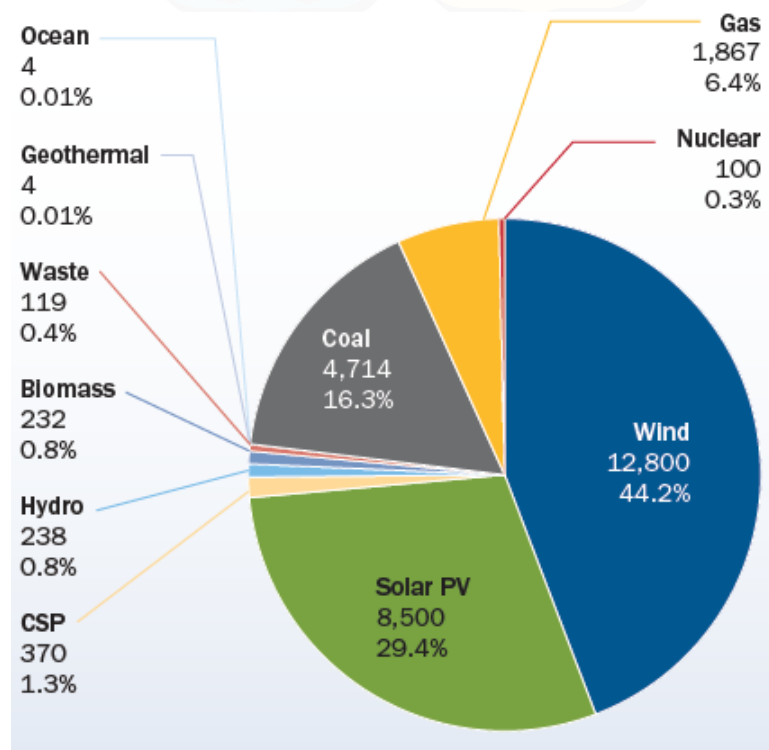


Figura 3.8: Proporción de nueva capacidad instalada en Europa (MW). Total 28948,7 MW.

Fuente: (Corbetta et al., 2016)

Con respecto a los costos de los aerogeneradores en Europa en 2009 se registraron precios promedio de 1800 USD/kW, que luego fueron disminuyendo registrando un promedio de 1470 USD/kW a comienzos de 2011 (IRENA, 2012). Por otro lado de manera global costo de proyectos eólicos para 2010 se situaba en el rango de 1700 – 2150 USD/kW para proyectos “onshore” en países desarrollados.

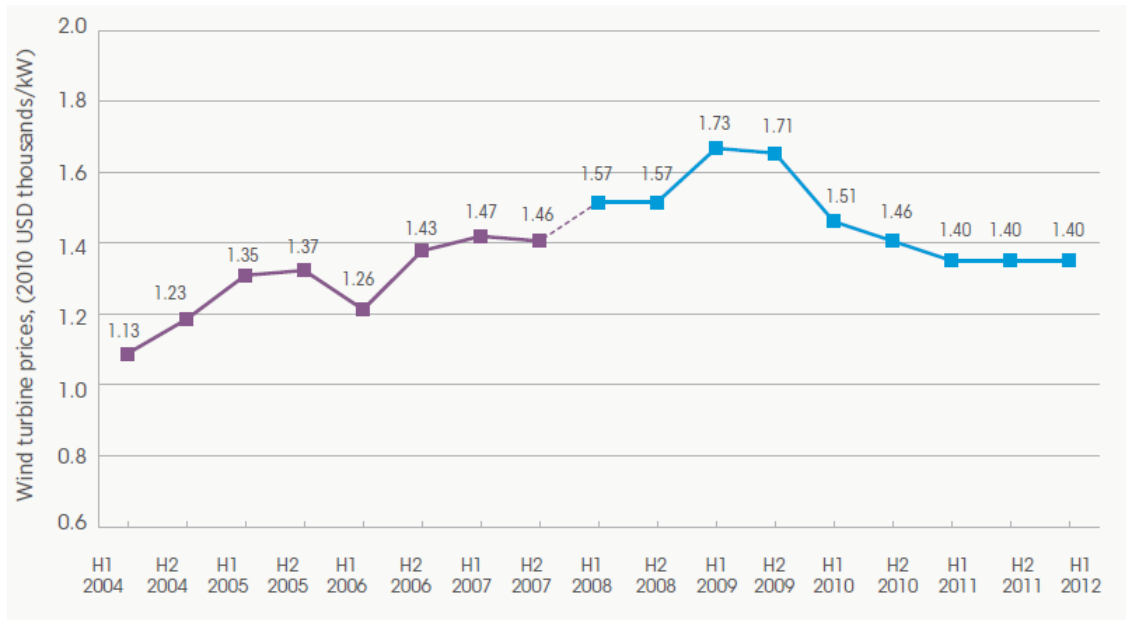


Figura 3.9: Precio de aerogeneradores en Europa.

Fuente: (IRENA, 2012)

El precio de los aerogeneradores varía dependiendo de la estructura de mercado de los distintos países (mayor o menor competitividad) y por la variación de los precios de los commodities (acero, cobre y cemento). Es donde, por ejemplo, China registró precios promedio de 644 USD/kW en 2010, mientras que Japon y Austria registraron precios de 2000 USD/kW y 2100 USD/kW respectivamente.

Con respecto a los costos de operación y mantenimiento, los países de Europa tienden a tener mayores costos. Generalmente para aerogeneradores “Onshore” los costos de operación y mantenimiento son estimados en 0,012-0,015 €/kWh (Krohn et al., 2009).

3.3. Estructura general de costos

La energía eólica es básicamente un proyecto de inversión, principalmente debido al costo de los aerogeneradores, se requiere de una gran cantidad de capital al comienzo del proyecto. De manera general el proyecto de la instalación de uno o varios aerogeneradores dependerá de los costos de inversión inicial, costos de operación y mantenimiento, factor de utilización, duración del proyecto y el costo de capital o tasa de descuento.

3.3.1. Costos de inversión

Los costos de inversión según (IRENA, 2012), se pueden detallar en cuatro grandes grupos:

- Costo del aerogenerador: Costo que incluye principalmente la Torre, las Aspas, el Transformador. Puede incluir también costo de transporte del aerogenerador y su instalación.
- Trabajo en terreno (Civil Work): Costo que incluye la preparación del terreno y base para el aerogenerador, puede incluir costo de construcción de caminos e infraestructura relacionada, así como los costos de transporte e instalación del aerogenerador.
- Conexión a la red: Costo que incluye al transformador y cableado para la conexión al sistema de transmisión o distribución.
- Otros costos: que pueden ser planificación, infraestructura, sistemas de control, consultorías, etc.

Tabla 3.1: Detalle de costos de inversión.
Fuente: (IRENA, 2012)

	Onshore	Offshore %
Inversión (USD/kW)	1700-2450	3300-5000
Aerogenerador (%)	65-84	30-50
Conexión a la red (%)	9-14	15-30
Infraestructura (%)	4-16	15-25
Otros costos (%)	4-10	8-30

Solo para la turbina los componentes más caros son las aspas, la torre y el gearbox, que representan un 50-60 % del costo total del aerogenerador. El generador y transformador componen un 13 % y otras piezas del aerogenerador el resto del costo. De manera global según la figura, el aerogenerador representa entre un 65-84 % de la inversión inicial, dejando

el resto a los trabajos de terreno, conexión a la red eléctrica y otros.

Por otro lado segun (Krohn et al., 2009) los costos de inversión se pueden detallar según:

Tabla 3.2: Detalle de costos de inversión.
Fuente: Creada en base a (Krohn et al., 2009)

Item	% Total	% Total sin turbina
Turbina	68-84	-
Conexión a la red	2-10	35-45
Base para la turbina	1-9	20-25
Instalación eléctrica	1-9	10-15
Terreno	1-5	5-10
Costos financieros	1-5	5-10
Camino	1-5	5-10
Consultoría	1-3	5-10

De manera similar, en esta situación el costo del aerogenerador puede llegar a representar un máximo de 84 % de los costos totales. Por otro lado sin considerar el costo del aerogenerador, los costos de conexión a la red y la instalación eléctrica pueden llegar a representar más de un 50 % de los costos restantes, seguido de la preparación de la base para el aerogenerador con 20-25 %.

3.3.2. Costos de operación y mantenimiento

Como cualquier equipo, los aerogeneradores requieren de mantención periódica para su correcto funcionamiento, este costo representará una buena fracción del costo total anual. Los costos de operación y mantenimiento pueden estar relacionados con seguros, mantenciones periódicas, reparaciones, repuestos, gastos de administración (Krohn et al., 2009). En algunos países el costo de uso del terreno también es incorporado. Para los costos relacionados con seguros y mantenciones periódicas se pueden obtener contratos con agencias externas durante la vida útil del aerogenerador. Por otro lado los costos de repuestos y reparación son mucho más complicados de predecir, además que estos tienden

a aumentar a medida que el aerogenerador se hace más viejo.

Es posible aproximar que 35 % del total de costos de operación y mantenimiento son por seguros, 24 % mantenciones regulares, 11 % administración, 12 % reparaciones y repuestos y 14 % otros (Krohn et al., 2009).

3.4. Situación de la energía eólica en Chile

En Chile la generación de energía hidroeléctrica está compuesta principalmente por centrales hidroeléctricas y térmicas, en estas últimas el principal componente es el carbón, petróleo o gas natural. Aun así es necesario diversificar el esquema de generación en Chile, y enfocarse en energías renovables con convencionales, que permitan sustentabilidad en el tiempo. Por otro lado a nivel nacional, las reducciones de la venta de gas natural por parte de Argentina y el creciente aumento del precio del petróleo en el ámbito internacional han sido factores que han contribuido a la que el precio de la energía eléctrica en Chile vaya en aumento. Es un hecho que el uso de energías renovables no convencionales posee mayor costos de inversión que las tradicionales, pero también es posible afirmar que existe poca difusión en el mercado y carencia de políticas públicas que fomenten este tipo de proyectos.

Chile posee cuatro sistemas independientes: El Sistema Interconectado de Norte Grande (SING), el cual entrega energía a las regiones de explotación minera en el desierto del norte del país; el Sistema Interconectado Central (SIC), el cual entrega energía a la parte central y a la mayoría de la población; el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM), los que entregan energía a pequeñas áreas del extremo austral del país.

Para el año 2015 la capacidad instalada de generación eléctrica neta asciende a 19742 MW (4,6 % de aumento con respecto al año 2014, y 93,3 % con respecto al año 2005). De estos, 15609 MW corresponden al SIC (79,1 %) y 3968 MW al SING (20,1 %), mientras

que el 0,8 % restante se reparte en los sistemas SEA y SEM. (Anuario estadístico de energía 2005-2015, CNE 2016). Por otro lado a Diciembre 2015 se registraron 20 centrales de generación en prueba con un total de 459 MW, de los cuales el 74 % son de energía renovable no convencional.

Por otro lado existen sistemas medianos de generación eléctrica (SS.MM) los que según la Ley N° 19940 conocida como “Ley Corta I” permitió calificar a los sistemas de Isla de Pascua, Hornopirén, Cochamó, Aysen, Magallanes, Isla de Pascua (4,3 MW) y Los Lagos (6,9 MW). Estos sistemas poseen una capacidad de generación eléctrica instalada entre 1500 kW - 200 MW.

3.4.1. Capacidad nominal instalada

Se puede observar que la capacidad instalada a crecido un 93 % con respecto al año 2005. Aproximadamente la capacidad instalada a crecido un 6,8 % anual durante los últimos 10 años (Cne, 2016).

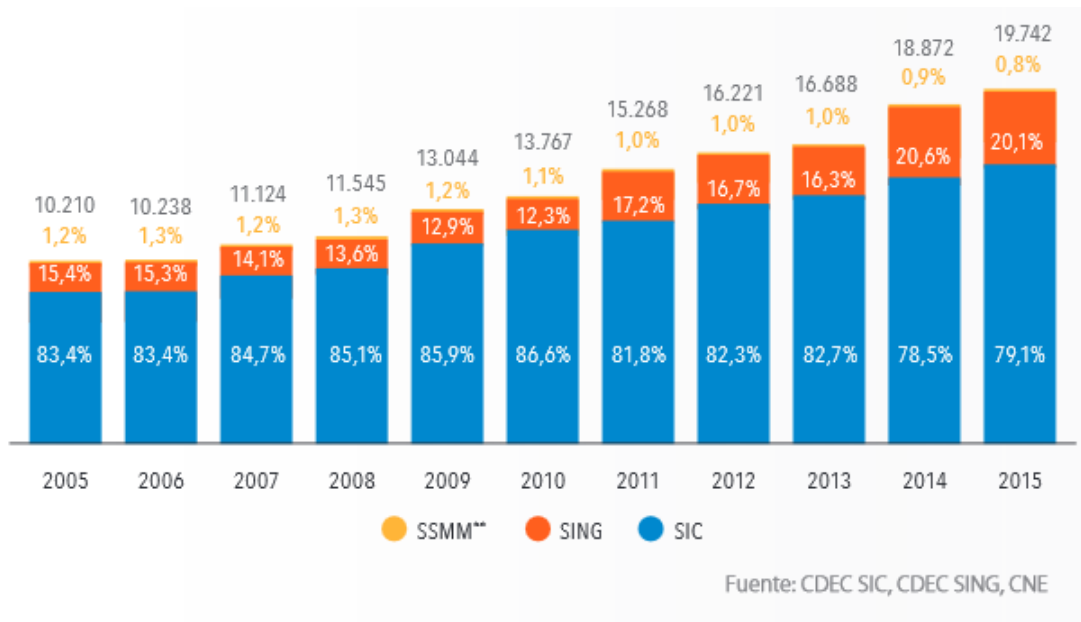


Figura 3.10: Capacidad instalada de generación eléctrica en Chile.

Fuente: (Cne, 2016)

Con respecto a la diversidad de la generación eléctrica del país para el año 2015, de manera general el 58 % corresponde a termoelectricidad, 29,6 % a hidroelectricidad convencional y 12,4 % de ERNC.

Tabla 3.3: Proporción de tecnología en la capacidad instalada de generación eléctrica en Chile, años 2015, 2014 y 2005, El detalle considera que la capacidad instalada en 2015 era de 19742 MW , 18872 MW en 2014 y 10210 MW en 2005. Fuente: Creada en base a ([Cne, 2016](#)).

Tipo de Energía	2015	2014	2005
Carbón	22	22	18
Hidráulica embalse	20	21	36
Petróleo Diésel	19	19	9
Gas Natural	17	18	22
Hidráulica pasada	10	11	13
Eólica	5	4	0
Solar	3	1	0
Biomasa	2	2	1
Mini hidráulica de pasada	2	2	1

Con respecto al SIC para el año 2005 el tipo de energía que predominaba en este era la de hidráulica de embalse (44 %), seguido de gas natural (21 %) e hidráulica de pasada (15 %). Para las ERNC en este periodo la Biomasa era la única que aparecía con un 1 % de participación en 8517 MW instalados en el SIC en 2005. Para el año 2015 el tipo de energía predominante siguió siendo la hidráulica de embalse (26 %), seguido del petróleo diésel (21 %) y el carbón (15 %). Para las ERNC en este periodo la energía eólica fue la que más aportó con un 5 % de participación, seguida de la Biomasa y la Solar con 3 % cada una, de un total de 15609 MW instalados en el SIC en 2015.

Con respecto al SING para el año 2005 la tecnología predominante era la combustión (carbón 64 %, gas natural 25 % y petróleo diésel 10 %). Para el año 2015 la situación es similar (carbón 49 %, gas natural 37 % y petróleo diésel 9 %), pero un pequeño porcentaje

se lo llevan la energía solar 3 % y la energía eólica 2 %. El SING a fecha 2015 poseía 3968 MW de capacidad instalada. (Anuario estadístico de energía 2005-2015, CNE 2016).

Con respecto a las SSMM, isla de pascua y los lagos, la tecnología predominante es de gas natural (55 %), petróleo diésel (30 %), hidráulica de pasada (14 %) y eólica (1 %). Esta estructura se ha mantenido constante entre 2005-2015, en donde se poseía una capacidad instalada de 124 MW al año 2005 y 165 MW al año 2015.

Según la información antes presentada, se puede observar que la generación eléctrica en el norte de país es dependiente de la quema de combustibles fósiles, mientras que el resto del país (SIC) posee una matriz más diversificada pero que en su mayoría es hidráulica.

3.4.2. Generación de energía bruta

Para el año 2015 se generó un total de 72175 GWh, lo que significó un aumento del 2,6 % con respecto al año 2014 y un aumento del 42,1 % con respecto al año 2015. De manera general un 59,1 % fue aportado por energías termoeléctricas, 30,6 % hidráulica convencional y 10,3 % ERNC (Cne, 2016).

Tabla 3.4: Generación de electricidad bruta por tecnología, año 2015. El detalle considera un total de 72175 GWh generados en 2015. Fuente: Creada en base a (Cne, 2016).

Tipo de Energía	2015
Carbón	40
Hidráulica embalse	18
Gas Natural	16
hline Hidráulica pasada	15
Eólica	3
Petróleo Diésel	3
Biomasa	3
Solar	2

3.4.3. Energía eólica instalada en Chile

Chile cuenta con aproximadamente 28 parques eólicos que van desde los 1650 kW en 6 turbinas de viento (Parque eólico: El Toqui), hasta los 115000 kW de producción en 50 turbinas (Parque eólico: El Arrayán). Se estima que existe un total de 580 turbinas instaladas aproximadamente que van desde los 600 kW a 3000 kW de potencia nominal, y sus diámetros van de 44 m a 128 m. De 2012 a 2013 se registró un aumento de 76,4 % de capacidad instalada (190MW a 335MW). De 2013 a 2014 un aumento de 128,1 % (764 MW final) y de 2014 a 2015 un aumento de 22,2 % (933 MW final) ([Pierrot, 2016](#)).

La capacidad instalada en Chile de energía eólica, con fecha Septiembre 2016, es de 88,9 MW en el SING (1,7 % del total del SING), 1200 MW en el SIC (6,9 % del total en SIC), 3,78 MW Aysen (6,1 % del total de Aysen), dando un total de 1292,68 MW. (Capacidad instalada de generación Septiembre 2016, Comisión nacional de energía 2016).

3.4.4. Legislación

De manera general en Chile existen tres grandes agentes: los generadores, transmisores y distribuidores. En Chile se permite libre competencia entre empresas generadoras, mientras que los demás agentes son considerados monopolios naturales en sus sectores.

En Chile la Ley N°19940 (Ley Corta I), que fue publicada el 13 de Marzo de 2004, regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos. Como su título informa su principal énfasis fue en la regulación del sistema de transmisión de energía, en donde se modifican las metodologías de cálculo del cobro que se paga a las transmisoras por el uso de sus redes, apoyando a pequeñas centrales de generación (9-20 MW) y se busca incentivar las inversiones en este sector, así como del sector de generación. Por otro lado con respecto a las centrales de energía no convencional definidas, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, cogeneración, y otras similares cuyos excedentes de potencia suministrados al sistema sea

inferior 20000 kW, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso del sistema troncal.

La Ley N°20018 (Ley Corta II), entregó el derecho a las energías renovables no convencionales de participar en hasta un 5 % del total de la demanda destinada a clientes regulados, a un nivel de precio competitivo no discriminatorio.

Por último el 1 de enero de 2010 entró en vigencia las exigencias de la Ley N°20257 (Ley ERNC), esta norma legal introdujo la definición de ERNC y las tecnologías que pertenecen a esta categoría. Además la ley definió una exigencia hacia las empresas de generación en sus contratos de suministro, las que tendrán que asegurar que un porcentaje de su energía entregada proviene de ERNC, ya sea por centrales propias o de terceros. Posteriormente en octubre 2013 la Ley N°20698 aumenta las exigencias fijadas hacia las empresas por la Ley N°20257, dejando un 20 % de contenido ERNC para el año 2025.

A la fecha de 2015, se agregaron 6126 GWh reconocido por la ley, lo que es 2,52 veces superior a lo que la ley exigía para el año 2015 (2427 GWh). De este total la energía eólica se tomó un 34 % del total por sobre la energía solar con un 23 %, le siguieron hídrica (22 %) y bioenergía (21 %).

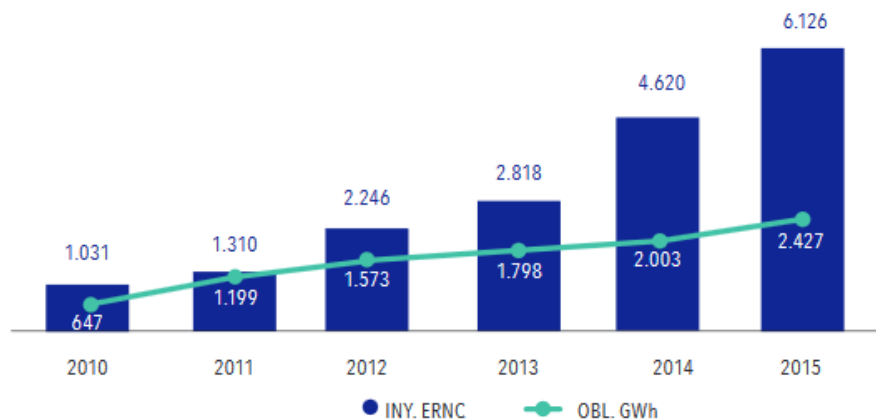


Figura 3.11: Comparación de ERNC agregadas al sistema versus lo exigido por ley.
Fuente: (Cne, 2016).

Tabla 3.5: Tabla de exigencias establecidas por leyes N° 20257 y N°20698.

Fuente: (Cne, 2016).

Año	Ley 20257	Ley 20698
2010	5,0 %	
2011	5,0 %	
2012	5,0 %	
2013	5,0 %	5,0 %
2014	5,0 %	6,0 %
2015	5,5 %	7,0 %
2016	6,0 %	8,0 %
2017	6,5 %	9,0 %
2018	7,0 %	10,0 %
2019	7,5 %	11,0 %
2020	8,0 %	12,0 %
2021	8,5 %	13,5 %
2022	9,0 %	15,0 %
2023	9,5 %	16,5 %
2024	10,0 %	18,0 %
2025	10,0 %	20,0 %

Además es posible entregar las siguientes definiciones generales.

- Precio nudo de corto plazo se determina semestralmente en los meses de abril y octubre por la CNE, quien comunica sus resultados al ministerio de energía a través de un informe técnico, el precio de nudo puede ser de energía o potencia. Los precios de nudo son utilizados para valorar las ventas de las empresas generadoras a las distribuidoras.
- El precio nudo de la energía es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento. Para el caso del SIC se consideran una serie de factores hidrológicos en el horizonte de tarificación.
- El precio nudo de potencia es el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico, considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda

máxima anual del sistema eléctrico.

- **Cientes regulados:** Clientes cuya potencia conectada es inferior a 500 kW, generalmente clientes residenciales. Aquellos abastecidos por una empresa de distribución pagan el precio de nudo (precio al que la empresa compra la energía) y el valor agregado de distribución (carga que cubre los servicios de distribución). Clientes cuya potencia esté entre 500 y 2000 kW pueden optar a ser clientes regulados.
- **Cientes libres:** Clientes cuya potencia es al menos 500 kW. Los clientes libres negocian libremente los precios de electricidad con las generadoras y fijan las condiciones mediante contratos de suministro.

3.5. Fundamentos de Confiabilidad

De modo de satisfacer las exigencias del mercado, las empresas han mejorado sus sistemas productivos por medio de nuevas técnicas de gestión de operaciones, de tal forma de asegurar productividad, mejor calidad y mejor imagen de la empresa. Si bien, la mejora de la producción va de la mano con las nuevas tecnologías que se desarrollan, la filosofía de gestión también ha evolucionado hasta el punto de considerar no solo costos tradicionales, como lo son de inversión y de operación, si no que ha considerado otros costos ocultos que se relacionan directamente con el funcionamiento de las instalaciones, es decir, costos asociados a la no operación, que se traduce en ,por ejemplo, ventas no realizadas debido a falla en los equipos o productos defectuosos (costos de ineficiencia) ([Arata, 2009](#)).

El análisis que considera no solo costos de inversión y de operación, sino que también agrega los costos de mantenimiento, de modo de reducir los costos de operación al tener una mayor seguridad de funcionamiento, se conoce como Life Cycle Cost (LCC en adelante) o análisis de costos durante el ciclo de vida ([Arata, 2009](#)).

La teoría de la confiabilidad es una herramienta para predecir el comportamiento operacional, que tiene por objetivo minimizar el costo global de una operación industrial

durante todo el ciclo de vida. Es importante en este ámbito la correcta cuantificación de los costos ocultos, como es por ejemplo los costos de ineficiencia, que como se mencionó antes responden al gasto por el hecho de que las instalaciones y equipos no respondan a los estándares de capacidad productiva. El costo de ineficiencia esta dado por:

$$C_i = C_f * T \quad (3.7)$$

Donde T es el tiempo de la detención y Cf es el costo de falta, que está dado por la diferencia entre lo que se deja de facturar o vender (F) y los costos variables (Cv) que se dejan de gastar durante el periodo de detención (T).

$$C_f = F - C_v \quad (3.8)$$

3.5.1. Teoría de Confiabilidad

Las fallas de un equipo en una instalación industrial pueden ser provocadas por causas claramente asignables, que pueden ser estudiadas y solucionadas por medio de control de los hechos que la provocaron. Por otro lado, las fallas también se pueden dar por causas no sistemáticas que son propias del componente, equipo o sistema y que requieren un análisis más complejo ([Arata, 2009](#)).

Reconociendo que el tiempo al cual falla un elemento puede ser modelado como variable aleatoria, la confiabilidad se define como la probabilidad que un elemento funcione, sin fallar, durante un tiempo determinado bajo condiciones ambientales y de entorno preestablecidas. Se entiende entonces que un elemento puede estar funcionando o detenido, que una vez establecidos estos estados, la confiabilidad de un elemento es función únicamente del tiempo, cuyas características dependen única y exclusivamente de la distribución de probabilidad con que la falla puede modelarse ([Arata, 2009](#)).

Sea $f(t)$ función de densidad de probabilidad de falla, $F(t)$ función acumulada de falla para el intervalo de tiempo $[0, t]$ y $R(t)$ la confiabilidad, se tiene: La probabilidad acumulada

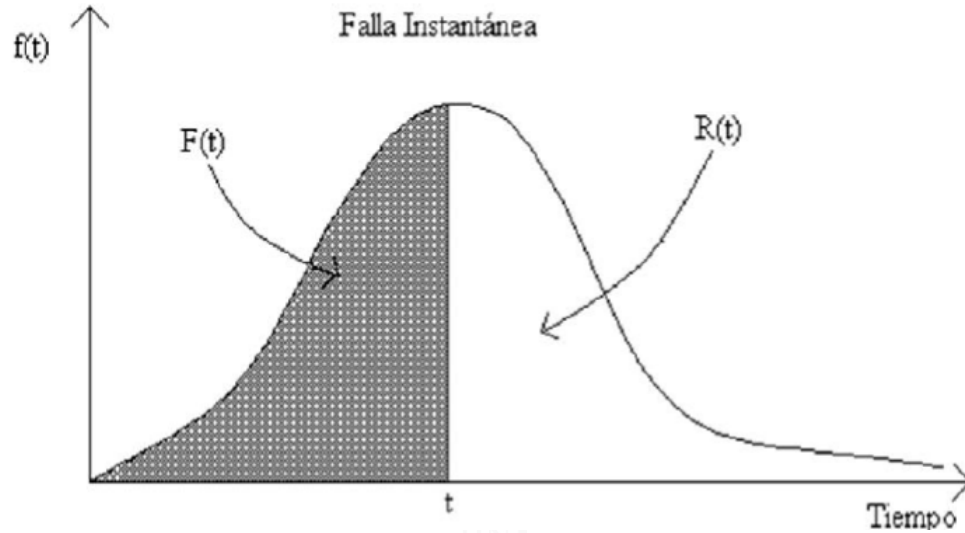


Figura 3.12: Función de densidad de probabilidad de falla

de falla es:

$$F(t) = \int_0^t f(t)dt \quad (3.9)$$

La Confiabilidad esta dada por :

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t)dt = 1 - \int_0^t f(t)dt = 1 - F(t) \quad (3.10)$$

Conocida entonces la ley de probabilidad que explica el comportamiento sobre la falla de un componente es posible definir el concepto de tiempo medio entre falla para equipos reparables o tiempo medio hasta la falla para equipos no reparables. Por definición MTTF (Mean Time to Failure) o MTBF (Mean Time Between Failure) viene dado por:

$$MTBF \text{ (o MTTF)} = \int_0^{\infty} t f(t)dt = \int_0^{\infty} R(t)dt \quad (3.11)$$

La confiabilidad de un elemento puede ser caracterizada a través de distintos modelos de probabilidades. Este modelamiento depende de la etapa de la vida útil en que se encuentre el equipo. Se define la tasa de falla $\lambda(t)$, como la probabilidad de tener una falla del elemento entre los instante t y $(t+dt)$ en condición de que el sistema haya sobrevivido hasta el tiempo t (Arata, 2009).

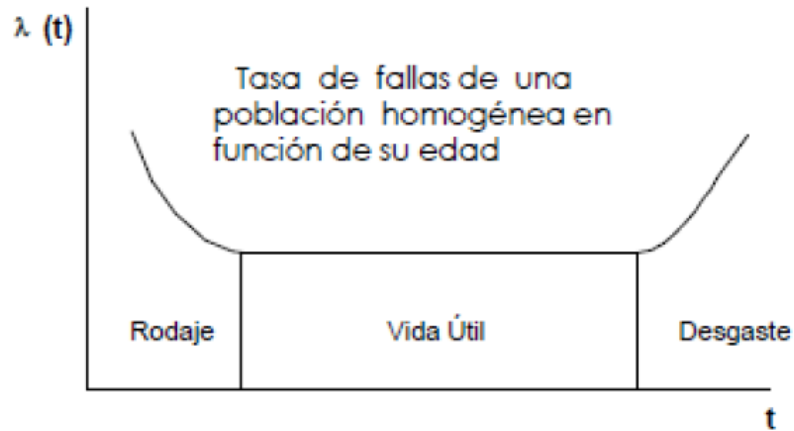


Figura 3.13: Ciclo de vida de un equipo

En la fase de rodaje la tasa de falla es decreciente y el modelo matemático en esta situación se representa con la distribución Weibull. En la fase de vida útil, la tasa de fallas es constante y se representa con la distribución exponencial negativa. En la fase de desgaste es posible modelar las fallas por medio de una distribución normal (Arata, 2009).

A continuación se detalla la forma de los modelos matemáticos para las distribuciones Weibull y Exponencial negativa:

■ Distribución Weibull

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta-1} \quad (3.12)$$

$t - \gamma > 0$, γ es el parámetro de inicio.

$\beta > 0$ es el parámetro de forma.

$\alpha > 0$ es el parámetro de escala.

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta}} \quad (3.13)$$

$$f(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t - \gamma}{\alpha} \right)^{\beta}} \quad (3.14)$$

- **Distribución Exponencial:** Es importante mencionar que aquellos componentes que se encuentran en la etapa de vida útil, pueden ser modelados por una distribución exponencial (tasa de falla constante).

$$\lambda(t) = \lambda \quad (3.15)$$

Luego su función de confiabilidad es de la forma:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.16)$$

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (3.17)$$

3.5.2. Confiabilidad en Sistemas

La confiabilidad de un sistema no es otra cosa que la probabilidad de no falla, que depende del comportamiento de los componentes individuales, por lo que es fundamental establecer la relación para cada configuración, ya que, si se conoce el comportamiento de cada componente, se puede deducir el comportamiento del sistema, es posible jerarquizar sobre la base de componentes críticos ([Arata, 2009](#)).

Se define como sistema en serie, cuando la falla de uno de sus elementos (acontecimiento independiente), determina la falla del sistema en un conjunto. La confiabilidad del sistema en serie, corresponde a la probabilidad que todos los elementos no fallen en un tiempo determinado, en otras palabras la confiabilidad del sistema corresponde al producto de las probabilidades de éxito de cada uno de los componentes.

Existen dos tipos de redundancia en paralelo, la redundancia parcial es la configuración en la que un grupo de elementos del sistema es capaz de soportar el buen funcionamiento del sistema. La redundancia total se da cuando un elemento del sistema por si solo, es capaz de soportar el buen funcionamiento del sistema. Entonces la probabilidad de falla de un sistema en redundancia total ocurre cuando fallan simultáneamente todos los elementos

que lo componen. Por otro lado para un sistema en redundancia parcial la confiabilidad del sistema considera que una cantidad mínima de elementos funciona.

Otro caso de redundancia son los sistemas en stand by, en donde un elemento del sistema funciona, mientras que los demás están en espera, los que intervienen cuando el elemento falla. Finalmente un indicador muy utilizado y de fácil comprensión es la disponibilidad, que se define, matemáticamente, como el cuociente entre el tiempo en que el sistema está realmente en funcionamiento y el tiempo total, que incluye el tiempo en funcionamiento más el tiempo de reparación (Arata, 2009). Se entiende entonces por disponibilidad a la aptitud de un sistema de estar en un estado para cumplir una función requerida. En base a lo anterior la disponibilidad A , está dada por:

$$A = \frac{UT}{(UT + DT)} \quad (3.18)$$

Donde UT (o up-time) representa el tiempo en que el sistema está disponible para el funcionamiento y DT (o down-time) representa el tiempo fuera de servicio imputable a causas técnicas. Por otro lado considerando los antecedentes mencionados anteriormente se define la disponibilidad esperada como:

$$\text{Disponibilidad esperada} = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (3.19)$$

Donde MTBF es el tiempo medio entre fallas, y MTTR o tiempo medio de reparación, es el tiempo medio requerido de reparación de un componente, que se obtiene como el tiempo promedio de las intervenciones que se han realizado al mismo componente. Cabe destacar que en este indicador la disponibilidad esta presente, solo el efecto de la falla del elemento. En general, el tiempo fuera de servicio de una instalación industrial durante cierto periodo es el resultado de la suma del tiempo debido a las intervenciones de mantenimiento preventivo y del tiempo debido a las operaciones de mantenimiento correctivo. Para el calculo de la disponibilidad se necesitan los siguientes datos estadísticos:

T_i =tiempo de funcionamiento en cada ciclo i de funcionamiento-reparación.

t_i =tiempo de reparación de cada ciclo i de funcionamiento reparación.

N =número de ciclos de funcionamiento-reparación, en análisis.

En vista de lo anterior se define:

$$UT = \sum_{i=1}^N T_i \quad (3.20)$$

$$DT = \sum_{i=1}^N t_i \quad (3.21)$$

Luego reemplazando en la ecuación (3.18) se tiene:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^N T_i}{(\sum_{i=1}^N T_i + \sum_{i=1}^N t_i)} \quad (3.22)$$

4 | METODOLOGÍA

En este trabajo se presentará una evaluación económica de un proyecto eólico. Se utilizará la herramienta RETScreen, que es un software desarrollado por el Gobierno de Canadá. RETScreen es un software de gestión de energía, permite analizar eficiencia energética, factibilidad de energías renovables y proyectos de cogeneración. Es por esto que RETScreen es una herramienta ideal para tomar decisiones rápidas en la viabilidad financiera de potenciales proyectos de energías limpias y en la medición de rendimiento de proyectos ya instalados que buscan oportunidades de ahorro ([Government of Canada, 2016](#)).

4.1. Condiciones y supuestos de evaluación

A continuación se presentan las condiciones y supuestos en que el proyecto eólico será evaluado (situación inicial):

- La ubicación será en Valdivia, se utilizan los datos de viento del “Explorador de energía eólica” desarrollado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.
- El aerogenerador utilizado es marca Gamesa, modelo G83-2MW-78m. Sus características se presentan en la tabla 4.2.
- La tarifa de venta de energía es de 63,5 USD/MWh, valor del nudo de corto plazo de Abril 2016 para el SIC. Además se considera venta de potencia en 8,1 USD/kW/mes, información obtenida de Systep ([Systep, 2016](#)). Se considera como supuesto que el

Tabla 4.1: Velocidad del viento a 77 m, año 2010.

Fuente: Explorador Eólico Universidad de Chile.

Mes	m/s
Enero	5,7
Febrero	7,3
Marzo	5,7
Abril	4,1
Mayo	4,5
Junio	7,2
Julio	7,0
Agosto	6,9
Septiembre	4,3
Octubre	5,5
Noviembre	5,9
Diciembre	5,8
Anual	5,8

precio de venta será constante durante el periodo de evaluación del proyecto y que se venderá toda la energía producida y un tercio de la potencia.

Tabla 4.2: Especificaciones técnicas del aerogenerador.

Fuente: Obtenidas de la base de datos de software RETScreen.

Turbina - eólica		
Capacidad eléctrica por turbina	kW	2000,0
Capacidad de generación eléctrica	kW	2000,0
Altura del eje	m	78,0
Diámetro de rotor por turbina	m	83
Área barrida por turbina	m ²	5411
Datos de curva de energía		Estándar
Factor de forma		2,0

- Según lo presentado en el capítulo 3.2.1 se considera un costo de instalación del proyecto (inversión inicial) de 1690 USD/kW. Se entiende que este costo promedio incluye la estructura de costos presentada en el capítulo 3.3.1
- Según lo presentado en el capítulo 3.2.1, se considera un costo promedio de O&M de 10 USD/MWh.

- Los proyectos eólicos regularmente son evaluados en un periodo de tiempo de 20 años a una tasa de descuento del 10 % ([Moreno et al. \(2006\)](#), [IRENA \(2012\)](#)).
- El caso base no considera financiamiento.
- Con respecto a la legislación del país. Según la ley de impuesto a la renta, en el artículo 20, la empresa figura como empresa de extracción y por tanto contribuyente de primera categoría. Se considera como supuesto para su simplificación que la empresa estará a una tasa de impuestos de 25 % (año comercial 2017 en adelante) y este impuesto será constante durante el periodo de evaluación.

Tabla 4.3: Tasa de impuesto a la renta, contribuyentes de primera categoría.

Fuente: ([SII, 2016](#))

Año tributario	Año Comercial	Tasa
2002	2001	15 %
2003	2002	16 %
2004	2003	16,5 %
2005 al 2011	2004 al 2010	17 %
2012 al 2014	2011 al 2013	20 %
2015	2014	21 %
2016	2015	22,5 %
2017	2016	24 %
2018 y sgtes.	2017 y sgtes.	25 %

- Por otro lado el artículo 31 de la ley de impuesto a la renta, establece la posibilidad de depreciar el activo fijo de forma acelerada. En vista de que el costo de inversión considera tanto como la compra del equipo, trabajos de obras civiles instalación de la línea de transmisión, etc., y considerando que el aerogenerador representa el 80 % del costo aproximadamente es que se utiliza el aerogenerador como base, entonces según el SII es que la inversión puede ser depreciada de manera normal en 10 años o de manera acelerada en 3 años ([SII, 2016](#)). Para efectos de este estudio y considerando el gran capital de inversión inicial, es conveniente deprecian de manera normal durante 10 años.
- Chile es un país con inflación y por tanto se considera una inflación de 3,1 % medida en Septiembre 2016. Se considera constante dentro del periodo de evaluación.

- Se considera una venta de bonos de reducción de gases de efecto invernadero promedio (GEI) de 7 USD/tCO₂ ([Moreno et al., 2006](#)).
- No se considera valor residual en los activos que se deprecian.



5 | ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Con respecto a la situación inicial

Para el caso base se obtiene que sus indicadores financieros, por un lado el VAN es menor a cero y por otro lado la TIR es menor a la tasa de descuento (Tabla 5.2), esto permite concluir que el proyecto no es rentable. El payback del proyecto ocurre por sobre el periodo de evaluación (20 años) y el flujo acumulado de caja es positivo por primera vez aproximadamente en el año 14. Es posible apreciar además que el factor de utilización es de 21,9 % lo que lo sitúa en la cota inferior entregada por RETScreen (20 %-40 %). Por último es importante mencionar que el proyecto genera una reducción anual de 719,2 tCO₂ equivalente a, por ejemplo, 138 Autos y camiones livianos no utilizados.

Tabla 5.1: Modelo de energía.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Electricidad exportada	3829 MWh
Factor de utilización	21,9 %
Reducción de emisiones GEI anual neta	752 tCO ₂

Tabla 5.2: Indicadores económicos de la situación inicial.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

TIR antes de impuesto	4,6 %
TIR después de impuesto	3,4 %
VAN	\$ -1278992
Year to positive cash flow	año 13,6

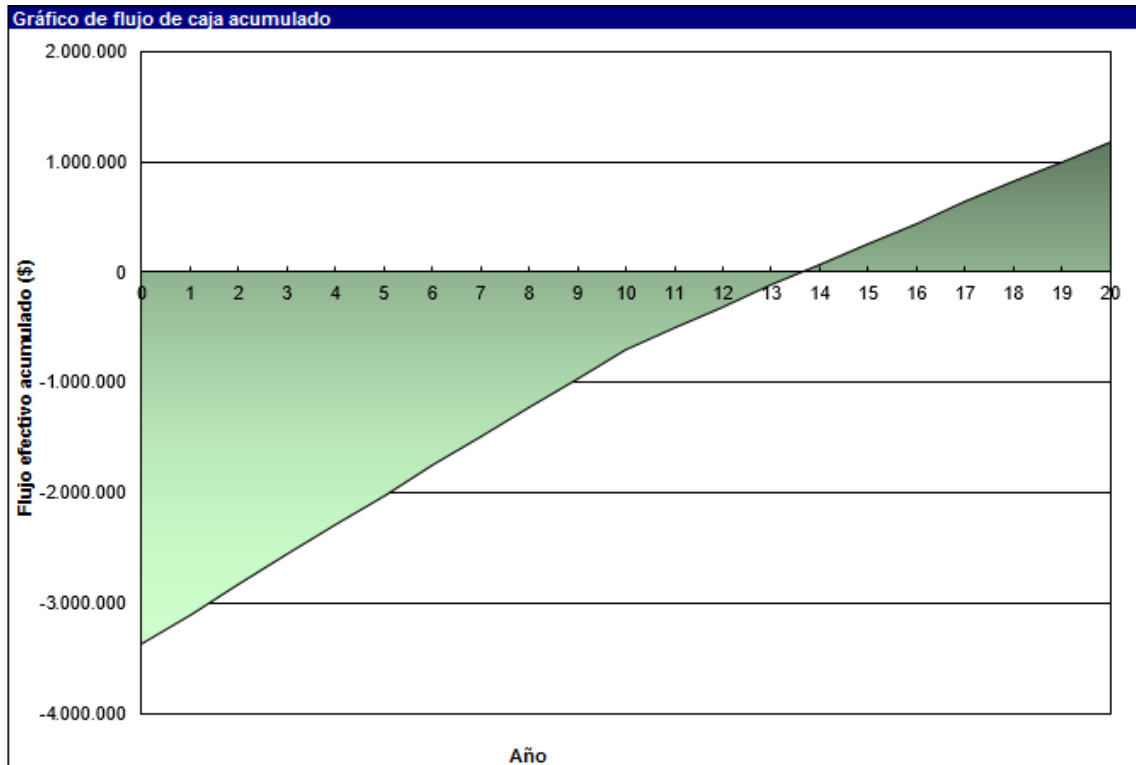


Figura 5.1: Flujo de caja acumulado.
Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Por medio de un análisis de sensibilidad de algunas variables del proyecto con respecto al VAN, se determinó que las dos variables que más influyen en el proyecto son los costos iniciales (inversión inicial) y la tarifa de exportación de electricidad. Desde la Figura 5.5 se determina que los costos iniciales tienen un impacto mayor que la tarifa de exportación, pero que esta última posee un impacto relativo mayor que otras variables. La figura muestra la relación inversa de los costos iniciales con el VAN, es decir, una disminución de los costos iniciales provocará un aumento en el VAN y viceversa, mientras que un aumento en la tarifa de exportación de electricidad provocará un aumento en el VAN. Esta información se ratifica en la Figura 5.3, en donde una variación del 30 % a favor del proyecto, es decir una variación en la que disminuyen los costos iniciales y aumenta la tarifa de exportación de electricidad genera por primera vez un VAN positivo. Esta situación no ocurre cuando se realiza una variación en los costos de O&M y la tarifa de exportación o cuando se varían los costos iniciales y de O&M (Figuras 5.2 y 5.4).

Tarifa de exportación de electricidad		Operación y Mantenimiento				\$
\$/MWh		26.801	32.544	38.287	44.030	49.773
		-30%	-15%	0%	15%	30%
44,45	-30%	-1.742.802	-1.799.774	-1.856.745	-1.913.716	-1.970.688
53,98	-15%	-1.453.926	-1.510.897	-1.567.869	-1.624.840	-1.681.812
63,50	0%	-1.165.049	-1.222.021	-1.278.992	-1.335.964	-1.392.935
73,03	15%	-876.173	-933.145	-990.116	-1.047.088	-1.104.059
82,55	30%	-613.479	-660.221	-707.663	-759.102	-815.183

Figura 5.2: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos de O&M y la tarifa de exportación de electricidad. Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				\$
\$/MWh		2.366.000	2.873.000	3.380.000	3.887.000	4.394.000
		-30%	-15%	0%	15%	30%
44,45	-30%	-842.745	-1.349.745	-1.856.745	-2.363.745	-2.870.745
53,98	-15%	-554.014	-1.060.869	-1.567.869	-2.074.869	-2.581.869
63,50	0%	-314.440	-771.992	-1.278.992	-1.785.992	-2.292.992
73,03	15%	-81.584	-510.702	-990.116	-1.497.116	-2.004.116
82,55	30%	151.272	-277.846	-707.663	-1.208.240	-1.715.240

Figura 5.3: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Operación y Mantenimiento		Costos iniciales				\$
\$		2.366.000	2.873.000	3.380.000	3.887.000	4.394.000
		-30%	-15%	0%	15%	30%
26.801	-30%	-220.956	-658.049	-1.165.049	-1.672.049	-2.179.049
32.544	-15%	-267.698	-715.021	-1.222.021	-1.729.021	-2.236.021
38.287	0%	-314.440	-771.992	-1.278.992	-1.785.992	-2.292.992
44.030	15%	-361.183	-828.964	-1.335.964	-1.842.964	-2.349.964
49.773	30%	-407.925	-885.935	-1.392.935	-1.899.935	-2.406.935

Figura 5.4: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y el costo de operación y mantenimiento. Fuente: Obtenido desde RETScreen.

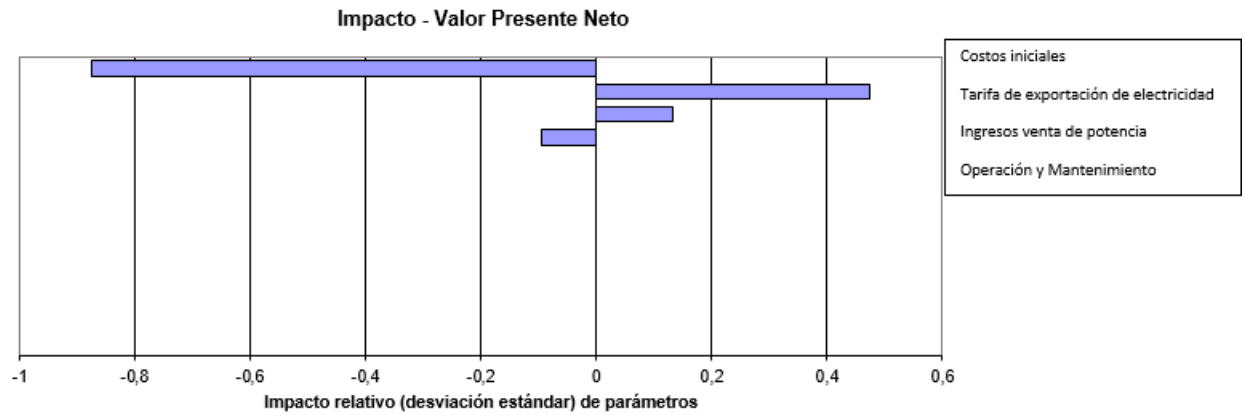


Figura 5.5: Impacto relativo de los parámetros contra el VAN.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

La Figura 5.6 muestra un histograma de los posibles valores del indicador financiero, en este caso el VAN, por medio de una simulación de Monte Carlo. Para un nivel de riesgo del 5 % la simulación entrega un valor de Mediana de -1281512, con un intervalo de confianza de -1530040 a -1034125. Es posible observar que bajo las condiciones de la situación inicial, su indicador financiero el VAN no tiene probabilidad de ser positivo y por tanto rentable.

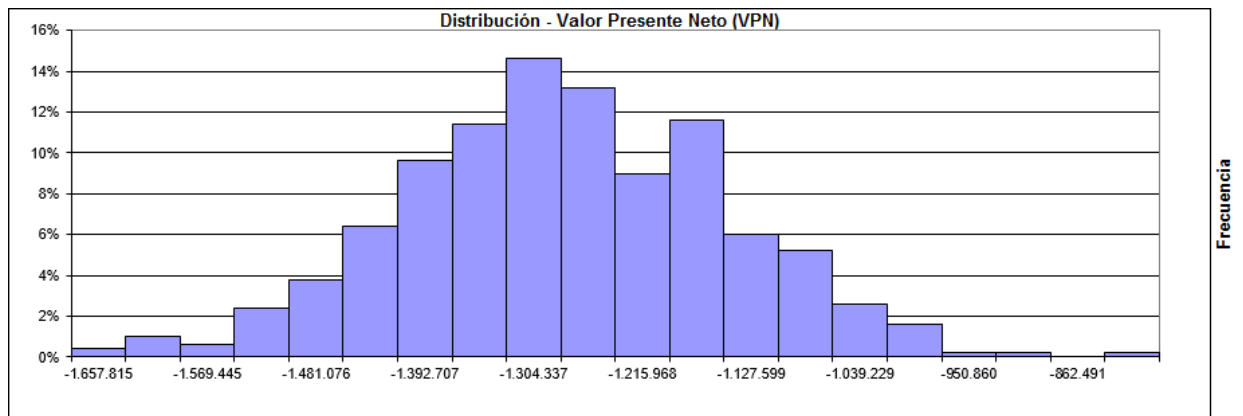


Figura 5.6: Distribución del VAN para la situación inicial.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

5.2. Sensibilidad de variables

5.2.1. Velocidad del viento

La Tabla 5.3 y Figura 5.7 muestran como influye el desempeño del aerogenerador escogido en función de la velocidad del viento. Se puede observar como la cantidad de MWh exportados a la red aumenta a medida que la velocidad del viento aumenta, además de entregar mejores valores de factor de utilización. Por otro lado se observa como el VAN del proyecto se hace más positivo a medida que la velocidad del viento aumenta, siendo por primera vez positivo a una velocidad del viento de 8,2 m/s.

Es posible mencionar además en función de los datos presentados en la situación inicial, que posee una velocidad del viento de 5,8 m/s, en donde por ejemplo, un aumento del 8,6 % genera un aumento de 20,4 % en la energía exportada a la red y un 25,3 % en el aumento del VAN. Mientras que se requiere de un 41,4 % de velocidad del viento adicional para generar un VAN positivo, que representa un aumento de 102,7 % y 94,7 % de energía adicional exportada a la red.

Tabla 5.3: Variación de la velocidad del viento.
Fuente: Obtenido desde RETScreen.

m/s	MWh	f. de utilización %	VAN
5,8	3829	21,9	-1278992
6	4136	23,6	-1151676
6,3	4609	26,3	-955376
6,6	5082	29	-760681
6,9	5556	31,7	-597815
7,2	6009	34,3	-446854
7,5	6453	36,8	-299192
7,8	6897	39,4	-151530
8,1	7324	41,8	-9359
8,2	7455	42,6	34369
8,4	7718	44,1	121827
8,7	8112	46,3	253013
9	8506	48,5	384199
9,3	8845	50,5	496872
9,6	9183	52,4	609545
9,9	9522	54,3	722218
10,1	9729	55,5	791087

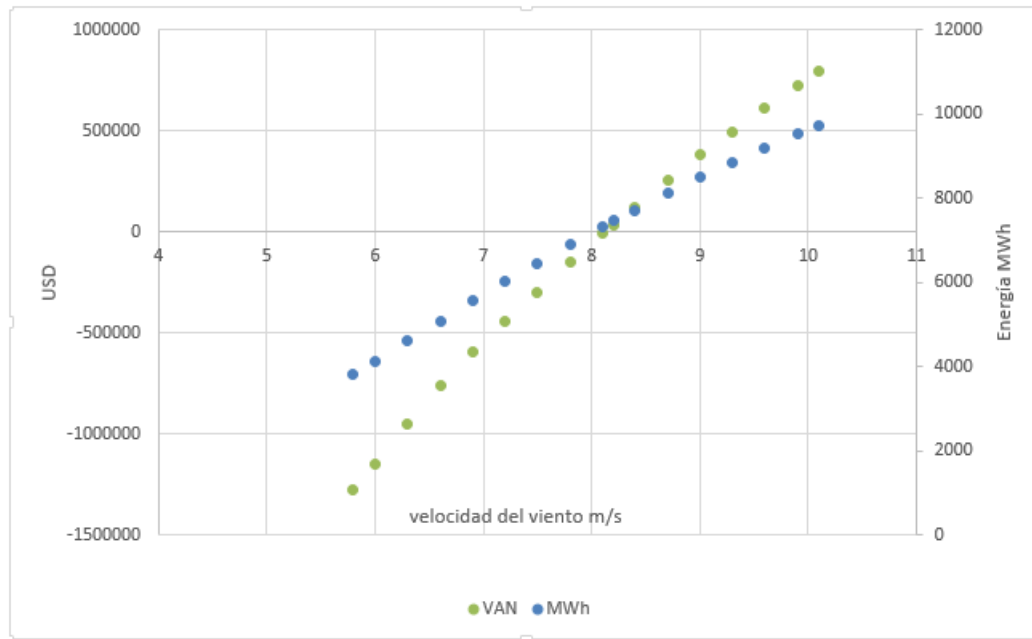


Figura 5.7: Gráfico de VAN (eje de la izquierda) y energía exportada (eje de la derecha) en función de la velocidad del viento. Fuente: Obtenido desde RETScreen.

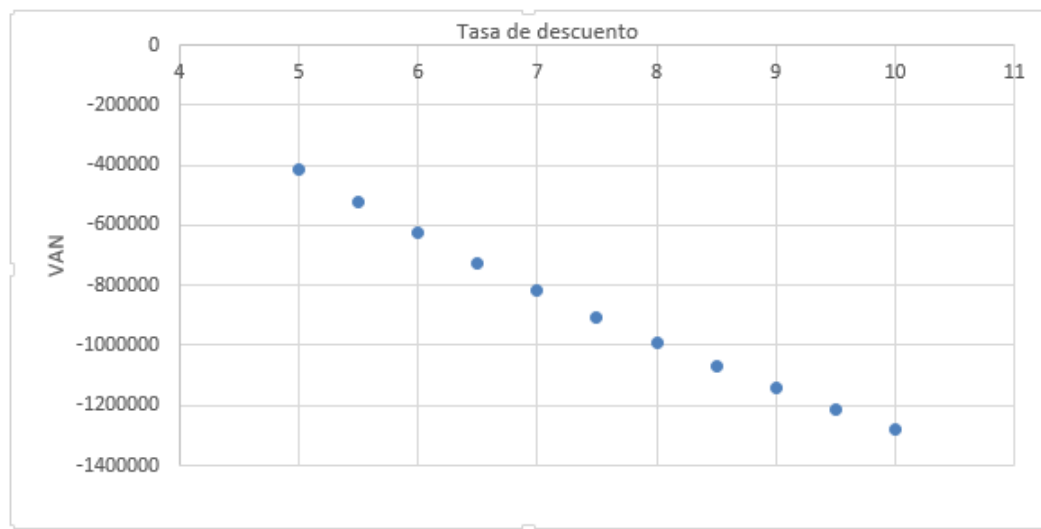
5.2.2. Tasa de descuento

La Tabla 5.4 muestra el comportamiento del VAN en función de la tasa de descuento. Es posible observar como a medida que la tasa de descuento disminuye el VAN se hace más positivo. Por ejemplo una disminución de un 5 % en la tasa de descuento genera un aumento de un 5 % en el VAN, o una disminución de un 20 % en la tasa de descuento genera un aumento del VAN de un 23 %.

Tabla 5.4: VAN en función de la tasa de descuento.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Tasa de descuento %	VAN
10	-1278992
9,5	-1212127
9	-1141641
8,5	-1067278
8	-988761
7,5	-905789
7	-818036
6,5	-725146
6	-626735
5,5	-522383
5	-411634

**Figura 5.8:** VAN en función de la tasa de descuento.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

5.2.3. Inflación

La Tabla 5.5 muestra el comportamiento del VAN en función de la inflación. Es posible observar como a medida que la inflación disminuye el VAN se hace más positivo. Por ejemplo una disminución de un 16,4 % en la inflación genera un aumento de un 0,4 % en el VAN, o un aumento de un 19,4 % en la inflación genera una disminución del VAN de un 2,1 %.

Tabla 5.5: Variación de la inflación.
Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Inflación %	VAN
1	-1224653
1,4	-1234151
1,7	-1241523
2	-1249118
2,3	-1259942
2,6	-1265004
2,9	-1273312
3,1	-1278992
3,4	-1287731
3,7	-1296740
4	-1306029

5.2.4. Financiamiento

En la búsqueda por mejorar el VAN del proyecto se recurre a evaluar la situación inicial bajo financiamiento. Se considera una relación de deuda del 50 %, tasa de interés de la deuda de 9 % y duración de la deuda de 15 años. La nueva condición evaluada en el software entrega como resultado un VAN de -1165698. Pese a que el VAN sigue siendo negativo, igualmente es mayor al VAN de la situación inicial.

Realizando un análisis de sensibilidad de las nuevas variables, en este caso la tasa de interés de la deuda, duración de la deuda y relación de deuda, se observa que el VAN se mantiene negativo ante variaciones de estas variables. Desde la figura 5.10. se puede observar como un aumento de la tasa de interés de la deuda genera un VAN más negativo, por lo que un crédito con esa tasa de interés no sería una buena alternativa para el proyecto. Bajo estas condiciones se puede observar como la duración de la deuda y la relación de deuda, a medida que aumentan se generan mejoras en el VAN. Desde el punto de vista del impacto relativo de las variables, se mantienen los costos iniciales como la variable de mayor impacto seguida de la tarifa de exportación de electricidad, con respecto a las nuevas variables, la tasa de interés de la deuda se sitúa en tercera posición de mayor impacto. Nuevamente una variación del 30 % a favor del proyecto de los costos iniciales y la tarifa de exportación, genera un VAN positivo.

Tasa de interés de la deuda		Relación de deuda				%
		35%	43%	50%	58%	65%
%		-30%	-15%	0%	15%	30%
6,30%	-30%	-1.032.799	-980.043	-927.287	-874.532	-821.776
7,65%	-15%	-1.114.721	-1.079.519	-1.044.318	-1.009.117	-973.916
9,00%	0%	-1.199.687	-1.182.693	-1.165.698	-1.148.704	-1.131.710
10,35%	15%	-1.287.506	-1.289.330	-1.291.154	-1.292.978	-1.294.803
11,70%	30%	-1.377.983	-1.399.196	-1.420.408	-1.441.621	-1.462.833

Figura 5.9: Sensibilidad del VAN con respecto a la relación de deuda y la tasa de interés de deuda.
Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Tasa de interés de la deuda		Duración de deuda				año
		11	13	15	17	20
%		-30%	-15%	0%	15%	30%
6,30%	-30%	-970.652	-925.394	-927.287	-881.593	-842.463
7,65%	-15%	-1.063.274	-1.029.258	-1.044.318	-1.006.414	-974.225
9,00%	0%	-1.158.664	-1.136.655	-1.165.698	-1.136.201	-1.111.508
10,35%	15%	-1.256.714	-1.247.406	-1.291.154	-1.270.579	-1.253.816
11,70%	30%	-1.357.310	-1.361.328	-1.420.408	-1.409.169	-1.400.660

Figura 5.10: Sensibilidad del VAN con respecto a la duración de deuda y la tasa de interés de deuda. Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Costos iniciales		Tarifa de exportación de electricidad				\$/MWh
		44,45	53,98	63,50	73,03	82,55
\$		-30%	-15%	0%	15%	30%
2.366.000	-30%	-763.439	-474.563	-185.687	103.012	368.109
2.873.000	-15%	-1.253.445	-964.569	-675.693	-386.816	-97.940
3.380.000	0%	-1.743.451	-1.454.575	-1.165.698	-876.822	-587.946
3.887.000	15%	-2.233.457	-1.944.581	-1.655.704	-1.366.828	-1.077.952
4.394.000	30%	-2.723.463	-2.434.587	-2.145.710	-1.856.834	-1.567.958

Figura 5.11: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. Fuente: Obtenido desde RETScreen.

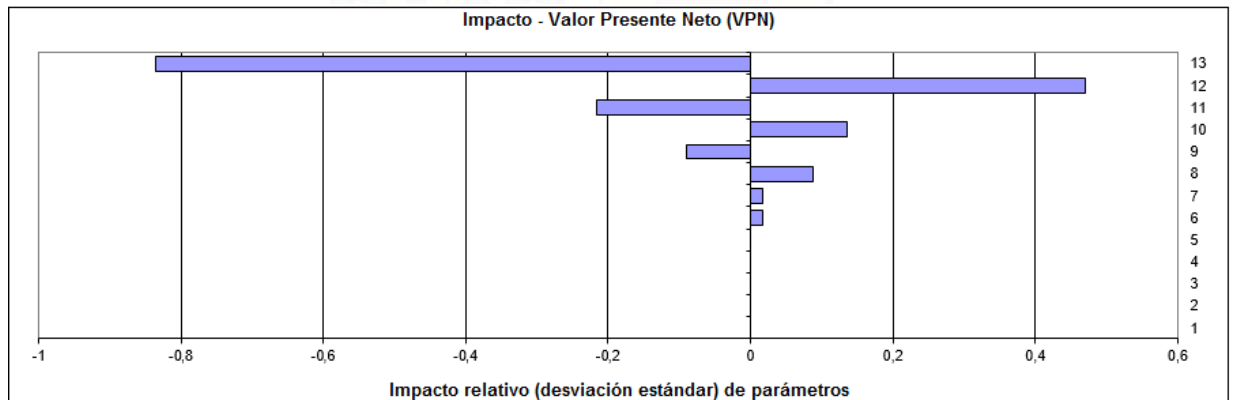


Figura 5.12: Impacto relativo de los parámetros contra el VAN. El orden de mayor a menor impacto es: costo inicial, tarifa de exportación de electricidad, tasa de interés de la deuda, ingresos por potencia, costos de O&M, relación de deuda, duración de deuda, créditos GEI.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Para el siguiente análisis se cambia la zona de estudio, a la comuna de Corral (misma región), en donde según el explorador eólico, posee vientos promedios anuales de 7,7 m/s. Ante esta situación el caso base del proyecto presentaba un VAN de -200750, pero con el financiamiento el proyecto obtiene un VAN de 45219, una TIR antes de impuesto de 12 % y después de impuesto de 10,4 %. En esta situación se mantiene el orden de impacto relativo de las variables, los costos iniciales, tarifa de exportación de electricidad y tasa de interés de la deuda ocupan las primeras posiciones. Con respecto a la sensibilidad de variables se vuelve a observar como una aumento de la tasa de interés de la deuda genera un VAN menor y negativo.

La Figura 5.17, muestra un histograma de los posibles valores del VAN para un nivel

de riesgo del 5 %. La simulación entrega un valor de Mediana de 71735, con un intervalo de confianza de -254668 a 349261. Es posible determinar desde el histograma, que aproximadamente el 60 % de los casos el proyecto obtendrá un VAN positivo.

Tasa de interés de la deuda		Relación de deuda				%
		35%	43%	50%	58%	65%
		-30%	-15%	0%	15%	30%
6,30%	-30%	138.983	211.783	278.083	334.874	388.925
7,65%	-15%	78.809	128.206	166.217	201.800	237.001
9,00%	0%	8.051	28.120	45.219	62.213	79.207
10,35%	15%	-76.805	-78.412	-80.237	-82.061	-83.885
11,70%	30%	-167.066	-188.278	-209.491	-230.703	-251.915

Figura 5.13: Sensibilidad del VAN con respecto a la relación de deuda y la tasa de interés de deuda.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Tasa de interés de la deuda		Duración de deuda				año
		11	13	15	17	20
		-30%	-15%	0%	15%	30%
6,30%	-30%	217.276	273.332	278.083	327.688	368.394
7,65%	-15%	134.267	177.567	166.217	204.504	236.692
9,00%	0%	44.020	73.295	45.219	74.716	99.410
10,35%	15%	-50.998	-36.488	-80.237	-59.662	-42.899
11,70%	30%	-149.853	-150.410	-209.491	-198.251	-189.742

Figura 5.14: Sensibilidad del VAN con respecto a la duración de deuda y la tasa de interés de deuda. Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Costos iniciales		Tarifa de exportación de electricidad				\$/MWh
		44,45	53,98	63,50	73,03	82,55
		-30%	-15%	0%	15%	30%
2.366.000	-30%	6.836	463.871	874.322	1.284.774	1.695.225
2.873.000	-15%	-483.170	26.028	491.670	902.121	1.312.572
3.380.000	0%	-973.176	-463.978	45.219	519.469	929.920
3.887.000	15%	-1.463.182	-953.984	-444.787	64.411	546.810
4.394.000	30%	-1.953.188	-1.443.990	-934.793	-425.595	83.602

Figura 5.15: Sensibilidad del VAN con respecto a los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. Fuente: Obtenido desde RETScreen.

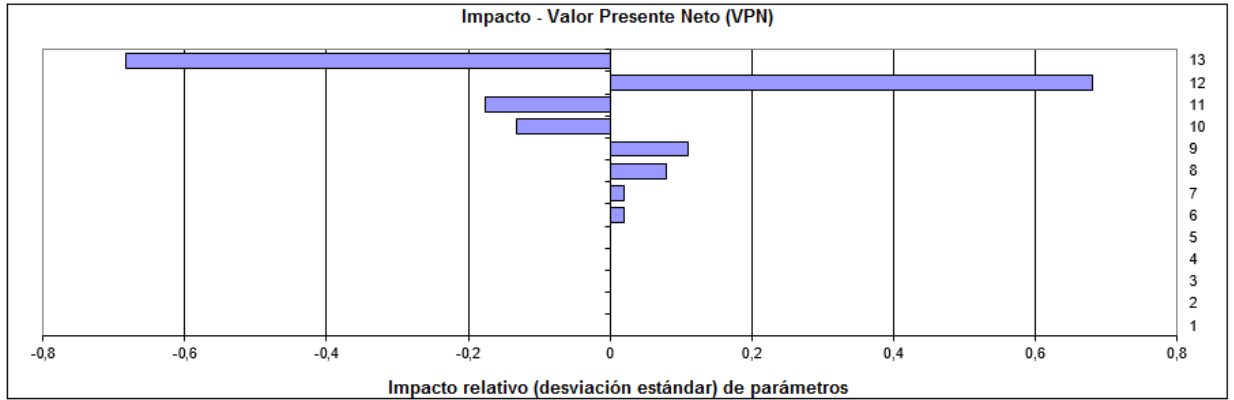


Figura 5.16: Impacto relativo de los parámetros contra el VAN. El orden de mayor a menor impacto es: costo inicial, tarifa de exportación de electricidad, tasa de interés de la deuda, costos de O&M, ingresos por potencia, relación de deuda, duración de deuda, créditos GEI.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

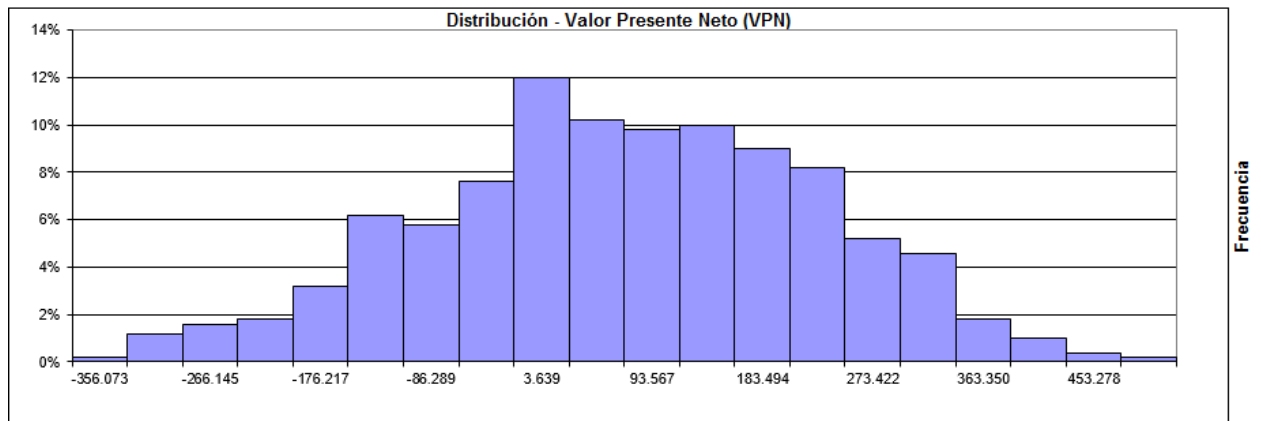


Figura 5.17: Distribución del VAN para el caso con financiamiento.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

5.2.5. Tasa de impuesto

Para el análisis de este caso se consideró el proyecto con financiamiento del 50 % y una velocidad de viento de 7,7 m/s. De la tabla 5.6 es posible observar que una disminución de la tasa de impuesto genera un aumento en el VAN y la TIR después de impuestos. Además es posible mencionar que una disminución de la tasa de impuestos del 20 % genera un incremento del 96 % en el VAN, mientras que un aumento de la tasa de impuestos del 20 %, genera una disminución del 96 % en el VAN.

genera una disminución del VAN de un 96 %.

Tabla 5.6: Variación del VAN en función de la tasa de descuento.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

tasa de impuesto %	VAN	TIR antes de impuestos %	TIR después de impuestos %
35	-41503	12	9,6
30	1858	12	10
25	45219	12	10,4
20	88580	12	10,8
15	131941	12	11,1
10	175330	12	11,4

5.2.6. Tecnología

Con respecto a las tendencias en tecnología de los aerogeneradores en Estados Unidos para el año 2015, se determinó que las características de potencia nominal, altura del eje y diámetro del rotor han aumentado en el tiempo. Es así como la potencia nominal de las nuevas turbinas en promedio fue de 2,0 MW, la altura del eje fue de promedio 82,0 metros y el diámetro promedio de rotor fue de 102 metros ([Wiser et al., 2016](#)). Ante esta situación se presenta una turbina de mayor altura y mayor rotor, que posee mayor área de barrido. El modelo de la turbina es Vestas V90-2.0MW-95m.

En Chile este modelo de aerogenerador se puede encontrar en los parques eólicos el Totoral, Talinay Oriente y Poniente, Monte Redondo, todos estos parques eólicos se encuentran en la cuarta región del país ([Pierrot, 2016](#)).

De modo de comparación con el aerogenerador anterior, un aumento de 8,6 % en la velocidad del viento genera un aumento del 19,3 % en la energía exportada a la red y un 32,1 % en el aumento del VAN. Mientras que se requiere de un 32,8 % de velocidad del viento adicional para generar un VAN positivo que representa un aumento de 101,9 % y

Tabla 5.7: Especificaciones técnicas del aerogenerador.
Fuente: Obtenidas de la base de datos de software RETScreen.

Turbina - eólica		
Capacidad eléctrica por turbina	kW	2000,0
Capacidad de generación eléctrica	kW	2000,0
Altura del eje	m	95,0
Diámetro de rotor por turbina	m	90
Área barrida por turbina	m ²	6362
Datos de curva de energía		Estándar
Factor de forma		2,0

70,6 % de energía adicional exportada a la red. Es importante destacar que la primera tecnología requiere de un 41,4 % de velocidad del viento adicional para obtener un VAN positivo, mientras que la nueva tecnología requiere de 32,8 %. Se recuerda que esta velocidad de 7,7 m/s, según el explorador eólico de la universidad de chile, puede ser obtenida en la zona de Corral.

Tabla 5.8: Modelo de energía para la nueva tecnología.
Fuente: Obtenido desde RETScreen.

m/s	MWh	f. utilización %	VAN
5,8	4346	24,8	-1064588
6	4685	26,7	-924093
6,3	5186	29,6	-722727
6,6	5687	32,5	-554231
6,9	6188	35,3	-387437
7,2	6657	38	-231144
7,5	7111	40,6	-80102
7,7	7414	42,3	20593
7,8	7565	43,2	70940
8,1	7998	45,7	215168
8,4	8391	47,9	345766
8,7	8783	50,1	476364
9	9175	52,4	606962

5.3. Impacto de la confiabilidad

En esta sección se buscará determinar el efecto de la confiabilidad del sistema en el proyecto. Los conceptos importantes que aparecen en este estudio son el MTBF, MTTR y la disponibilidad esperada (símbolo A). Por un lado el MTBF se obtendrá a partir de los datos de distribuciones de confiabilidad para ciertas partes del aerogenerador. Mientras que los MTTR son parámetros. Por último la disponibilidad esperada es función del MTBF Y MTTR.

Es importante mencionar que el aerogenerador requiere de todas sus partes funcionando para su funcionamiento y por lo tanto se considera como supuesto que las partes del aerogenerador forman un sistema en serie.

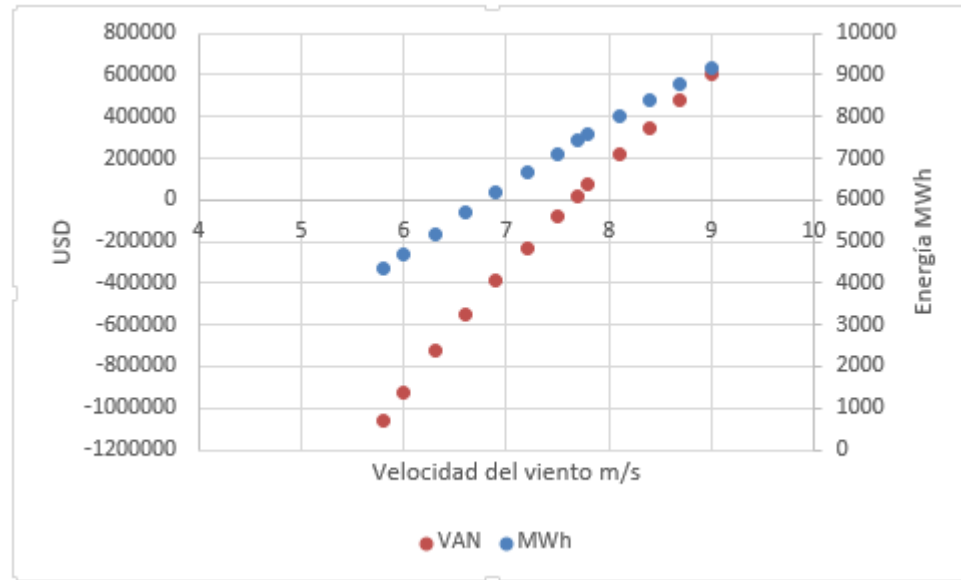


Figura 5.18: Gráfico de VAN (eje de la izquierda) y energía exportada (eje de la derecha) en función de la velocidad del viento para la nueva tecnología.

Fuente: Obtenido desde RETScreen.

Se tienen valores con respecto a dos distribuciones posibles presentadas en las tablas 5.9 y 5.10. En ambas tablas se presentan sus respectivos parámetros que forman las funciones de confiabilidad de cada parte del aerogenerador, pero además presentan dos tiempos de MTTR, un tiempo que es ideal, que se obtiene de estadística de países de Europa o desarrollados, y un tiempo que es real, que considera la estadística de países de sudamérica. Este tiempo difiere de países desarrollados, en el acceso a repuestos, tiempos de transporte de repuestos, tiempos de aduana, disponibilidad de grúas de alto tonelaje, etc. (Daza, 2016)

Tabla 5.11: Comparación de la disponibilidad ideal y real con el caso base, según el modelo de Weibull. Fuente: Obtenido desde RETScreen.

	Caso base	Weibull real	Weibull ideal
Electricidad exportada (MWh)	3829	2081	3664
Factor de utilización (%)	21,9	11,9	20,9
VAN (USD)	-1278992	-2003939	-1347264

Tabla 5.9: Parámetros distribución Weibull.

Fuente: Creada en base a (Daza, 2016).

	<i>Eta</i>	<i>Beta</i>	<i>MTBF</i>	<i>MTTR_{real}</i>	<i>MTTR_{ideal}</i>	<i>A_{real}</i>	<i>A_{ideal}</i>
Palas	12300	1,59	11034,3	1440	110	0,88456	0,99013
MB	15780	2,89	14068,9	888	100	0,94063	0,99294
GBX	9970	1,25	9285,9	504	96	0,94852	0,98977
Torre	9270	1,68	8278	2880	90	0,74189	0,98924
Generador	12450	1,93	11042,5	170	16	0,98484	0,9986
Yaw	9830	1,4	8959,29	8	4	0,99911	0,99955
Transformador	13500	2,35	11963,3	720	48	0,94323	0,99600
						0,54341	0,95695

Tabla 5.10: Parámetros distribución Exponencial.

Fuente: Creada en base a (Daza, 2016).

	<i>MTBF</i>	<i>MTTR_{real}</i>	<i>MTTR_{ideal}</i>	Tasa de falla	<i>A_{real}</i>	<i>A_{ideal}</i>
Palas	23400	1440	110	4,2735E-05	0,942029	0,995321
MB	36070	888	100	2,7724E-05	0,975973	0,997235
GBX	10700	504	96	9,3458E-05	0,955016	0,991108
Torre y Nacelle	21560	2880	90	4,6382E-05	0,88216	0,995843
Generador	10850	170	16	9,2166E-05	0,984574	0,998528
Yaw	15100	8	4	6,6225E-05	0,99947	0,999735
Transformador	22130	720	48	4,5188E-05	0,96849	0,997836
					0,738199	0,975836

Tabla 5.12: Comparación de la disponibilidad ideal y real con el caso base, según el modelo Exponencial. Fuente: Obtenido desde RETScreen.

	Caso base	Weibull real	Weibull ideal
Electricidad exportada (MWh)	3829	2826	3736
Factor de utilización (%)	21,9	16,1	21,3
VAN (USD)	-1278992	-1694654	-1317415

Corriendo la situación inicial junto con el nuevo parámetro de disponibilidad se obtienen las tablas 5.11 y 5.12. De las tablas es posible observar como la disponibilidad esperada afecta a la cantidad de energía exportada a la red lo que se traduce en un VAN del proyecto más negativo y en un factor de utilización menor. Por otro lado se puede mencionar que la disponibilidad para los casos ideales no modifica en más de un 5 % el VAN del proyecto para ambos casos de distribuciones y se mantiene un factor de utilización en el rango de 20 % - 40 % recomendado por el software, pero para los casos de disponibilidad real se tiene una disminución de hasta un 57 % en el VAN para el caso de la distribución Weibull y factores de utilización por muy debajo del 20 %.

Se puede observar como la disponibilidad esperada afecta de manera proporcional a la energía exportada a la red por el aerogenerador, en donde es posible considerar que la situación inicial trabaja a una disponibilidad esperada del 100 %.

Es importante mencionar que una disponibilidad esperada del 97,6 %, según el modelo Exponencial, en el caso base considerando una velocidad del viento de 8,2 m/s, valor con el que el VAN es positivo por primera vez, como se mencionó en la sección 5.2.1, se obtiene un VAN de -25184.

A continuación se realizan modificaciones al MTBF de las partes del aerogenerador para ver su impacto en la disponibilidad esperada del sistema. Se puede observar que una disminución del 30 % en el MTBF de las palas (MTBF inicial de 11034) genera una disminución de 4,95 % para la disponibilidad real y una disminución del 0,42 % para la

disponibilidad ideal. Mientras que un aumento del 30 % en el MTBF genera un aumento de 2,66 % para la disponibilidad real y un aumento de 0,23 % para la disponibilidad ideal. Por otro lado una disminución del 30 % en el MTBF del generador (MTBF inicial 11042) provoca una disminución de 0,65 % para la disponibilidad real y una disminución del 0,42 % para la disponibilidad ideal. Mientras que un aumento del 30 % en el MTBF genera un aumento de 0,35 % para la disponibilidad real y un aumento de 0,03 % para la disponibilidad ideal. Es importante mencionar que en vista de que se asumió un sistema en serie de las partes del aerogenerador, una variación en la disponibilidad esperada de una parte del aerogenerador produce la misma variación a nivel de sistema, es decir, un aumento del 2,66 % en la disponibilidad esperada de las palas, provoca un aumento de un 2,66 % en la disponibilidad esperada del sistema (aerogenerador).

Tabla 5.13: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF de las Palas. Fuente: Creación propia.

%	<i>MTBF</i>	<i>MTTR_{real}</i>	<i>MTTR_{ideal}</i>	<i>A_{real}</i>	<i>A_{ideal}</i>	% <i>D_{real}</i>	% <i>D_{ideal}</i>
-30	7724,01	1440	110	0,8429	0,9860	-4,95 %	-0,42 %
-25	8275,725	1440	110	0,8518	0,9869	-3,85 %	-0,33 %
-20	8827,44	1440	110	0,8598	0,9877	-2,89 %	-0,25 %
-15	9379,155	1440	110	0,8669	0,9884	-2,04 %	-0,17 %
-10	9930,87	1440	110	0,8734	0,9890	-1,28 %	-0,11 %
-5	10482,585	1440	110	0,8792	0,9896	-0,61 %	-0,05 %
0	11034,3	1440	110	0,8846	0,9901	0,00 %	0,00 %
5	11586,015	1440	110	0,8895	0,9906	0,55 %	0,05 %
10	12137,73	1440	110	0,8939	0,9910	1,05 %	0,09 %
15	12689,445	1440	110	0,8981	0,9914	1,51 %	0,13 %
20	13241,16	1440	110	0,9019	0,9918	1,92 %	0,16 %
25	13792,875	1440	110	0,9055	0,9921	2,31 %	0,20 %
30	14344,59	1440	110	0,9088	0,9924	2,66 %	0,23 %

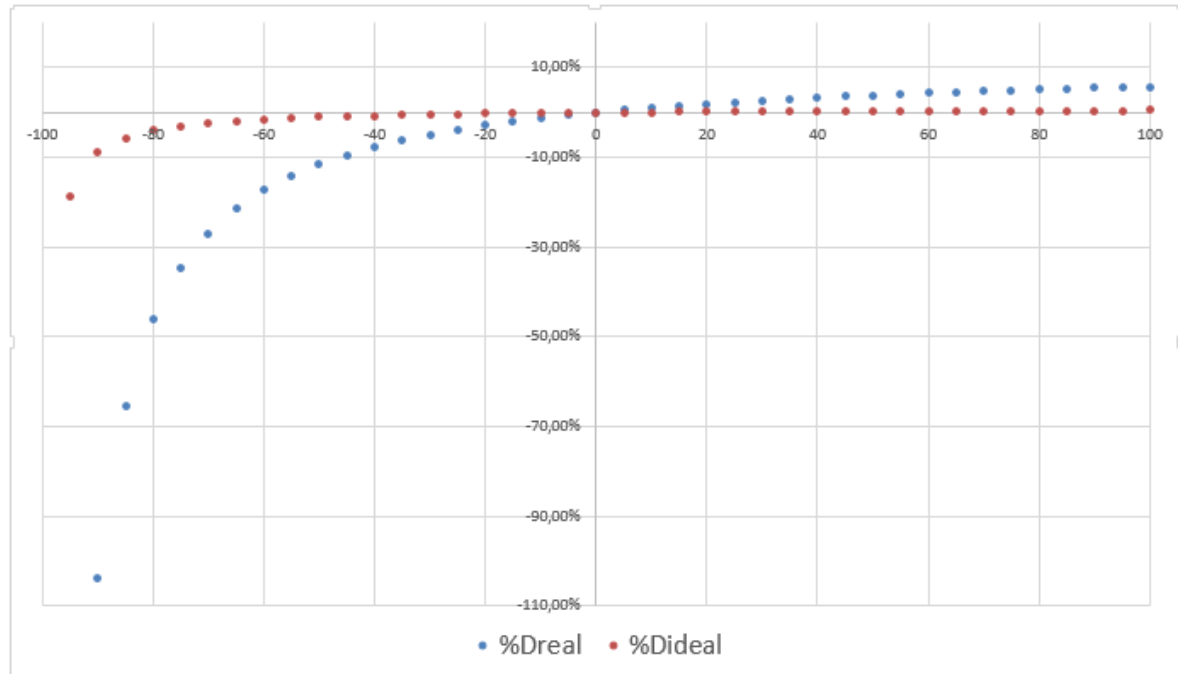


Figura 5.19: Gráfico de la variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF de las Palas. Fuente: Creación propia.

Tabla 5.14: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del generador. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	7729,75	170	16	0,9785	0,9979	-0,65 %	-0,06 %
-25	8281,875	170	16	0,9799	0,9981	-0,51 %	-0,05 %
-20	8834	170	16	0,9811	0,9982	-0,38 %	-0,04 %
-15	9386,125	170	16	0,9822	0,9983	-0,27 %	-0,03 %
-10	9938,25	170	16	0,9832	0,9984	-0,17 %	-0,02 %
-5	10490,375	170	16	0,9841	0,9985	-0,08 %	-0,01 %
0	11042,5	170	16	0,9848	0,9986	0,00 %	0,00 %
5	11594,625	170	16	0,9855	0,9986	0,07 %	0,01 %
10	12146,75	170	16	0,9862	0,9987	0,14 %	0,01 %
15	12698,875	170	16	0,9868	0,9987	0,20 %	0,02 %
20	13251	170	16	0,9873	0,9988	0,25 %	0,02 %
25	13803,125	170	16	0,9878	0,9988	0,30 %	0,03 %
30	14355,25	170	16	0,9883	0,9989	0,35 %	0,03 %

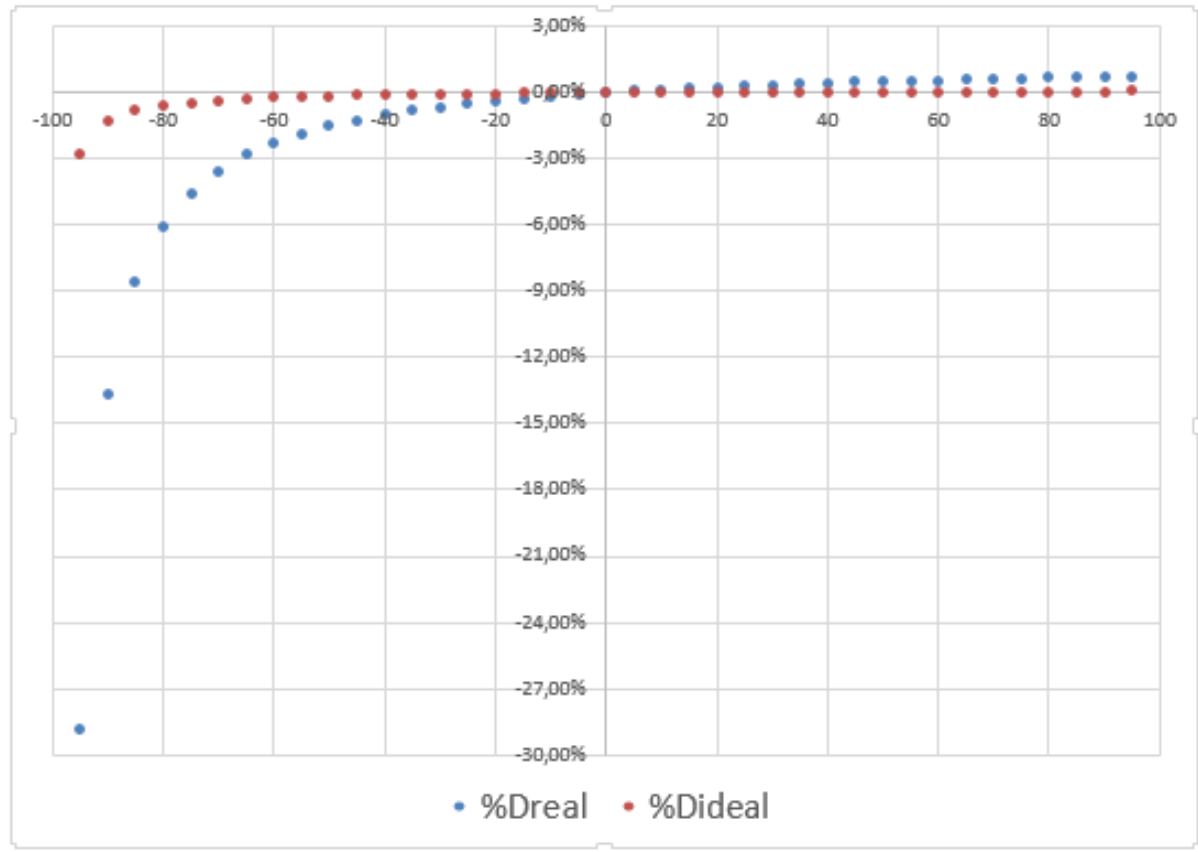


Figura 5.20: Gráfico de la variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del generador. Fuente: Creación propia.

También es posible realizar y analizar la variación para el MTTR. A diferencia del MTBF las variaciones en el MTTR de las partes del aerogenerador no produce gran variación en la disponibilidad del sistema. Aún así se puede observar como una disminución de un 30 % en el MTTR del main bearing genera un aumento de un 1,78 % en la disponibilidad esperada real y un 0,21 % en la disponibilidad esperada ideal. Mientras que un aumento de un 30 % en el MTTR del main bearing genera una disminución de un 1,78 % en la disponibilidad esperada real y un 0,21 % en la disponibilidad esperada ideal. Por otro lado una disminución de un 30 % en el MTTR del transformador genera un aumento de un 1,7 % en la disponibilidad esperada real y un 0,12 % en la disponibilidad esperada ideal. Mientras que un aumento de un 30 % en el MTTR del transformador genera una disminución de un 1,7 % en la disponibilidad esperada real y un 0,12 % en la disponibilidad esperada ideal.

Tabla 5.15: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del main bearing. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	14068,9	621,6	70	0,9577	0,9950	1,78 %	0,21 %
-25	14068,9	666	75	0,9548	0,9947	1,48 %	0,18 %
-20	14068,9	710,4	80	0,9519	0,9943	1,19 %	0,14 %
-15	14068,9	754,8	85	0,9491	0,9940	0,89 %	0,11 %
-10	14068,9	799,2	90	0,9462	0,9936	0,59 %	0,07 %
-5	14068,9	843,6	95	0,9434	0,9933	0,30 %	0,04 %
0	14068,9	888	100	0,9406	0,9929	0,00 %	0,00 %
5	14068,9	932,4	105	0,9378	0,9926	-0,30 %	-0,04 %
10	14068,9	976,8	110	0,9351	0,9922	-0,59 %	-0,07 %
15	14068,9	1021,2	115	0,9323	0,9919	-0,89 %	-0,11 %
20	14068,9	1065,6	120	0,9296	0,9915	-1,19 %	-0,14 %
25	14068,9	1110	125	0,9269	0,9912	-1,48 %	-0,18 %
30	14068,9	1154,4	130	0,9242	0,9908	-1,78 %	-0,21 %

Tabla 5.16: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del transformador. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	11963,3	504	33,6	0,9596	0,9972	1,70 %	0,12 %
-25	11963,3	540	36	0,9568	0,9970	1,42 %	0,10 %
-20	11963,3	576	38,4	0,9541	0,9968	1,14 %	0,08 %
-15	11963,3	612	40,8	0,9513	0,9966	0,85 %	0,06 %
-10	11963,3	648	43,2	0,9486	0,9964	0,57 %	0,04 %
-5	11963,3	684	45,6	0,9459	0,9962	0,28 %	0,02 %
0	11963,3	720	48	0,9432	0,9960	0,00 %	0,00 %
5	11963,3	756	50,4	0,9406	0,9958	-0,28 %	-0,02 %
10	11963,3	792	52,8	0,9379	0,9956	-0,57 %	-0,04 %
15	11963,3	828	55,2	0,9353	0,9954	-0,85 %	-0,06 %
20	11963,3	864	57,6	0,9326	0,9952	-1,14 %	-0,08 %
25	11963,3	900	60	0,9300	0,9950	-1,42 %	-0,10 %
30	11963,3	936	62,4	0,9274	0,9948	-1,70 %	-0,12 %

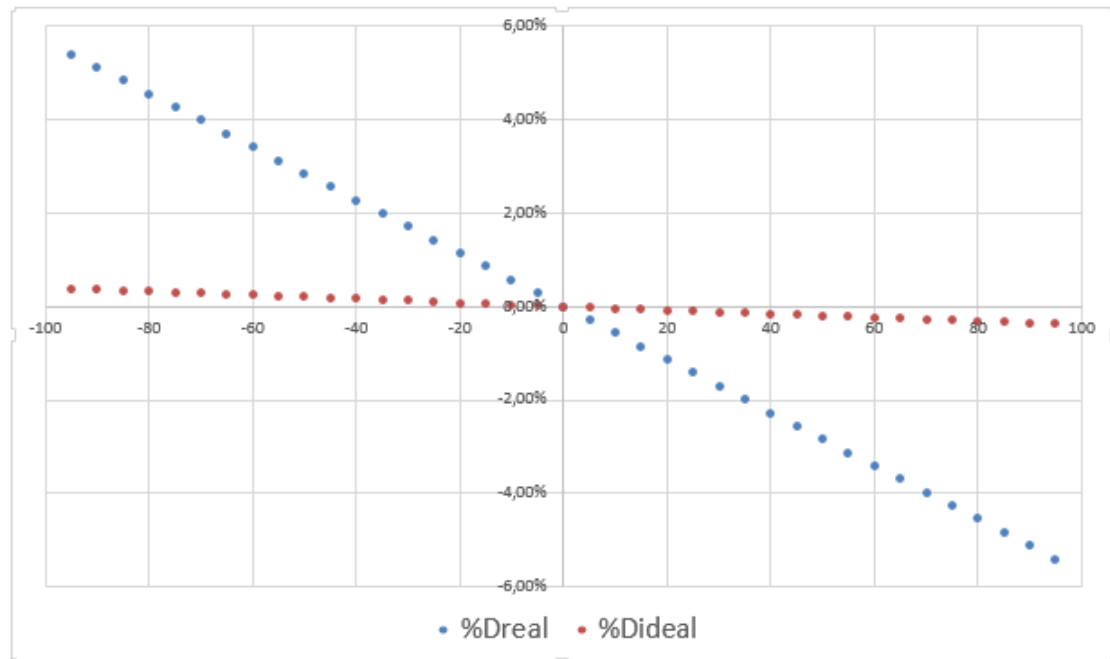


Figura 5.21: Gráfico de la variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del main bearing. Fuente: Creación propia.

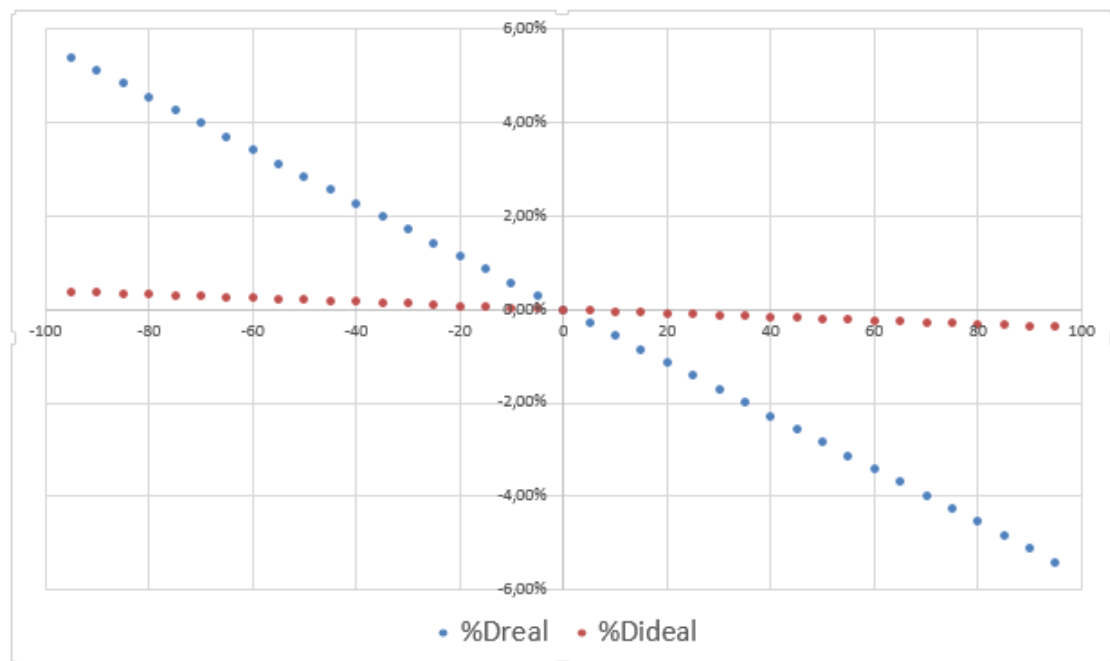


Figura 5.22: Gráfico de la variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del transformador. Fuente: Creación propia.

Es importante mencionar lo siguiente, de las figuras 5.19 y 5.20 se puede observar gráficamente el comportamiento de la disponibilidad esperada, tanto real como ideal, en

función de la variación del MTBF. Desde la forma que posee la disponibilidad esperada se puede destacar que es una función asintótica en torno a $-MTTR$ (debido a que se considera el MTBF variable y el MTTR valor fijo) lo que se puede apreciar cuando las variaciones superan una disminución de más de un 60 % aproximadamente, este efecto no es posible observarlo en el rango de datos que se presenta en el tabla de -30 % y 30 %, en donde en esta zona y en valores hacia adelante la variación de la disponibilidad esperada con respecto al MTBF parece tener un comportamiento lineal. Si bien desde el punto de vista operacional, las mejoras buscarán aumentar el MTBF y el comportamiento asintótico de la función nunca se verá reflejado y se esperaría siempre trabajar en la zona lineal, es un comportamiento que se debe tener presente. Además se puede observar la relación positiva que existe entre el MTBF y la disponibilidad esperada.

De las figuras 5.21 y 5.22 se puede observar gráficamente el comportamiento de la disponibilidad esperada, tanto real como ideal, en función de la variación del MTTR. Desde la forma que posee la disponibilidad esperada se puede destacar que es una función asintótica en torno a $-MTBF$ (debido a que se considera el MTTR variable y el MTBF valor fijo), este comportamiento no se puede apreciar en los gráficos, debido a que el MTBF es un valor mucho más grande que el MTTR, debido a que yo busco el mayor tiempo posible de operación, mientras que busco el menor tiempo posible de reparación, es por esta razón que solo se puede apreciar un comportamiento lineal, pero se debe tener presente la verdadera naturaleza de la función. Además se puede observar la relación negativa que existe entre el MTTR y la disponibilidad esperada.

Desde ambos análisis se puede observar como las variaciones en el MTBF generan un mayor impacto en la disponibilidad esperada, a diferencia de las variaciones en el MTTR. Pero desde el punto de vista operacional generar un aumento en el MTBF es un trabajo muy complicado. Para el MTTR es posible adquirir un contrato de mantención a un nivel de servicio más alto, en términos de tiempo y disponibilidad, que permita tener mejores condiciones y por lo tanto tiempos de reparación mas cortos, idealmente como los de $MTTR_{ideal}$. Pero desde el punto de vista del MTBF esto es más complicado y requiere mucho más

trabajo, debido a que es necesario primero tener conocimiento sobre las fallas más típicas que podrían ocurrir en el aerogenerador, para de esa forma trabajar en mantenimientos preventivos que tengan por objetivo evitarlas. Esta actividad no es necesariamente fácil debido a la gran cantidad de componentes que forman el aerogenerador, lo que genera dificultades a la hora de determinar cual fue la pieza que falló y por tanto cual requiere mantenimiento más seguido. Es por esto que el tema de inspección y estadísticas históricas de las fallas del equipo juegan un rol importante a la hora de determinar el tipo de falla, para de esa forma generar un cambio en las actividades de O&M. Aún así hoy en día la tecnología permite tener monitoreo de las condiciones de operación de manera remota, lo que permite observar el desempeño del sistema lo que ayuda a planificar mantenciones o reparaciones antes de que se produzca una falla.

Las tablas de las variaciones tanto de MTTR como MTBF de las partes del aerogenerador que no fueron listadas anteriormente, se encuentran en la sección de Anexos.

5.3.1. Costo Global

Es posible evaluar el efecto de la variación de disponibilidad esperada por medio de costos globales y costos de ineficiencia. El costo global representará los flujos de costo del proyecto en un mismo tiempo de comparación (usualmente año 0) y los costos de ineficiencia que corresponden al gasto o pérdida cuando el equipo no responde al estándar de la capacidad productiva (ecuación 3.7).

$$CG = Inversión + (Ejercicio + (1 - As) * H * Ci) * Fa \quad (5.1)$$

CG = Costo Global

H = Tiempo de operación en cada período de evaluación

Ci = Costo de ineficiencia por unidad de tiempo

Fa = Factor de actualización de los flujos operacionales

$$Fa = \frac{(1 + i)^n - 1}{(1 + i)^n * i} \quad (5.2)$$

Desde el modelo presentado es posible determinar cada uno de estos parámetros, por ejemplo, el costo de ineficiencia será lo que dejo de facturar cuando el equipo esta detenido, menos lo que dejo de gastar por concepto de costo variable, en el modelo dejo de facturar el precio de venta de energía y dejo de gastar el costo de O&M. Entonces:

$$\begin{aligned} Ci &= (P - CV) = 63,5[USD/MWh] - 10[USD/MWh] = 53,5[USD/MWh] \\ &= 53,5[USD/MWh] * 3829[MWh/año] = 204851,5[USD/año] \end{aligned} \quad (5.3)$$

Se determina entonces el costo de ineficiencia de 204851,5 USD/año para el caso base. Suponiendo que se posee una disponibilidad esperada ideal según el modelo de Weibull (95,7 %) es posible calcular el costo global dando un resultado de 3454996,54 USD (la inversión es de 3380000 USD y el Fa se calcula con tasa de descuento 10 % y periodo de 20 años).

Si se considera el adquirir una mejora para el equipo que permitirá, por ejemplo, aumentar la disponibilidad del sistema en un 0,23 % (que es similar a decir que se implementará un aumento del 30 % en el MTBF de las palas) es entonces posible determinar cuanto se esta dispuesto a pagar como máximo por la mejora. La nueva disponibilidad es de 95,91 % y el nuevo costo global será de 3451333,92 USD, que tiene una diferencia de 3662,62 USD con el costo global inicial y por lo tanto es el valor que se esta dispuesto a pagar como máximo por la mejora, este valor también se traduce en un pago de 430,19 USD/año por el periodo de evaluación. De esta forma es posible evaluar diferentes alternativas de mejora con sus respectivas disponibilidades esperadas.

Es posible destacar también para el caso de la diferencia entre disponibilidades reales e ideales, que el costo global para la disponibilidad real (54,34 %) es de 4176358,65 USD y el costo global para la disponibilidad ideal (95,7 %) es de 3454996,54 USD. Entonces se

puede decir que, se estaría dispuesto a pagar a lo máximo un costo de 721362,11 USD (en el año 0), lo que es similar a pagar 84726,5 USD/año por el periodo de evaluación, para pasar de la disponibilidad real a la ideal en el caso base.

Es importante mencionar que este valor a máximo a pagar, para pasar de la disponibilidad real a la ideal, en ningún momento me asegura que el proyecto será rentable, debido a que la evaluación económica depende de otras variables pero el análisis de costo global si me entrega una idea para comparar alternativas y elegir la que me entregue menor costo. Por otro lado en la medida de que es posible pagar mucho menos a ese costo, el proyecto debería mejorar.

A modo de ejemplo se considera un caso en donde se pose una velocidad del viento 8,0 m/s y se utiliza la turbina eólica marca Vestas V90. Para este caso los costos de ineficiencia son de 379582,5 USD/año, este costo es mayor debido a que la turbina y el aumento del viento permiten convertir mayor energía. En este caso según lo explicado anteriormente, se puede determinar que se esta dispuesto a pagar 156995 USD/año para pasar de una disponibilidad a la otra. En el caso de la situación de disponibilidad esperada real de 54,34 % el VAN del proyecto es de -1013146 y para el caso de la disponibilidad ideal de 95,7 % y pagando anualmente el monto máximo que se esta dispuesto a pagar para alcanzar esta disponibilidad esperada, se alcanza un VAN de -1188525. Iterando sobre esta situación se puede llegar a determinar que al pagar un monto de 37000 USD/año para obtener la disponibilidad ideal, se alcanza un VAN de 1838.

6 | CONCLUSIONES

Las últimas tecnologías han permitido obtener diseños robustos para aerogeneradores, mejorando sus capacidades nominales de potencia, área de barrida de viento y altura del eje. Estas mejoras han permitido obtener mejores factores de utilización y por consecuencia mayor energía convertida. Pero esto no es lo único que afecta al desempeño del aerogenerador, si no que la variable crítica de velocidad del viento puede jugar a favor o en contra del proyecto. Para esto se requieren velocidades del viento extraordinarias (superiores a 7,7 m/s promedio anual), de modo que los proyectos eólicos sean atractivos. La velocidad del viento condiciona la viabilidad económica del proyecto, debido a que permite una mayor conversión de energía que puede ser vendida, por lo que adquirir la última tecnología no será suficiente si esta tecnología no es ubicada en un régimen de viento adecuado.

Desde el punto de vista de la evaluación de proyectos, se modeló un caso en base a información obtenida de la literatura y condiciones propias del país, que sirvió como base para los distintos análisis que se realizaron. Se detectaron cuáles son las variables que mayormente afectan a la viabilidad económica de este, aparte de la importancia de la velocidad del viento, se determinó que los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad son las variables de mayor impacto en la evaluación económica del proyecto. Por un lado se presentó el proyecto eólico como un proyecto de inversión, debido a que requiere de un alto capital para dar comienzo al proyecto. Este capital inicial un 80 % aproximadamente corresponde a la compra de la turbina eólica, mientras que el porcentaje restante se lo llevan los trabajos de terreno, infraestructura, estudios de factibilidad, conexión a la red, entre otros. Con respecto a la tarifa de exportación de electricidad esta está sujeta al sistema al que el aerogenerador se conecte, para el caso del proyecto, al SIC. El SIC, que entrega

energía a la mayoría de la población, posee una matriz energética basada principalmente de la quema de combustibles fósiles y de energías hidroeléctricas, esto genera dependencia del sistema con el nivel de agua en los embalses y por ende de las precipitaciones de la temporada, así como de la fluctuación del precio de combustibles fósiles en el extranjero.

Continuando con la evaluación del proyecto, se demostró que un financiamiento adecuado podría transformar un proyecto no viable en uno viable (VAN positivo), pero que en esos casos la variable de tasa de interés de la deuda entra con fuerza en el impacto relativo de las variables situándola en tercer lugar por debajo de los costos iniciales y la tarifa de exportación de electricidad. Además el efecto de la tasa de impuestos en el proyecto, si bien, no se pudo analizar en términos de riesgo y depende directamente de la ley del país, se compararon distintas tasas de impuesto en el caso propuesto y se determinó que una disminución de la tasa impositiva de un 20 % generaría un aumento del VAN del proyecto en un 96 %. Este análisis toma fuerza en la medida de que los proyectos de energía renovable puedan estar sujetos a una tasa impositiva diferenciada menor, de modo de fomentar el uso de esta tecnología, así como de otras ERNC. Además debido a las exigencias legales del país por sobre las empresas de generadoras de energía, que deberán asegurar que una parte de su energía proviene de ERNC, provoca que las tecnologías de ERNC se vuelvan necesarias en el futuro. Esta iniciativa, además, permitirá generar mayor diversidad en la matriz energética del país y eliminar el riesgo de la dependencia de la red actual, así como contribuir a satisfacer el aumento de demanda energética anual. La energía del viento permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, debido a que esta tecnología no utiliza combustibles fósiles en su proceso de conversión de energía.

Otro aspecto que se evaluó en el trabajo fue de como la confiabilidad afecta el desempeño de un aerogenerador de gran potencia. Por medio del análisis de información obtenida sobre la confiabilidad de distintas partes del aerogenerador, se generó un modelo para su evaluación, en donde se analizó el impacto de la disponibilidad esperada, o porción de tiempo en que el aerogenerador está operativo, en función de las variables de MTBF, MTTR. El impacto de la disponibilidad esperada del sistema afecta directamente en la

energía convertida por el aerogenerador durante un año y eso afecta directamente a los ingresos por venta de energía y por consecuencia en los indicadores financieros de VAN y TIR. Si bien los aerogeneradores han alcanzado tecnologías que permiten tener altos niveles de disponibilidad esperada, generalmente por sobre el 95 %, las condiciones en Sudamérica afectan a esta disponibilidad esperada del sistema, al no contar con los recursos necesarios para la reparación del aerogenerador en caso de falla, lo que provoca altos tiempos de reparación y por consecuencia altos costos de ineficiencia debido a detenciones no programadas.

Por último se analizó de qué forma se podrían generar mejoras para el MTBF y el MTTR. Este último puede ser abordado por medio de un contrato con una empresa de mantención que asegure tiempos bajos de reparación, mientras que el MTBF es mucho más difícil de evaluar, debido a que requiere de información histórica que permita conocer sobre los tipos de falla más comunes que podrían afectar al aerogenerador, de modo de generar mejores prácticas de O&M enfocadas en prevenir y disminuir estas fallas. Pero esta información resulta de difícil comparación con proyectos nuevos, debido a que no está unificada bajo un mismo criterio, además que la información histórica está sujeta a diseños y tecnologías más antiguas, y se espera que con el paso del tiempo estos proyectos enfrenten tasas de fallas más altas producto del desgaste por operación. Es en base a esto que los esfuerzos de investigación a futuro están enfocados.

Bibliografía

- (2016). *Anuario estadístico de energía 2005-2015*. Technical report, Comisión Nacional de Energía, Santiago. [\(document\)](#), [3.4.1](#), [3.10](#), [3.3](#), [3.4.2](#), [3.4](#), [3.11](#), [3.5](#)
- (2016). Servicio de Impuestos Internos. [\(document\)](#), [4.3](#), [4.1](#)
- Arata, Adolfo (2009). *Ingeniería y Gestión de la Confiabilidad Operacional en Plantas Industriales*. Santiago, 1 edición. [3.5](#), [3.5.1](#), [3.5.1](#), [3.5.1](#), [3.5.2](#)
- Corbetta, Giordio; Mbistrova, Ariola; y Ho, Andrew (2016). Wind in power - 2015 European statistics. *2015 European statistics.*, 2016(February 13), The European Wind Energy Association. [\(document\)](#), [3.2.2](#), [3.8](#)
- Daza, Gonzalo (2016). Acerca de la confiabilidad en aerogeneradores de gran potencia. [\(document\)](#), [5.3](#), [5.9](#), [5.10](#)
- Espinoza, Ruben y Fischer, Rodrigo (2007). *Diseño de un aerogenerador*. PhD thesis. [3.1](#), [3.1.1](#), [3.1.3](#)
- Government of Canada (2016). Natural Resources Canada. [4](#)
- IRENA (2012). Wind Power. [\(document\)](#), [3.2.2](#), [3.9](#), [3.3.1](#), [3.1](#), [4.1](#)
- Kostandyan, Erik E. y Sørensen, John D. (2012). Physics of failure as a basis for solder elements reliability assessment in wind turbines. *Reliability Engineering & System Safety*, 108, 100–107. [1](#)
- Krohn, Soren; Awerbuch, Shimon; y Morthorst, Poul-Erik (2009). The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6-7), 1372–1382. [\(document\)](#), [3.2.2](#), [3.3.1](#), [3.2](#), [3.3.2](#)
- Milborrow, David (2016). Global cost analysis – the year offshore wind cost fell. *Wind Power Monthly*. [3.2.1](#)
- Moreno, Jorge; Mocarquer, Sebastian; y Rudnick, Hugh (2006). Generación eólica en Chile: análisis del entorno y perspectivas de desarrollo. (pp.10). [4.1](#), [4.1](#)
- Narvaez, Paula (2007). “Proyección de los Parques Eólicos en Chile, 2006”. PhD thesis. [1](#)
- Parra, Miguel (2009). *Energía Eólica*. PhD thesis. [3.1](#), [3.1.1](#)

- Pierrot, Michaël (2016). The Wind Power, Wind Energy Market Intelligence. [1](#), [3.4.3](#), [5.2.6](#)
- Systep (2016). [4.1](#)
- Tavner, P. J.; Xiang, J.; y Spinato, F. (2007). Reliability analysis for wind turbines. *Wind Energy*, 10(1), 1–18. [1](#)
- Torres, Francisco (2009). “ *MODELO PARA GENERACION ELECTRICA CON – CASO PRACTICO TORRE TITANIUM LA PORTADA SANTIAGO – CHILE* ”. PhD thesis. [1](#), [3.1](#), [3.1.1](#), [3.1.2](#)
- Vickers, Albeto (2014). *Los aerogeneradores una alternativa real de ernc para localidades de la v región*. PhD thesis. [3.1.3](#)
- Wiser, Ryan; Bolinger, Mark; Barbose, Galen; Darghouth, Naim; Hoen, Ben; Mills, Andrew; Rand, Joe; Millstein, Dev; Porter, Kevin; Widiss, Rebecca; Oteri, Frank; Tegen, Suzanne; y Tian, Tian (2016). *2015 Wind Technologies Market Report*. Technical Report August, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States). [\(document\)](#), [3.2.1](#), [3.6](#), [3.2.1](#), [3.7](#), [5.2.6](#)

A | TABLAS SECCIÓN 5.3

A.1. Variación MTBF

Tabla A.1: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del main bearing. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	9848,23	888	100	0,9173	0,9899	-2,54 %	-0,30 %
-25	10551,675	888	100	0,9224	0,9906	-1,98 %	-0,24 %
-20	11255,12	888	100	0,9269	0,9912	-1,48 %	-0,18 %
-15	11958,565	888	100	0,9309	0,9917	-1,05 %	-0,12 %
-10	12662,01	888	100	0,9345	0,9922	-0,66 %	-0,08 %
-5	13365,455	888	100	0,9377	0,9926	-0,31 %	-0,04 %
0	14068,9	888	100	0,9406	0,9929	0,00 %	0,00 %
5	14772,345	888	100	0,9433	0,9933	0,28 %	0,03 %
10	15475,79	888	100	0,9457	0,9936	0,54 %	0,06 %
15	16179,235	888	100	0,9480	0,9939	0,77 %	0,09 %
20	16882,68	888	100	0,9500	0,9941	0,99 %	0,12 %
25	17586,125	888	100	0,9519	0,9943	1,19 %	0,14 %
30	18289,57	888	100	0,9537	0,9946	1,37 %	0,16 %

Tabla A.2: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del gearbox. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	6500,13	504	96	0,9280	0,9854	-2,21 %	-0,44 %
-25	6964,425	504	96	0,9325	0,9864	-1,72 %	-0,34 %
-20	7428,72	504	96	0,9365	0,9872	-1,29 %	-0,26 %
-15	7893,015	504	96	0,9400	0,9880	-0,91 %	-0,18 %
-10	8357,31	504	96	0,9431	0,9886	-0,57 %	-0,11 %
-5	8821,605	504	96	0,9460	0,9892	-0,27 %	-0,05 %
0	9285,9	504	96	0,9485	0,9898	0,00 %	0,00 %
5	9750,195	504	96	0,9508	0,9903	0,25 %	0,05 %
10	10214,49	504	96	0,9530	0,9907	0,47 %	0,09 %
15	10678,785	504	96	0,9549	0,9911	0,67 %	0,13 %
20	11143,08	504	96	0,9567	0,9915	0,86 %	0,17 %
25	11607,375	504	96	0,9584	0,9918	1,03 %	0,20 %
30	12071,67	504	96	0,9599	0,9921	1,19 %	0,24 %

Tabla A.3: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF de torre y nacelle. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	5794,6	2880	90	0,6680	0,9847	-11,06 %	-0,46 %
-25	6208,5	2880	90	0,6831	0,9857	-8,60 %	-0,36 %
-20	6622,4	2880	90	0,6969	0,9866	-6,45 %	-0,27 %
-15	7036,3	2880	90	0,7096	0,9874	-4,55 %	-0,19 %
-10	7450,2	2880	90	0,7212	0,9881	-2,87 %	-0,12 %
-5	7864,1	2880	90	0,7319	0,9887	-1,36 %	-0,06 %
0	8278	2880	90	0,7419	0,9892	0,00 %	0,00 %
5	8691,9	2880	90	0,7511	0,9898	1,23 %	0,05 %
10	9105,8	2880	90	0,7597	0,9902	2,35 %	0,10 %
15	9519,7	2880	90	0,7677	0,9906	3,37 %	0,14 %
20	9933,6	2880	90	0,7752	0,9910	4,30 %	0,18 %
25	10347,5	2880	90	0,7823	0,9914	5,16 %	0,22 %
30	10761,4	2880	90	0,7889	0,9917	5,96 %	0,25 %

Tabla A.4: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del yaw. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	6271,503	8	4	0,9987	0,9994	-0,04 %	-0,02 %
-25	6719,4675	8	4	0,9988	0,9994	-0,03 %	-0,01 %
-20	7167,432	8	4	0,9989	0,9994	-0,02 %	-0,01 %
-15	7615,3965	8	4	0,9990	0,9995	-0,02 %	-0,01 %
-10	8063,361	8	4	0,9990	0,9995	-0,01 %	0,00 %
-5	8511,3255	8	4	0,9991	0,9995	0,00 %	0,00 %
0	8959,29	8	4	0,9991	0,9996	0,00 %	0,00 %
5	9407,2545	8	4	0,9992	0,9996	0,00 %	0,00 %
10	9855,219	8	4	0,9992	0,9996	0,01 %	0,00 %
15	10303,1835	8	4	0,9992	0,9996	0,01 %	0,01 %
20	10751,148	8	4	0,9993	0,9996	0,01 %	0,01 %
25	11199,1125	8	4	0,9993	0,9996	0,02 %	0,01 %
30	11647,077	8	4	0,9993	0,9997	0,02 %	0,01 %

Tabla A.5: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTBF del transformador. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	8374,31	720	48	0,9208	0,9943	-2,43 %	-0,17 %
-25	8972,475	720	48	0,9257	0,9947	-1,89 %	-0,13 %
-20	9570,64	720	48	0,9300	0,9950	-1,42 %	-0,10 %
-15	10168,805	720	48	0,9339	0,9953	-1,00 %	-0,07 %
-10	10766,97	720	48	0,9373	0,9956	-0,63 %	-0,04 %
-5	11365,135	720	48	0,9404	0,9958	-0,30 %	-0,02 %
0	11963,3	720	48	0,9432	0,9960	0,00 %	0,00 %
5	12561,465	720	48	0,9458	0,9962	0,27 %	0,02 %
10	13159,63	720	48	0,9481	0,9964	0,52 %	0,04 %
15	13757,795	720	48	0,9503	0,9965	0,74 %	0,05 %
20	14355,96	720	48	0,9522	0,9967	0,95 %	0,07 %
25	14954,125	720	48	0,9541	0,9968	1,14 %	0,08 %
30	15552,29	720	48	0,9558	0,9969	1,31 %	0,09 %

A.2. Variación MTTR

Tabla A.6: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR de las palas. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	11034,3	1008	77	0,9163	0,9931	3,46 %	0,30 %
-25	11034,3	1080	82,5	0,9108	0,9926	2,89 %	0,25 %
-20	11034,3	1152	88	0,9055	0,9921	2,31 %	0,20 %
-15	11034,3	1224	93,5	0,9001	0,9916	1,73 %	0,15 %
-10	11034,3	1296	99	0,8949	0,9911	1,15 %	0,10 %
-5	11034,3	1368	104,5	0,8897	0,9906	0,58 %	0,05 %
0	11034,3	1440	110	0,8846	0,9901	0,00 %	0,00 %
5	11034,3	1512	115,5	0,8795	0,9896	-0,58 %	-0,05 %
10	11034,3	1584	121	0,8745	0,9892	-1,15 %	-0,10 %
15	11034,3	1656	126,5	0,8695	0,9887	-1,73 %	-0,15 %
20	11034,3	1728	132	0,8646	0,9882	-2,31 %	-0,20 %
25	11034,3	1800	137,5	0,8598	0,9877	-2,89 %	-0,25 %
30	11034,3	1872	143	0,8550	0,9872	-3,46 %	-0,30 %

Tabla A.7: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del gearbox. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	9285,9	352,8	67,2	0,9634	0,9928	1,54 %	0,31 %
-25	9285,9	378	72	0,9609	0,9923	1,29 %	0,26 %
-20	9285,9	403,2	81,6	0,9559	0,9913	0,77 %	0,15 %
-10	9285,9	453,6	86,4	0,9534	0,9908	0,51 %	0,10 %
-5	9285,9	478,8	91,2	0,9510	0,9903	0,26 %	0,05 %
0	9285,9	504	96	0,9485	0,9898	0,00 %	0,00 %
5	9285,9	529,2	100,8	0,9461	0,9893	-0,26 %	-0,05 %
10	9285,9	554,4	105,6	0,9437	0,9888	-0,51 %	-0,10 %
15	9285,9	579,6	110,4	0,9412	0,9883	-0,77 %	-0,15 %
20	9285,9	604,8	115,2	0,9389	0,9877	-1,03 %	-0,20 %
25	9285,9	630	120	0,9365	0,9872	-1,29 %	-0,26 %
30	9285,9	655,2	124,8	0,9341	0,9867	-1,54 %	-0,31 %

Tabla A.8: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR de la torre y nacelle. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	8278	2016	63	0,8042	0,9924	7,74 %	0,32 %
-25	8278	2160	67,5	0,7931	0,9919	6,45 %	0,27 %
-20	8278	2304	72	0,7823	0,9914	5,16 %	0,22 %
-15	8278	2448	76,5	0,7718	0,9908	3,87 %	0,16 %
-10	8278	2592	81	0,7615	0,9903	2,58 %	0,11 %
-5	8278	2736	85,5	0,7516	0,9898	1,29 %	0,05 %
0	8278	2880	90	0,7419	0,9892	0,00 %	0,00 %
5	8278	3024	94,5	0,7324	0,9887	-1,29 %	-0,05 %
10	8278	3168	99	0,7232	0,9882	-2,58 %	-0,11 %
15	8278	3312	103,5	0,7142	0,9877	-3,87 %	-0,16 %
20	8278	3456	108	0,7055	0,9871	-5,16 %	-0,22 %
25	8278	3600	112,5	0,6969	0,9866	-6,45 %	-0,27 %
30	8278	3744	117	0,6886	0,9861	-7,74 %	-0,32 %

Tabla A.9: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del generador. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-30	11042,5	119	11,2	0,9893	0,9990	0,45 %	0,04 %
-25	11042,5	127,5	12	0,9886	0,9989	0,38 %	0,04 %
-20	11042,5	136	12,8	0,9878	0,9988	0,30 %	0,03 %
-15	11042,5	144,5	13,6	0,9871	0,9988	0,23 %	0,02 %
-10	11042,5	153	14,4	0,9863	0,9987	0,15 %	0,01 %
-5	11042,5	161,5	15,2	0,9856	0,9986	0,08 %	0,01 %
0	11042,5	170	16	0,9848	0,9986	0,00 %	0,00 %
5	11042,5	178,5	16,8	0,9841	0,9985	-0,08 %	-0,01 %
10	11042,5	187	17,6	0,9833	0,9984	-0,15 %	-0,01 %
15	11042,5	195,5	18,4	0,9826	0,9983	-0,23 %	-0,02 %
20	11042,5	204	19,2	0,9819	0,9983	-0,30 %	-0,03 %
25	11042,5	212,5	20	0,9811	0,9982	-0,38 %	-0,04 %
30	11042,5	221	20,8	0,9804	0,9981	-0,45 %	-0,04 %

Tabla A.10: Variación de la disponibilidad esperada ideal y real en función de la variación en el MTTR del yaw. Fuente: Creación propia.

%	$MTBF$	$MTTR_{real}$	$MTTR_{ideal}$	A_{real}	A_{ideal}	$\%D_{real}$	$\%D_{ideal}$
-25	8959,29	6	3	0,9993	0,9997	0,02 %	0,01 %
-20	8959,29	6,4	3,2	0,9993	0,9996	0,02 %	0,01 %
-15	8959,29	6,8	3,4	0,9992	0,9996	0,01 %	0,01 %
-10	8959,29	7,2	3,6	0,9992	0,9996	0,01 %	0,00 %
-5	8959,29	7,6	3,8	0,9992	0,9996	0,00 %	0,00 %
0	8959,29	8	4	0,9991	0,9996	0,00 %	0,00 %
5	8959,29	8,4	4,2	0,9991	0,9995	0,00 %	0,00 %
10	8959,29	8,8	4,4	0,9990	0,9995	-0,01 %	0,00 %
15	8959,29	9,2	4,6	0,9990	0,9995	-0,01 %	-0,01 %
20	8959,29	9,6	4,8	0,9989	0,9995	-0,02 %	-0,01 %
25	8959,29	10	5	0,9989	0,9994	-0,02 %	-0,01 %
30	8959,29	10,4	5,2	0,9988	0,9994	-0,03 %	-0,01 %