



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICA
JAVIER LUIS FIGUEROA DÍAZ
FECHA: 09/12/2006
Autor: Gherardelli Dezerega

"Análisis de Alternativas de Expansión de la Matriz Energética de Endesa Chile Mediante Generación Eólica"

El objetivo principal de este trabajo es evaluar la conveniencia del desarrollo de parques eólicos en Chile,

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DE ENDESA CHILE MEDIANTE GENERACIÓN EÓLICA

La generación de electricidad en Chile se basa principalmente en centrales hidráulicas y térmicas, sin embargo en los últimos años se han ido haciendo atractivas gracias a las alzas de los precios de los combustibles,

la disminución de los costos de instalación de estas tecnologías, y la importancia que se está dando al medio ambiente (incentivos de Leyes Cortas I y II). Otro aspecto que va en beneficio del desarrollo de las ERNC es el

mercado de los bonos de carbono, que permite que empresas de países suscritos al Protocolo de Kyoto financien proyectos que disminuyan las emisiones de

dióxido de carbono (GEI) en países en vías de desarrollo mediante la compra de estos reduciendo las emisiones de CO₂ en Chile.

Se estudiaron tecnologías de generación eólica y del mercado eléctrico de Chile, y luego se procedió a realizar un análisis de sensibilidad, luego del cual se determinó que es posible instalar un parque eólico resulte rentable se requiere de condiciones bastante exigentes (cerca de redes de transmisión, peajes bajos, precios de energía, etc.). En este aspecto los bonos de carbono y las Leyes Cortas I y II presentan una gran ayuda, sin embargo no son suficientes para impulsar el desarrollo de la energía eólica en el país.

Se concluye que, si bien es posible reunir las características necesarias para instalar un parque eólico en el Sistema Interconectado Central (SIC) y que este sea competitivo con otras fuentes de generación de electricidad, hay muchas restricciones para lograr dicha competitividad, por lo que no se podría lograr un desarrollo amplio de la energía eólica en el país en las condiciones actuales. Se propone realizar cambios legislativos que permitan emitir una subvención al precio de venta de la energía generada mediante estas tecnologías.

Se estudiaron tecnologías de generación eólica y del mercado eléctrico de Chile, y luego se procedió a realizar un análisis de sensibilidad, luego del cual se determinó que es posible instalar un parque eólico resulte rentable se requiere de condiciones bastante exigentes (cerca de redes de transmisión, peajes bajos, precios de energía, etc.). En este aspecto los bonos de carbono y las Leyes Cortas I y II presentan una gran ayuda, sin embargo no son suficientes para impulsar el desarrollo de la energía eólica en el país.

Se concluye que, si bien es posible reunir las características necesarias para instalar un parque eólico en el Sistema Interconectado Central (SIC) y que este sea competitivo con otras fuentes de generación de electricidad, hay muchas restricciones para lograr dicha competitividad, por lo que no se podría lograr un desarrollo amplio de la energía eólica en el país en las condiciones actuales. Se propone realizar cambios legislativos que permitan emitir una subvención al precio de venta de la energía generada mediante estas tecnologías.

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

JAVIER LUIS FIGUEROA DÍAZ

PROFESOR GUÍA:
CARLOS GHERARDELLI DEZEREGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JUAN CARLOS ELICER CORTÉS
CLAUDIO HELFMANN SOTO
ANÍBAL BASCUÑÁN BASCUÑÁN

SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2007

Índice General

1. Introducción	1
1.1. Antecedentes generales	1
1.2. Objetivo general	2
1.3. Objetivos específicos	2
1.4. Alcances	2
1.5. Metodología	2
1.6. Organización del Informe	3
2. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)	4
2.1. Tipos de ERNC	4
2.2. Legislación vigente con respecto a la generación de energía mediante ERNC	5
2.2.1. Avances en energías renovables [3]	5
3. Energía Eólica	7
3.1. Antecedentes generales [4]	7
3.2. Origen de la energía eólica	10
3.2.1. Variabilidad de la Velocidad del Viento	11
3.2.2. Velocidad del viento en función de la altura [8]	14
3.2.3. Potencia disponible en función de la velocidad del viento	15
3.3. Tecnologías de aerogeneradores	16
3.3.1. Aerogeneradores de eje vertical [8]	17

3.3.2.	Aerogeneradores de eje horizontal	18
3.3.3.	Funcionamiento de un Aerogenerador	19
3.3.4.	Tipos de aerogeneradores [7]	20
3.3.5.	Curvas de potencia de entrada, disponible y generada.	21
3.3.6.	Curva de potencia de un aerogenerador	22
3.3.7.	Sistemas de control [4]	24
3.3.8.	Algunas tecnologías disponibles	27
3.4.	Emplazamiento de una Máquina Eólica	33
3.5.	Nivel de penetración de mercado [4]	35
3.6.	Aspectos regulatorios y medioambientales [4], [6]	36
3.7.	Energía Eólica en Chile	37
3.7.1.	Central Alto Baguales [4]	38
4.	Bonos de carbono	40
4.1.	Gases de efecto invernadero (GEI) [10],[11]	40
4.2.	El Protocolo de Kyoto y su desarrollo [11],[13]	40
4.2.1.	Mecanismo de desarrollo limpio (MDL)	41
4.2.2.	Metodología para la demostración de adicionalidad y cálculo de reducción de emisiones [13]	45
4.3.	Endesa Eco	53
4.3.1.	Proyecto Ojos de Agua	53
4.3.2.	Proyecto Eólico Canela	54
5.	Mercado eléctrico chileno (SIC)	55
5.1.	Importancia actual en la economía chilena [6]	55
5.2.	Demanda por generación eléctrica en el tiempo	56
5.3.	Proyección de la demanda de potencia [15]	57

5.4. Generación de electricidad por fuentes	58
6. Precio de la energía eléctrica	63
6.1. Carbón	63
6.2. Gas natural	65
6.3. Gas natural licuado (GNL)	65
6.4. Petróleo	66
7. Recurso eólico	70
7.1. Distribución anual de la velocidad	70
7.2. Variación mensual de la velocidad del viento	71
7.3. Variación diaria de la velocidad del viento	72
8. Evaluación económica	73
8.1. Criterios de evaluación de proyectos eólicos [9]	73
8.2. Costos de un proyecto eólico	74
8.2.1. Inversiones	75
8.2.2. Costos de generación	76
8.2.3. Peajes	77
8.2.4. Terrenos	78
8.3. Evaluación	78
8.4. Supuestos	79
8.5. Caso base	82
8.6. Análisis de sensibilidad	85
8.6.1. Precio nudo en alza	85
8.6.2. Precio nudo en baja	87
8.6.3. Velocidad del viento aumentada en 1 m/s	89

8.6.4.	Velocidad del viento aumentada en 2 m/s	91
8.6.5.	Conexión en el nodo más barato del SIC	93
8.6.6.	Conexión al nodo más caro del SIC	94
8.6.7.	MDL durante 21 años	96
8.7.	Costo total de las instalaciones	97
8.7.1.	Terreno arrendado	98
8.7.2.	Terreno comprado	99
8.8.	Costos de generación	99
8.8.1.	Terreno arrendado	100
8.8.2.	Terreno comprado	100
8.9.	Ganancias producto de los bonos de carbono	101
8.9.1.	MDL vigente hasta el año 2012	101
8.9.2.	MDL vigente indefinidamente	102
8.10.	Pago de impuestos	102
8.11.	Comparación por recurso disponible	103
9.	Análisis	105
10.	Conclusiones	108
	Bibliografía	110
A.	Demostración de la Ley de Betz [8]	112
A.1.	El frenado del viento	112
A.2.	Ley de Betz	112
A.3.	Demostración	112
B.	Evaluación económica: otros casos	115

B.1. Velocidad del viento aumentada en 1 m/s y precio nudo en alza	115
B.2. Velocidad del viento aumentada en 1 m/s y precio nudo en baja	117
B.3. Velocidad del viento aumentada en 2 m/s y precio nudo en alza	118
B.4. Velocidad del viento aumentada en 2 m/s y precio nudo en baja	120
B.5. Conexión en el nodo más barato del SIC y precio de nudo en alza	122
B.6. Conexión en el nodo más barato del SIC y precio de nudo en baja	123
B.7. Conexión en el nodo más barato del SIC y aumento de velocidad	124
B.8. Conexión en el nodo más barato del SIC, aumento de velocidad y precio de nudo en alza	126
B.9. Conexión en el nodo más barato del SIC, aumento de velocidad y precio de nudo en baja	127
B.10. Conexión en el nodo más caro del SIC y precio de nudo en alza	128
B.11. Conexión en el nodo más caro del SIC y precio de nudo en baja	130
B.12. Conexión en el nodo más caro del SIC y aumento de velocidad	131
B.13. Conexión en el nodo más caro del SIC, aumento de velocidad y precio de nudo en alza	132
B.14. Conexión en el nodo más caro del SIC, aumento de velocidad y precio de nudo en baja	134
B.15. MDL durante 21 años y precio de nudo en alza	135
B.16. MDL durante 21 años y precio de nudo en baja	137
B.17. MDL durante 21 años y aumento de velocidad	138
B.18. MDL durante 21 años, aumento de velocidad y precio de nudo en alza	140
B.19. MDL durante 21 años, aumento de velocidad y precio de nudo en baja	142

C. Manual de uso de planilla para evaluación económica **144**

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes generales

Para cumplir con sus metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), los países desarrollados pueden financiar proyectos de captura o abatimiento de estos gases en otras naciones -principalmente en vías de desarrollo-, acreditando tales disminuciones como si hubiesen sido hechas en territorio propio.

En concreto, esto significa que una empresa chilena que disminuye sus emisiones de CO₂ puede vender esta reducción a empresas de países desarrollados que estén obligadas a emitir menos Gases de Efecto Invernadero (GEI), generando beneficios tanto económicos como ambientales.

El mercado de carbono se viene desarrollando a nivel mundial desde 1996, pero sólo en los últimos años adquirió mayor fuerza. Se estima que sólo en el año 2002 se transaron bonos equivalentes a 70 millones de toneladas.

Es por esto que Endesa Chile ha creado la empresa Endesa Eco, cuyo objetivo principal es el desarrollo de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y la venta de bonos de carbono a Endesa España.

Además de lo anterior, los posibles conflictos por la dependencia energética de gas natural con Argentina hacen necesaria la exploración de nuevos recursos que diversifiquen la matriz energética nacional, en particular, el de las llamadas energías renovables no convencionales (ERNC) como la eólica y la geotérmica, cuyo atractivo económico se ha visto incrementado últimamente por cambios en la legislación y por el protocolo de Kyoto. No obstante lo anterior, la inversión en ERNC sigue siendo despreciable; sin embargo, el marco regulatorio de las ERNC se sigue modificando, habiéndose publicado la última actualización este mismo año 2006. Es por esto que se debe analizar cuidadosamente la conveniencia de generar energía mediante ERNC considerando estos cambios y proponiendo otros en caso de ser necesarios.

Por otro lado, se tiene el sostenido aumento del precio del petróleo, lo que junto con la inseguridad de suministro de gas natural (así como el propio aumento del precio de éste último) hace cada vez más atractivas las centrales a carbón, a la vez que lleva a un aumento significativo en el precio de la energía eléctrica (a menos que se limitara la generación térmica al carbón, sin embargo es probable que éste último también aumente de precio en el mediano plazo por el aumento en su utilización para generación de electricidad). Es necesario hacer todo lo

posible por atenuar este aumento del costo de la energía, que atenta contra el desarrollo económico del país.

1.2. Objetivo general

El objetivo principal de este trabajo es evaluar la conveniencia del desarrollo de parques eólicos en Chile, tomando en cuenta condiciones técnicas, económicas y legislativas.

1.3. Objetivos específicos

- Identificar diferentes tecnologías disponibles para la generación eólica y analizar las condiciones que favorecen a cada una de estas, así como el impacto ambiental que ocasionan.
- Estimar el costo de las instalaciones, en MMUS\$/MW, de las diferentes tecnologías; así como los costos de generación en US\$/MWh.
- Estimar las posibles ganancias producto de los bonos de carbono.
- Realizar una evaluación preliminar acerca de la conveniencia económica de instalar un parque eólico.
- Proponer mejoras en la legislación que faciliten el desarrollo de la generación eólica en Chile.

1.4. Alcances

- No se pretende estudiar a fondo ninguna tecnología de turbinas eólicas en particular.
- No se pretende diseñar un parque eólico ni tampoco definir la ubicación apropiada para uno.
- No se pretende evaluar el potencial eólico de Chile.

1.5. Metodología

La metodología del trabajo se puede describir como sigue:

- Buscar información relevante del mercado eléctrico, bonos de carbono, tecnologías de turbinas eólicas, etc (antecedentes necesarios para cumplir con los objetivos).
- Estudiar y analizar la información encontrada.
- Realizar una evaluación económica preliminar de la instalación de parques eólicos (costos de operación y mantenimiento, inversión y ganancias, incluyendo bonos de carbono).
- Realizar un análisis técnico-económico (incluyendo aspectos ambientales y de seguridad) de alternativas de parques eólicos (tecnologías, tamaño y cantidad de turbinas, etc.).
- Analizar la legislación vigente y buscar posibles cambios que favorezcan el desarrollo de ERNC, especialmente de generación eólica.

- Concluir, en base a los resultados de los puntos anteriores, acerca de la conveniencia de desarrollar parques eólicos en Chile y los pasos a seguir para fomentar tal desarrollo.

1.6. Organización del Informe

En el capítulo 2 se introduce brevemente el tema de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Chile, entregándose una estimación gruesa de sus potenciales y un resumen de los aspectos más relevantes (para el presente trabajo) de las Leyes Cortas I y II. Luego, en el capítulo 3 se abordan varios aspectos de la energía eólica, desde aspectos técnicos y teóricos hasta detalles prácticos y costos involucrados en el desarrollo de un parque eólico. Posteriormente, en el capítulo 4 se presentan antecedentes del mercado de los bonos de carbono, desde los pasos para certificar un proyecto para el MDL hasta el cálculo del factor de emisiones de CO₂ del Sistema Interconectado Central (SIC). En el capítulo 5 se trata el tema del mercado eléctrico en Chile, abordándose aspectos como demanda energética en el tiempo, demanda máxima de potencia y participación de fuentes de generación, entre otros. Luego, el capítulo 6 aborda el tema del precio de la energía, presentándose antecedentes de precios de algunos combustibles. El capítulo 7 aborda el tema del recurso eólico para el cual se realizó la evaluación económica. Se explica brevemente cómo se midieron los datos del viento y se presenta la curva de distribución de las velocidades, además de otros datos. Siguiendo el desarrollo, en el capítulo 8 se presenta una evaluación económica para proyectos de diferentes embergaduras (potencia instalada) y utilizando diferentes tecnologías disponibles. La evaluación económica incluye un análisis de sensibilidad con respecto a variables como la velocidad del viento y el precio de venta de la energía, entre otras. En el capítulo 9 se presenta un breve análisis de los resultados obtenidos, incluyendo algunos aspectos adicionales a la evaluación económica. Finalmente, en el capítulo 10 concluye el trabajo, respondiendo las interrogantes planteadas en los objetivos y planteando el curso a seguir para permitir el desarrollo de la energía eólica en Chile.

Capítulo 2

Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana. Entre estas fuentes de energía están: la hidráulica, la solar, la eólica y la de los océanos. Además, dependiendo de su forma de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa y la energía geotérmica.

Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten. Dentro de las convencionales, la más difundida es la hidráulica a gran escala.

Como energías renovables no convencionales (ERNC) se consideran la eólica, la solar, la geotérmica y la de los océanos. Además, existe una amplia gama de procesos de aprovechamiento de la energía de la biomasa que pueden ser catalogados como ERNC. De igual manera, el aprovechamiento de la energía hidráulica en pequeñas escalas se suele clasificar en esta categoría.

Al ser autóctonas y, dependiendo de su forma de aprovechamiento, generar impactos ambientales significativamente inferiores que las fuentes convencionales de energía, las ERNC pueden contribuir a los objetivos de seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental de las políticas energéticas. La magnitud de dicha contribución y la viabilidad económica de su implantación depende del potencial explotable de los recursos renovables, su localización geográfica y las características de los mercados energéticos en los cuales competirán [2].

2.1. Tipos de ERNC

Las principales fuentes de energías renovables no convencionales son geotérmica, eólica, mini-hidráulica (menos de 20 [MW]), biomasa, heliotérmica, mareomotriz y fotovoltaica.

En la tabla 2.1 se muestra una estimación del potencial de algunas ERNC en Chile.

Tabla 2.1: Potencial de ERNC en Chile

Tipo	Potencial ¹
Geotérmica	Miles de MW (1200 a 8000)
Eólica	Miles de MW (5000 o más)
Mini-hidráulica	Cientos de MW
Biomasa	Cientos de MW

Fuente: Comisión Nacional de Energía [1].

Como se puede apreciar en la tabla anterior, no existe una estimación realmente apropiada del potencial de las ERNC en nuestro país, sino que sólo se cuenta con rangos bastante amplios, por lo que aportan una información muy vaga.

2.2. Legislación vigente con respecto a la generación de energía mediante ERNC

2.2.1. Avances en energías renovables [3]

Un gran avance para posibilitar el desarrollo de energías renovables en Chile fue la aprobación de las leyes 19.940 (Ley Corta I) y 20.018 (Ley Corta II). Estas leyes consisten en modificaciones a la Ley 18.091 del 31 de Diciembre de 1981. En lo que sigue se presentan extractos relevantes de ambas leyes, específicamente para generación mediante ERNC.

■ Ley Corta I:

- Apertura amplia y sin restricciones al mercado spot a proyectos ERNC y Cogeneración.
- Establecimiento de exención de pago de peaje troncal con un límite del 5 % de la capacidad instalada total del sistema eléctrico. Para excedentes de potencia menores a 9 MW, se tiene un 100 % de exención de pago. Para excedentes de entre 9 y 20 MW de potencia, la exención de pago dependerá de la potencia inyectada a la red.
- Ratifica los siguientes derechos para todos los generadores sincronizados al sistema, independiente de su tamaño y recurso primario:
 - Derecho a vender energía al sistema al costo marginal instantáneo.
 - Derecho a vender los excedentes de potencia al sistema al precio de nudo de la potencia.
 - Derecho a reconocimiento de precios en los puntos de inyección (troncal, subtransmisión y distribución).

■ Ley Corta II:

- Apertura del mercado de contratos con empresas concesionarias de distribución.
- Se establece el derecho de los generadores con ERNC a suministrar a los concesionarios de distribución hasta por un máximo del 5 % de la demanda total de los clientes regulados.

¹El potencial de ERNC en Chile no se encuentra realmente bien evaluado. Los valores indicados son estimaciones al año 2005.

Las leyes Cortas I y II tienen mayores alcances que los presentados anteriormente, sin embargo éstos no son mayormente relevantes para el presente trabajo, por lo que no se incluyen. Ambas leyes son de fácil acceso público, lo que junto con su extensión hace que no se justifique su inclusión como anexo.

Capítulo 3

Energía Eólica

3.1. Antecedentes generales [4]

La tecnología de turbinas eólicas se ha desarrollado rápidamente en los recientes años (en la figura 3.1 se aprecia la diversidad de tamaños y potencias que se ha alcanzado), y es ahora considerada capaz de generación confiable en un período de vida de la planta sobre los 15 a 20 años. En sitios apropiados se puede alcanzar costos de generación competitivos con fuentes convencionales. Puede suponerse que los costos de electricidad eólica generada se reduzcan por algún tiempo como consecuencia de turbinas más económicas y eficientes: pueden esperarse futuras mejoras en eficiencia, pero los mayores adelantos se encontrarán en la reducción de costo de la turbina, a través de rotores avanzados, ligeros y flexibles y uso de mejores materiales. No obstante lo anterior, el mercado de aerogeneradores está bastante saturado, lo que hace difícil conseguir aerogeneradores, puesto que la mayoría de los fabricantes se encuentran al límite de su producción; y a su vez impide que bajen los precios de venta, ya que no hay incentivos para ello.

En el largo plazo sólo los sitios de menor calidad de viento irán quedando disponibles, lo que hará subir los costos de generación. No obstante lo anterior, en tal escenario los parques eólicos sobre plataformas marítimas podrían ser técnica y económicamente factibles, aumentando el potencial eólico mundial económicamente atractivo.

A fines del año 2005, Alemania contaba con 18.427 MW eólicos (ver tabla 3.1), lo que evidencia que la energía eólica está siendo tomada seriamente, aunque todavía a un bajo nivel comparado con la instalación de las nuevas plantas convencionales (principalmente CCGT).

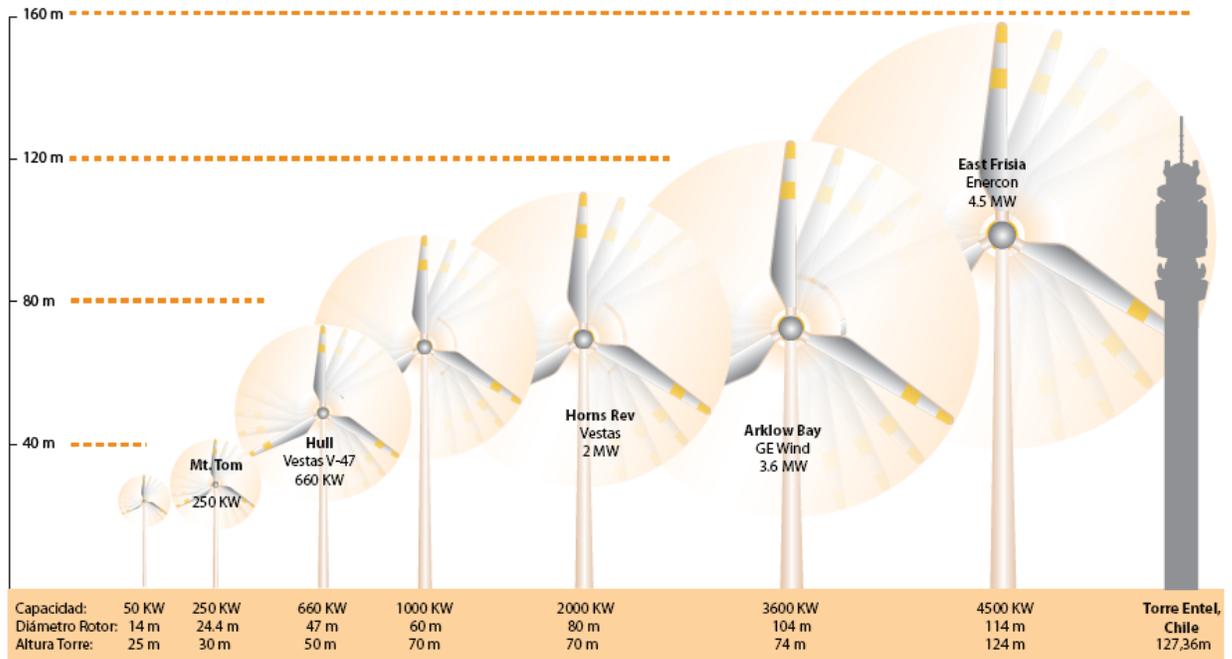


Figura 3.1: Tamaños y capacidades de diferentes aerogeneradores.
Fuente: Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) [5]

La energía eólica, en conjunto con otras fuentes (olas, marea y energía solar), es una fuente fluctuante. Si bien las variaciones en la escala de tiempo de los segundos son absorbidas por la inercia del rotor, la potencia inyectada por los aerogeneradores puede variar en la escala de los minutos. Por otro lado, los niveles medios varían del día a la noche (variación diurna) y con los sistemas frontales (variación sinóptica). Finalmente, los valores medios anuales pueden variar de año a año (típicamente 10 %). Esta característica de variabilidad anual de la energía eólica es, sin embargo, menor a otras tecnologías convencionales como la hidráulica, en donde la variabilidad entre períodos húmedos y secos es mayor (esto tanto dentro de un año como de un año a otro).

Tabla 3.1: Capacidad instalada de energía eólica al término del 2005

País	Capacidad total instalada a fin de 2005 (MW)
Alemania	18.427
España	10.028
EE.UU.	9.142
India	4.434
Dinamarca	3.127
Italia	1.717
Reino Unido	1.342
China	1.260
Holanda	1.219
Japón	1.150
Portugal	1.024
Austria	819
Francia	770
Australia	746
Canadá	684
Grecia	573
Irlanda	525
Suecia	492
Noruega	281
Nueva Zelanda	168
Egipto	145
Corea del Sur	119
Bélgica	118
Taiwán	106
Finlandia	83
Costa Rica	71
Ucrania	70
Marruecos	64
Polonia	58
Países del Caribe	55
Brasil	48
Luxemburgo	35
Estonia	32
República Checa	28
Argentina	26
Letonia	25
Filipinas	25
Turquía	20
Colombia	20
Túnez	20
Islas del Pacífico	15
Hungría	14
Suiza	12
Otros (16, entre ellos Chile con 2 MW)	69
Total mundial año 2005	59.206
Total mundial año 2004	47.574
Crecimiento 2004 - 2005	24,5 %

Fuente: Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) [5]

Un número importante de estudios fue publicado a principios de los años setenta por la entonces CEGB y por la Universidad Reading en conjunto con el Laboratorio Rutherford Appleton (RAL). Las conclusiones de aquellos estudios iniciales indicaban que de un 10 a un 20 % de la electricidad de la red podría ser suministrada por energía eólica sin quiebres significativos en la operación de la planta convencional en el sistema. A esos niveles de penetración de la tecnología eólica las variaciones de viento, y su correspondiente variación en la potencia generada, tienden a ser absorbidas por el sistema sin mayor problema.

Más recientemente, la atención ha sido enfocada a la *potencia firme*¹ que se puede atribuir a los parques eólicos. Esto ha sido difícil de establecer, debido a la creencia de algunas personas de que la energía eólica es intermitente y, por lo tanto, no se puede confiar en que esté disponible en tiempos de gran demanda, y en consecuencia no tendría valor de capacidad. Esto proviene de una falta de entendimiento de la naturaleza estadística de la potencia firme. De hecho, puede ser demostrado que por penetraciones bajas la planta eólica tiene un valor de capacidad equivalente a la salida promedio de la planta. Dependiendo de las circunstancias está usualmente entre un tercio y la mitad de la capacidad tasada (en Chile sucede lo mismo, y la potencia reconocida corresponde a la potencia promedio entregada por la central durante un año).

La revisión del estado del arte en energía eólica (sobre plataformas marítimas o terrestres) indica que ella puede contribuir, sin dificultades técnicas, en un porcentaje importante a la generación de la electricidad requerida en los países con mayores cualidades de recursos de viento. Esto se hace más notorio si se adopta a futuro un enfoque orientado a la participación de los consumidores en la operación del sistema (demand-side management). Un ejemplo de esto puede encontrarse en algunos países europeos en donde los consumidores pueden elegir la tecnología que desean comprar para satisfacer sus necesidades energéticas. Así, aún cuando resulten algo más caras que las convencionales, un porcentaje de la población optará por ellas debido a consideraciones ambientales.

3.2. Origen de la energía eólica

La energía eólica es la energía cuyo origen proviene del movimiento de masa de aire, es decir del viento.

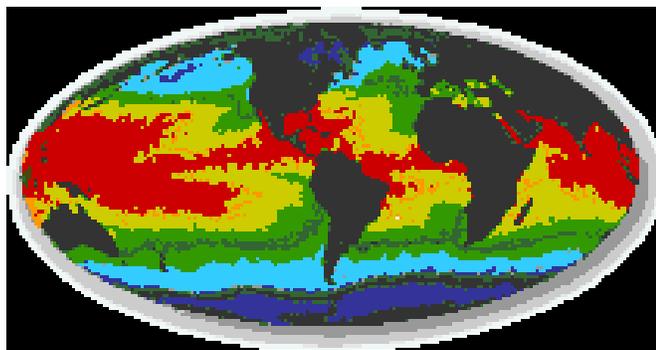


Figura 3.2: Distribución de temperaturas en el mundo. Las áreas calientes están indicadas con colores cálidos (rojo, naranja y amarillo). Foto tomada de un satélite de la NASA, NOAA-7, julio, 1984.

El viento se produce por las diferencias de temperaturas que alcanzan diferentes partes de la Tierra (ver figura

¹La potencia firme atribuida a una central es aquella que ésta puede aportar al sistema con alta probabilidad en los períodos críticos de suministro.

3.2).

Si se considera el movimiento de rotación de la Tierra, el modelo de circulación global del aire sobre el planeta se hace mucho más complejo.

En el hemisferio norte, el movimiento del aire en las capas altas tiende a desviarse hacia el este y en las capas bajas hacia el oeste, por efecto de las fuerzas de inercia de Coriolis. En el hemisferio sur ocurre al contrario.

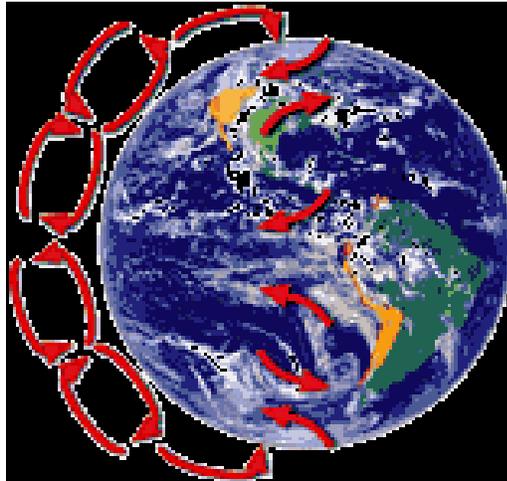


Figura 3.3: Fuerza de Coriolis y su efecto sobre los vientos.

De esta forma, el ciclo que aparecía en un planeta estático, ahora se subdivide.

El aire que asciende en la zona cálida del ecuador se dirige hacia el polo a una velocidad de 2 [m/s], desviándose hacia el este a medida que avanza hacia el norte. Al alcanzar la zona subtropical, su componente es demasiado elevada y desciende, volviendo al ecuador por la superficie.

3.2.1. Variabilidad de la Velocidad del Viento

La producción de potencia a partir del recurso eólico se encuentra condicionada por la variabilidad de la velocidad del viento. Esta variabilidad puede definirse bajo distintos horizontes de tiempo: variabilidad instantánea o de corto plazo (segundos), variabilidad diaria (día y noche), variabilidad estacional (invierno y verano) y variabilidad a través de los años.

En general, estudios realizados en Dinamarca indican que la variabilidad del viento tiende a favorecer la producción de energía eléctrica puesto que se adapta a los patrones usuales de consumo de este país (es decir, la velocidad del viento es en general mayor en horas punta).

Variabilidad instantánea del viento

La velocidad del viento está fluctuando constantemente y por ende su contenido energético. Las magnitudes de las fluctuación dependen tanto de las condiciones climáticas como de las condiciones de superficie locales y

de los obstáculos. A continuación se muestra un gráfico típico de estas variaciones.

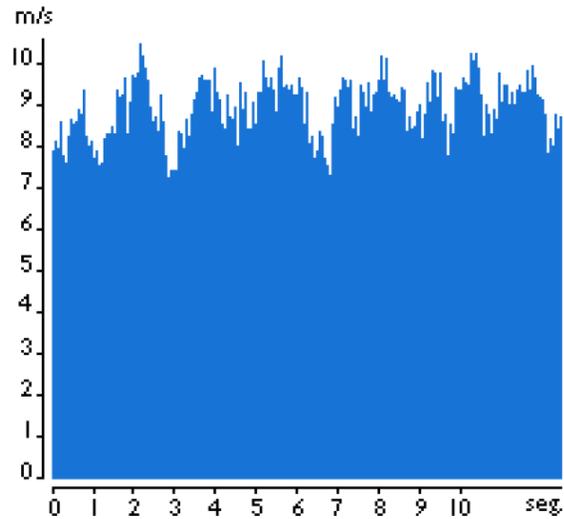


Figura 3.4: Variabilidad de la velocidad del viento en el corto plazo.

Fuente: www.windpower.org

La figura 3.4 muestra que las variaciones instantáneas oscilan en torno al 10% del valor promedio. En general, las variaciones de corto plazo, es decir aquellas fluctuaciones más rápidas, serán compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica.

Variaciones diurnas del viento

En la mayoría de las localizaciones del planeta, el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. Esta variación se debe principalmente a las diferencias de temperatura, las cuales son mayores durante el día por la presencia del sol. Adicionalmente, el viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche.

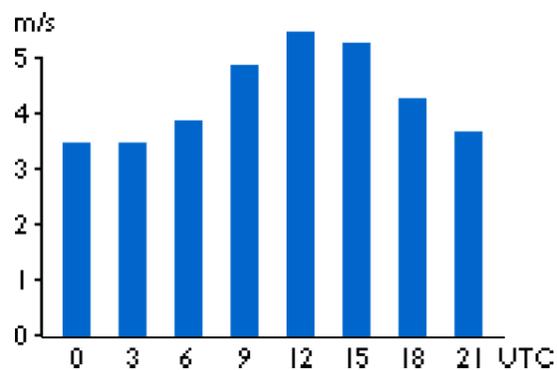


Figura 3.5: Variabilidad de la velocidad del viento diurna (Beldringe, Dinamarca).

Fuente: www.windpower.org

La figura 3.5 muestra la variabilidad del viento diurna para estudios realizados en Dinamarca (Beldringe). El eje de las abscisas representa el Tiempo Universal Coordinado (UTC).

Variaciones estacionales del viento

El viento también sufre variaciones dependiendo de las estaciones del año. En zonas templadas los vientos de verano son generalmente más débiles que los de invierno. El siguiente gráfico ilustra el efecto de la variabilidad del viento estacional para estudios realizados en Dinamarca (el eje de las ordenadas corresponde al índice de energía eólica, parámetro proporcional a la velocidad del viento).

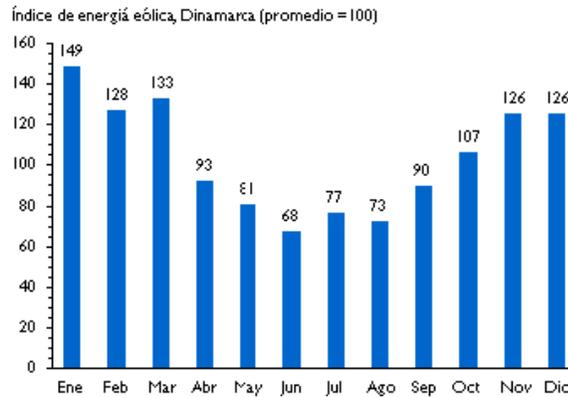


Figura 3.6: Variabilidad de la velocidad del viento estacional (Beldringe, Dinamarca).

Fuente: www.windpower.org

Variaciones anuales de la energía eólica

Las condiciones eólicas pueden variar de un año al siguiente, aunque típicamente estos cambios son menores. Estudios realizados en Dinamarca muestran que la producción de los aerogeneradores tiene una variación típica de alrededor de un 9 a un 10 % (ver figura 3.7).

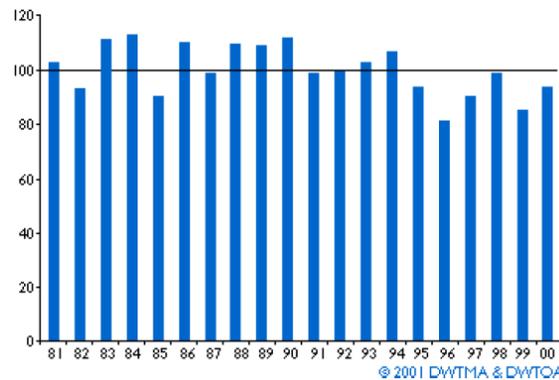


Figura 3.7: Variaciones anuales de la velocidad del viento.

Fuente: www.windpower.org

3.2.2. Velocidad del viento en función de la altura [8]

La velocidad del viento aumenta con la altura. Considerar este hecho es importantísimo a la hora de evaluar un proyecto eólico, puesto que en una situación normal, las mediciones de velocidad del viento se realizarán antes de escoger un aerogenerador en particular. Es decir, no se sabe qué altura tendrá el eje, por lo que se toman mediciones a ciertas alturas y luego se extrapola la velocidad a la altura del eje del aerogenerador que se desee evaluar.

Existe para estos propósitos una fórmula que relaciona la velocidad del viento con la altura en base a una altura y velocidad dadas (ecuación 3.1).

$$v(z) = v_{ref} \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{ref}/z_0)} \quad (3.1)$$

Donde $v(z)$ es la velocidad del viento a una altura z , v_{ref} es una velocidad de referencia medida a una altura de referencia, z_{ref} , y z_0 la longitud de rugosidad en la dirección del viento. El valor de z_0 se adquiere de tablas que relacionan el tipo de suelo y/o vegetación con una longitud de rugosidad determinada (ver tabla 3.2).

Tabla 3.2: Longitud de rugosidad de algunos tipos de superficie

Tipo de terreno	z_0
Hielo, planicies sin vegetación	0,00001 a 0,00003
Mar en calma	0,0002 a 0,0003
Arena (dunas)	0,0002 a 0,001
Vegetación rastrera	0,001 a 0,01
Pasto a baja altura	0,01 a 0,04
Campos en declive (laderas, etc.)	0,02 a 0,03
Pasto a altura normal (vegetación silvestre)	0,04 a 0,1
Bosques y zonas arbóreas	0,1 a 1
Suburbios, presencia de casas (no edificios)	1 a 2
Ciudades	1 a 4

Para efectos de los análisis del presente trabajo, se considerará una longitud de rugosidad de 0,01 metros. Luego, con la ecuación 3.1 se puede extrapolar la velocidad del viento a la altura del eje de un aerogenerador dado.

El perfil de velocidad del viento generado por la ecuación 3.1 (considerando la longitud de rugosidad mencionada) se muestra en la figura 3.8.

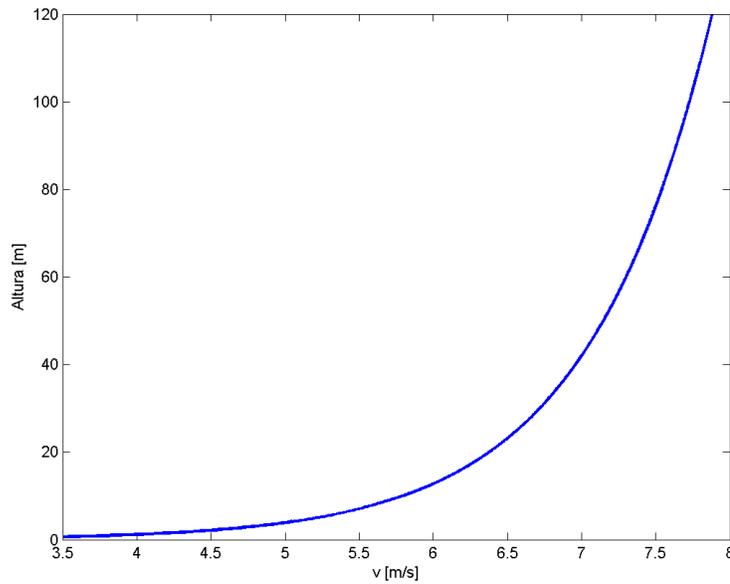


Figura 3.8: Perfil de velocidades del viento.

3.2.3. Potencia disponible en función de la velocidad del viento

Describir la variación de las velocidades del viento resulta muy importante tanto desde el punto de vista de los proyectistas de turbinas (optimización del diseño de aerogeneradores y minimización de los costos de generación), como para los inversionistas que necesitan esta información para estimar los ingresos por producción de electricidad. Los aerogeneradores aprovechan la energía cinética del viento, que se puede escribir como:

$$E_v = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (3.2)$$

Por otro lado, la potencia disponible en el viento corresponde a la derivada temporal de la energía. Luego:

$$P_v = \frac{\partial E}{\partial t} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v^2 + \frac{1}{2} \cdot m \cdot 2 \cdot v \cdot \dot{v} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v^2 + m \cdot v \cdot \dot{v} \quad (3.3)$$

Si se considera, además, que la masa del viento, m , es muy pequeña y que su aceleración instantánea, \dot{v} , también lo es (si bien el viento experimenta ciertas aceleraciones y desaceleraciones, éstas son irregulares y de corta duración, por lo que normalmente son absorbidas por la inercia del rotor), se puede despreciar el segundo término de la ecuación 3.3. Luego, desarrollando un poco más se puede obtener una expresión calculable para la potencia:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot Q \cdot \rho \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot v \cdot A \cdot \rho \cdot v^2 \quad (3.4)$$

Donde \dot{m} es el flujo másico de aire (kg/s), Q el caudal (m³/s), ρ la densidad del aire (kg/m³), y A es el área de paso del viento (en este caso el área del rotor).

Finalmente, la potencia disponible en el viento se calcula como:

$$P_v = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (3.5)$$

Donde A es el área del rotor, ρ la densidad del aire y v la velocidad del viento.

Distribución de Weibull

En forma empírica se ha comprobado que en la mayoría de las localizaciones del mundo, si se miden las velocidades del viento a lo largo de un año, los fuertes vendavales son raros, mientras que los vientos frescos y moderados son bastante comunes. En general, el comportamiento de los vientos se modela a través de una distribución de probabilidades llamada Distribución de Weibull, según se muestra en la figura 3.9.

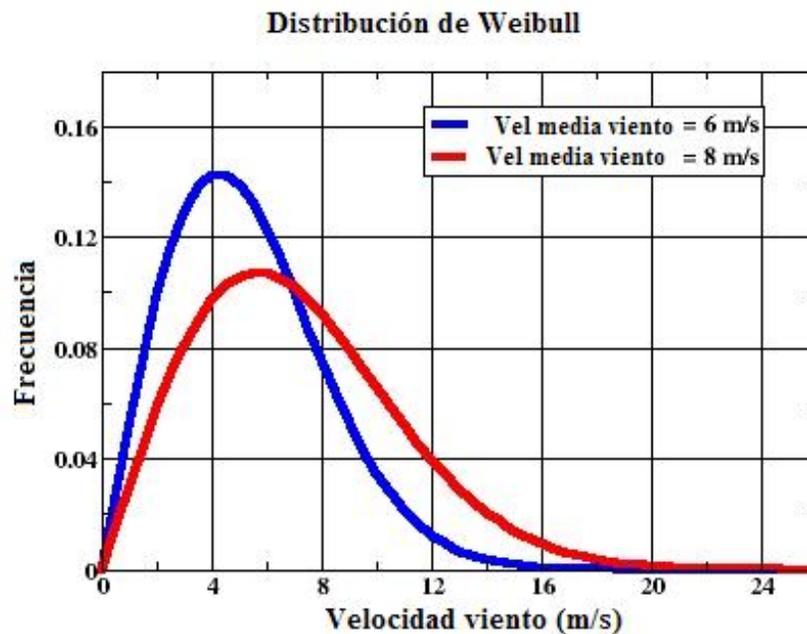


Figura 3.9: Distribución de Weibull típica de la velocidad del viento durante un año.

Fuente: www.windatlas.ca

3.3. Tecnologías de aerogeneradores

Si bien existen aerogeneradores tanto de eje vertical como horizontal, actualmente todos los aerogeneradores comerciales conectados a la red se construyen con un rotor tipo hélice de eje horizontal, por lo que en el presente trabajo sólo se presenta una breve reseña de los aerogeneradores de eje vertical, mientras que los de eje horizontal son tratados con mayor detalle.

3.3.1. Aerogeneradores de eje vertical [8]

Los aerogeneradores de eje vertical funcionan de manera similar a las norias, sólo que con aire en lugar de agua. Es decir, el flujo de aire llega en forma perpendicular al eje del aerogenerador. La única turbina de eje vertical que ha sido comercialmente fabricada a todos los volúmenes es la máquina Darrieus, que debe su nombre al ingeniero francés Georges Darrieus, quien patentó el diseño en 1931 (fue producida por la compañía estadounidense FloWind, que quebró en 1997). La máquina Darrieus se caracteriza por sus palas en forma de C, que le hacen asemejarse a un batidor de huevos (ver figura 3.10). Normalmente se construye con dos o tres palas. Las principales ventajas teóricas de una máquina de eje vertical son:

1. Puede situar el generador, el multiplicador, etc. en el suelo, y puede no tener que necesitar una torre para la máquina.
2. No necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento.

Las principales desventajas son:

1. Las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, por lo que a pesar de que puede ahorrarse la torre, sus velocidades de viento serán muy bajas en la parte más inferior de su rotor.
2. La eficiencia promedio de las máquinas de eje vertical no es impresionante.
3. La máquina no es de arranque automático (es decir, una máquina Darrieus necesitará un “empuje” antes de arrancar. Sin embargo, esto es sólo un inconveniente sin importancia, ya que puede utilizar el generador como motor absorbiendo corriente de red para arrancar la máquina.
4. La máquina puede necesitar cables tensores que la sujeten, y esta solución no es practicable en áreas cultivadas.
5. Para sustituir el cojinete principal del rotor se necesita desmontar el rotor, tanto en las máquinas de eje horizontal como en las de eje vertical. En el caso de las últimas, esto implica que toda la máquina deberá ser desmontada, razón por la cual EOLE C, la turbina mostrada en la figura 3.10, ya no está en funcionamiento.



Figura 3.10: Eole C, un aerogenerador de eje vertical Darrieus de 4200 kW, con un diámetro de rotor de 100 m, en Cap Chat, Québec (Canadá). Esta máquina, que es el aerogenerador más grande del mundo, ya no está operacional.

Fuente: www.windpower.org

3.3.2. Aerogeneradores de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal tienen varios componentes. El rotor convierte la fuerza del viento en energía rotatoria del eje, una caja de engranajes aumenta la velocidad y un generador transforma la energía del eje en energía eléctrica (figura 3.11).

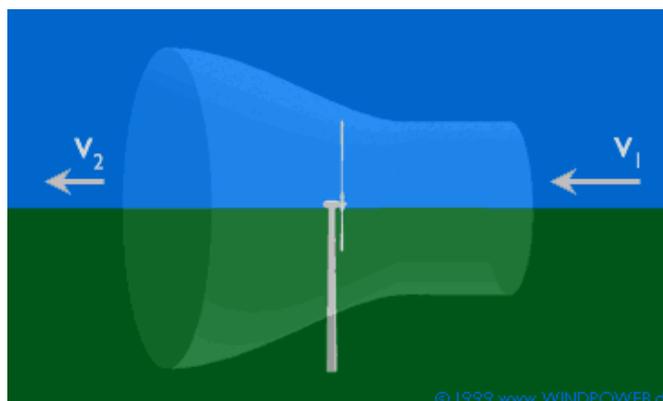


Figura 3.11: Esquema básico de un generador eólico.

En algunas máquinas de eje horizontal la velocidad de las aspas puede ajustarse y regularse durante su funcionamiento normal, así como cerrarse en caso de viento excesivo. Otras emplean un freno aerodinámico que con vientos fuertes reduce automáticamente la energía producida.

Las máquinas modernas comienzan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de unos 15 [km/h] (4 [m/s]). Logran su máximo rendimiento con vientos entre 40 y 48 [km/h] (11 y 13 [m/s]). Y dejan de funcionar cuando los vientos alcanzan los 90 [km/h] (25 [m/s]). Los lugares ideales para la instalación de los aerogeneradores son aquellos en los que el promedio anual de la velocidad del viento es de al menos 21 [km/h]^2 (5,8 [m/s]).

Los aerogeneradores para producción de energía a gran escala se instalan en filas, formando lo que se conoce como parques eólicos. El precio de la energía eléctrica producida por ese medio resulta, en ciertos casos, competitivo con otras muchas formas de generación de energía. Esta competitividad de precios depende, entre otras cosas, de la calidad del viento, cercanía a redes de transmisión y precio de venta de la energía.

En lo que sigue se tratará a los aerogeneradores de eje horizontal como aerogeneradores simplemente, puesto que no se tratarán más los aerogeneradores de eje vertical.

3.3.3. Funcionamiento de un Aerogenerador

Un esquema general de cómo funciona el aerogenerador está dado por la figura 3.12. El aerogenerador consta de varias partes:

- **Palas del rotor:** Es donde se produce el movimiento rotatorio debido al viento.
- **Eje:** Encargado de transmitir el movimiento rotatorio.
- **Caja de engranajes o Multiplicadores:** Encargados de cambiar la frecuencia de giro del eje a otra menor o mayor según dependa el caso para entregarle al generador una frecuencia apropiada para que este funcione.
- **Generador:** Es donde el movimiento mecánico del rotor se transforma en energía eléctrica.

²Esto depende fuertemente de las condiciones del mercado eléctrico local (especialmente del precio de venta de la energía). Como se verá más adelante, en el caso de Chile se requieren alrededor de 25 [km/h]^2 (7 [m/s]) de velocidad promedio del viento anual para que un parque eólico sea económicamente atractivo.

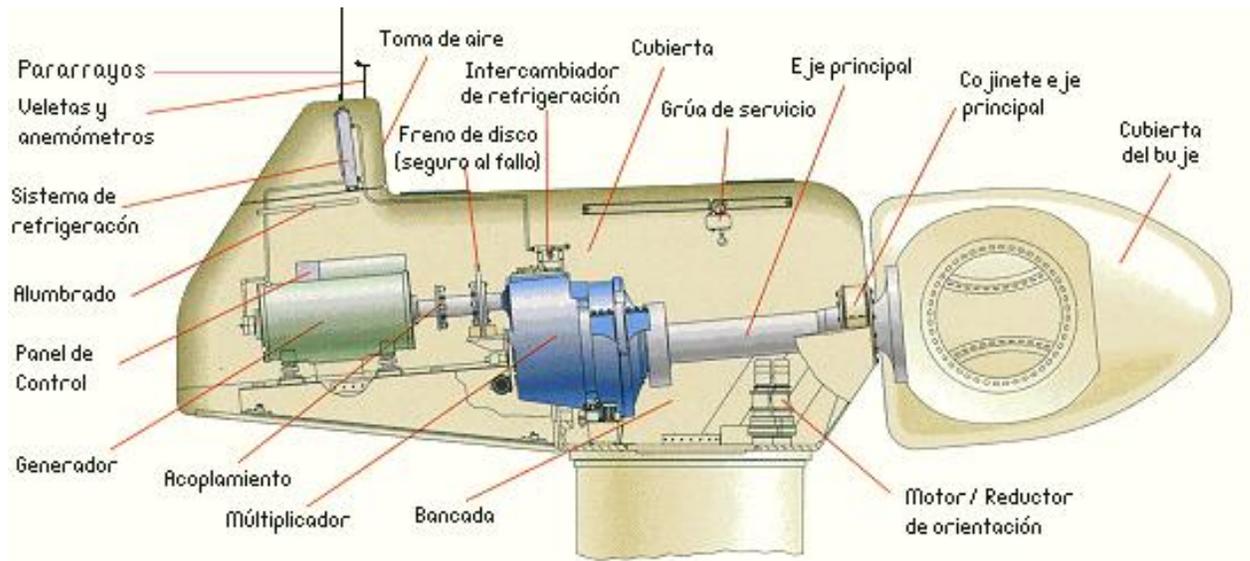


Figura 3.12: Esquema detallado de un generador eólico.

Además de estos componentes básicos, se requieren otros componentes para el funcionamiento eficiente y correcto del aerogenerador en base a la calidad de servicio de la energía eléctrica, algunos de ellos son:

- **Controlador electrónico:** que permite el control de la correcta orientación de las palas del rotor, también en caso de cualquier contingencia como sobrecalentamiento del aerogenerador lo para.
- **Unidad de refrigeración:** Encargada de mantener al generador a una temperatura prudente.
- **Anemómetro y Veleta:** Están dedicadas a calcular la velocidad del viento y su dirección respectivamente.

Todos estos componentes están conectados al controlador electrónico que procesa estas señales adecuadamente.

3.3.4. Tipos de aerogeneradores [7]

Existen diferentes configuraciones de generadores eólicos, las cuales se pueden resumir como sigue:

- Generador Directamente conectado a la red.
 - Operación a velocidad fija.
 - Principalmente generadores de Inducción.
 - Necesidad de compensación.
- Sistema con etapa CA-CC-CA.
 - Operación a velocidad variable.

- Generadores sincrónicos y asincrónicos.

A continuación se identifican los principales problemas y ventajas que estos arreglos ofrecen.

Los generadores de inducción demandan potencia reactiva que debe ser abastecida ya sea por la red eléctrica, o a través de la instalación de equipos de compensación como bancos de condensadores o equipos de electrónica de potencia. Generalmente la solución entregada por los bancos de condensadores shunt locales es la más utilizada, sin embargo los condensadores son diseñados normalmente para proporcionar un factor de potencia bueno a una cierta velocidad de viento. Las variaciones de la potencia activa y reactiva en los sistemas de velocidad fija debido a las variaciones en la velocidad del viento, son un importante problema de operación que ha hecho poco a poco más frecuente el uso de sistemas de velocidad variable.

Por otro lado, la operación a velocidad variable presenta beneficios tales como el de reducir las fluctuaciones de voltaje en el PCC³ y el de un control independiente de la potencia activa y reactiva entregada a la red. Otro beneficio es que la velocidad del rotor puede ser ajustada en función de la velocidad del viento, de forma tal de mantener la relación entre la velocidad lineal de las aspas y la velocidad del viento (TSR⁴) en su valor óptimo. A esta TSR, la eficiencia aerodinámica (o coeficiente de potencia), C_p ⁵, es máxima, lo que significa que la conversión de energía es a su vez maximizada. La mayor desventaja es la de un mayor costo de la turbina en comparación a las de operación a velocidad fija debido principalmente a la etapa inversora.

Existen dos enfoques en los aerogeneradores de velocidad variable. Un primer enfoque es uno en el cual toda la potencia generada por la turbina debe pasar a través de un convertidor de frecuencia antes de ser entregada a la red permitiendo, por ende, un amplio rango de variación de velocidad. El segundo cuenta con un rango restringido de variación de velocidad en el cual sólo una fracción de la potencia de la turbina debe ser convertida.

Se puede utilizar un esquema con un generador sincrónico multipolo donde puede ser removida la caja de engranajes entre la turbina y el generador (esto disminuye pérdidas por roce). Un problema con esta configuración es el tamaño relativamente grande del generador comparado con los generadores estándar.

3.3.5. Curvas de potencia de entrada, disponible y generada.

A partir de la distribución de Weibull, es posible calcular la potencia de entrada de un aerogenerador. Para ello se toma la distribución de los vientos y se calcula el valor de la potencia (función cúbica de la velocidad del viento) para intervalos definidos de velocidad (cada 0,1 m/s, por ejemplo). Los resultados obtenidos son ponderados por las frecuencias con las que se produce cada uno de los intervalos de viento, generándose una nueva curva (similar a la distribución de Weibull) denominada “Curva de Potencia de Entrada”, es decir, representa la potencia de entrada del aerogenerador. Esta curva normalmente se encuentra normalizada por el barrido del

³PCC: Punto de acoplamiento común (*Point of Common Coupling*).

⁴TSR: Razón de velocidad de la punta (*Tip Speed Ratio*).

⁵La eficiencia aerodinámica o coeficiente de potencia, C_p , se define como el coeficiente entre la potencia disponible en el viento y la potencia entregada por el aerogenerador. Esta eficiencia está limitada por la Ley de Betz (anexo A), por lo que para un aerogenerador ideal sería de aproximadamente un 59 %.

rotor⁶, obteniéndose una densidad de potencia eólica por metro cuadrado.

Una vez generada la curva anterior, para calcular la potencia disponible (útil) de la turbina, debe considerarse que existe un límite máximo equivalente al 59 % (Ley de Betz, ver demostración en apéndice A), para que el aerogenerador convierta la potencia de entrada en potencia eléctrica. Este límite considera una turbina ideal, de modo que para obtenerse la potencia neta generada por un aerogenerador real, debe tomarse la “Curva de Potencia del Aerogenerador” (entregada por el fabricante) y multiplicarla por la probabilidad de ocurrencia de las distintas velocidades de viento según la distribución de Weibull (ver figura 3.13).

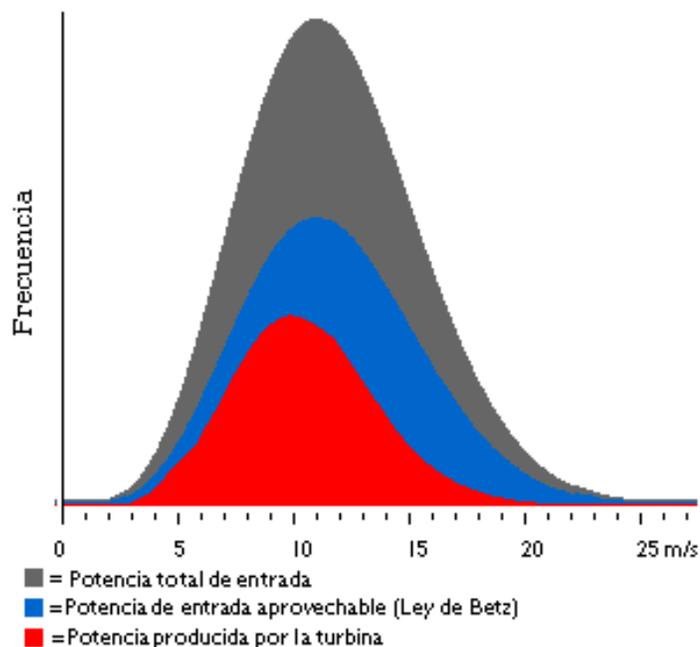


Figura 3.13: Potencia de entrada, potencia disponible y potencia de salida de un aerogenerador.
Fuente: www.windpower.org

Cabe notar que la relevancia de estos cálculos radica en poder calcular los valores de potencia promedio que pueden ser obtenidos de aerogeneradores situados en emplazamientos específicos. En general, el valor de la potencia promedio obtenida con las curvas de potencia difiere del valor que se obtiene al calcular la potencia como función cúbica de la velocidad promedio del viento (error de cálculo bastante frecuente y que puede conllevar a errores serios de dimensionamiento).

3.3.6. Curva de potencia de un aerogenerador

La “Curva de Potencia” de un aerogenerador es la relación de potencia que es capaz de generar una turbina bajo distintas condiciones de viento. Se compone de un tramo inicial desde velocidades de viento hasta la velocidad de *cut-in* donde la generación es nula, seguido de un tramo casi lineal de pendiente positiva que deriva en un tramo de potencia constante para un rango determinado de velocidades (en la figura 3.14 entre los 5 y los

⁶El barrido del rotor de un aerogenerador es el área circular definida por la longitud de las aspas y representa la superficie expuesta al viento.

25 [m/s]). Finalmente, para velocidades de viento superiores al límite de *cut-out*, la turbina se desconecta y la generación de potencia vuelve a ser nula.

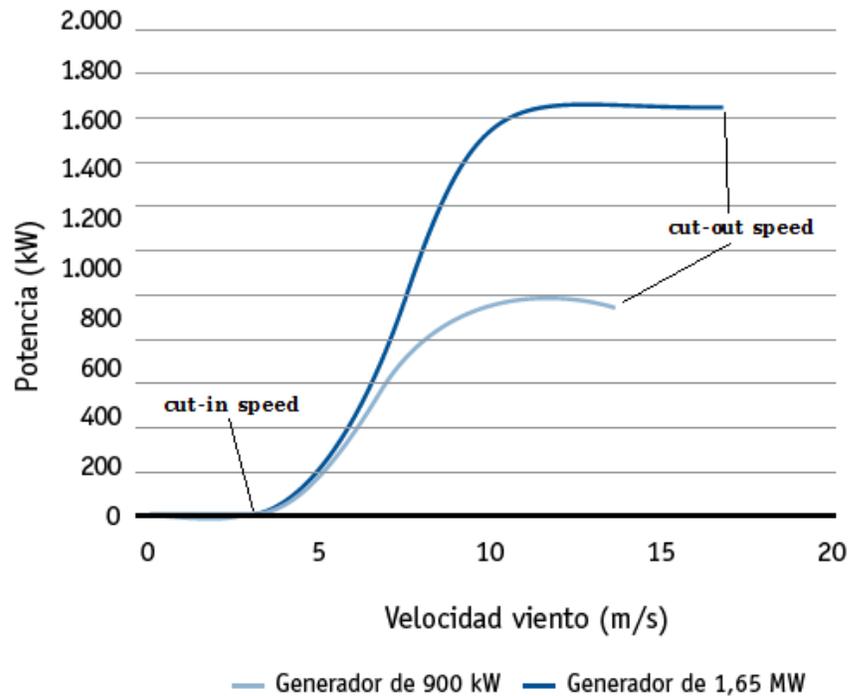


Figura 3.14: Curvas de potencia típicas de aerogeneradores.

Fuente: Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNNC) [5].

La velocidad *cut-in* es aquella a la cual el aerogenerador es capaz de generar electricidad. Para velocidades menores la potencia del viento no es capaz de vencer la inercia del rotor.

La velocidad *cut-out* es aquella a la que la turbina se apaga para proteger el rotor. Casi todos los aerogeneradores tienen algún tipo de control de sobre-velocidad para evitar daño al rotor y sobrecarga eléctrica. Sin esta protección, el rotor volaría lejos durante vientos fuertes.

Es interesante comparar las curvas de potencia disponible en el viento, potencia máxima aprovechable y potencia real del aerogenerador. En la figura 3.15 se aprecia dicha comparación.

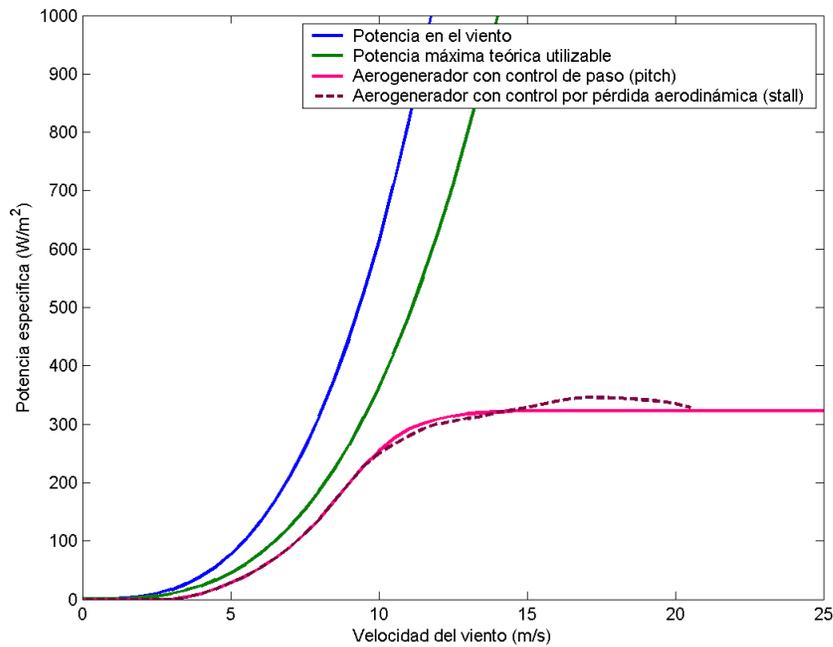


Figura 3.15: Curvas de potencia del viento y de un aerogenerador.
Fuente: Emprendimiento de Proyectos Basados en Energías Renovables [9].

Coefficiente de potencia

El coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad. El procedimiento de cálculo se realiza dividiendo la potencia eléctrica generada por la potencia eólica de entrada. El parámetro logrado es una medida de cuán eficiente es un aerogenerador.

Factor de carga

El factor de carga es la relación entre la producción anual de energía y la producción teórica máxima si la máquina estuviera funcionando a su potencia nominal durante las 8766 horas del año. Los factores de carga pueden variar en teoría del 0 al 100 %, aunque en la práctica el rango de variación va del 20 al 60 %, lo que depende principalmente del recurso eólico disponible.

3.3.7. Sistemas de control [4]

El control para cada turbina eólica considera los estados de encendido y apagado, así como el comportamiento cuando la planta se encuentra en estado de detención. Además, actúa sobre la velocidad de giro de modo que el aerogenerador opere dentro de los rangos de diseño (cut-in - cut-out), siendo especialmente relevante tener una estrategia de control que impida que el límite de velocidad se exceda en caso que la velocidad del viento aumente en forma desmedida. En este sentido, existen varias estrategias de control enfocadas al aprovechamiento de la energía eólica natural y su transferencia hacia el eje de las turbinas, pudiendo emplearse en forma individual o

bien en forma conjunta dependiendo del nivel de potencia. Entre ellas se encuentra el control de giro del molino en torno a su eje (Yaw), el giro de las aspas de acuerdo con la orientación del viento (Pitch), manejo de la geometría de las aspas (Stall) y el control por medio de alerones.

Las entradas del controlador de cada aerogenerador corresponden a variables físicas propias de la operación, como lo son las características del viento, revoluciones del eje, temperatura de los devanados del generador, la temperatura de los cojinetes del multiplicador, el tamaño y la frecuencia de las vibraciones en la góndola y en las palas del rotor, etc. Las salidas de sistema de control son señales que son aplicadas directamente hacia los actuadores, sin embargo, estas salidas resultantes de la estrategia de control se encuentran influidas por las acciones determinadas por el control supervisor (“Wind Plant Master Controller”).

En términos más específicos, los mecanismos de control en turbinas eólicas (“Wind Turbine Controller”) se encuentran principalmente referidos al aprovechamiento del recurso eólico, por lo tanto, todos los generadores eólicos están diseñados con algún tipo de control de potencia, sin embargo la estrategia de control debe considerar además la minimización de los efectos no deseables en la operación de la turbina, tales como esfuerzos mecánicos exagerados y fatiga de material.

A continuación se presentan los mecanismos de control más utilizados actualmente:

- **Mecanismo de orientación (“yaw control”):** El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para girar el rotor de la turbina en contra del viento de modo de evitar un error de orientación. Se dice que la turbina eólica tiene un error de orientación si el rotor no está perpendicular al viento, por lo cual una menor proporción de la energía del viento será aprovechada por el rotor. A simple vista, esto parece ser una excelente forma de controlar la potencia de entrada al rotor del aerogenerador, sin embargo, la parte del rotor más próxima a la dirección de la fuente de viento estará sometida a un mayor esfuerzo (par flexor) que el resto del rotor. Por tanto, las turbinas eólicas que estén funcionando con un error de orientación estarán sujetas a mayores cargas de fatiga que las orientadas en una dirección perpendicular al viento.

Casi todos los aerogeneradores de eje horizontal emplean orientación forzada, es decir, utilizan un mecanismo que mantiene la turbina orientada en contra del viento mediante motores eléctricos y multiplicadores. El mecanismo de orientación se activa por un controlador electrónico que vigila la posición de la veleta de la turbina varias veces por segundo, cuando la turbina está girando. Adicionalmente, los aerogeneradores cuentan con un contador de la torsión de los cables. Esto debido a que los cables que llevan la corriente desde el generador de la turbina eólica hacia abajo a lo largo de la torre estarán cada vez más torsionados si la turbina, por accidente, se sigue orientando en el mismo sentido durante un largo periodo de tiempo. Así pues, el contador de la torsión en los cables avisará al controlador de cuando es necesario destorsionar los cables. Como en todos los equipos de seguridad en la turbina, este sistema es redundante. En este caso, la turbina está equipada también con un interruptor de cordón que se activa cuando los cables se torsionan demasiado.

- **Regulación por cambio del ángulo de paso (“pitch controlled”):** En un aerogenerador de regulación por cambio del ángulo de paso, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor fuera del

viento. A la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo.

El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, el sistema de control generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica y los ángulos típicos de operación se encuentran entre los 0° y los 35° .

- **Regulación por pérdida aerodinámica (“stall controlled (passive)”)**: Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor.

La geometría de diseño hace que pala esté ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal, esto es así en parte para asegurar que la pala pierde la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico.

La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y presenta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Alrededor de las dos terceras partes de los aerogeneradores que actualmente se están instalando en todo el mundo son máquinas de regulación por pérdida aerodinámica.

- **Regulación activa por pérdida aerodinámica (“stall controlled (active)”)**: Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) está siendo desarrollado con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica. Técnicamente, las máquinas de regulación activa por pérdida aerodinámica se parecen a las de regulación por cambio del ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar. Para tener un momento de torsión (fuerza de giro) razonablemente alto a bajas velocidades del viento, este tipo de máquinas serán normalmente programadas para girar sus palas como las de regulación por cambio del ángulo de paso a bajas velocidades del viento (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento). Sin embargo, este tipo de máquinas presenta una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio del ángulo de paso al alcanzar su potencia nominal: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en la dirección contraria a la que lo haría una máquina de regulación por cambio del ángulo de paso. En otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder así consumir el exceso de energía del viento.

Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que al principio de una ráfaga de viento la potencia nominal sea sobrepasada. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades de viento. Un aerogenerador normal de regulación pasiva por pérdida aerodinámica tendrá generalmente una caída en la producción

de potencia eléctrica a altas velocidades de viento, dado que las palas alcanzan una mayor pérdida de sustentación.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso. Éstos deben tener gran precisión, puesto que los ángulos típicos de control en este caso son entre 0 y 4°.

La elección de la regulación por cambio de paso es sobretodo una cuestión económica, de considerar si vale o no la pena pagar por la mayor complejidad de la máquina que supone el añadir el mecanismo de cambio de paso de la pala.

- **Otros métodos de control de potencia:** Algunos aerogeneradores modernos usan alerones (flaps) para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones usan aletas para modificar la geometría de las alas y obtener así una sustentación adicional en el momento del despegue.

Otra posibilidad teórica es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje vertical) para disminuir la potencia. En la práctica, esta técnica de regulación por desalineación del rotor sólo se usa en aerogeneradores muy pequeños (de menos de 1 kW), pues somete al rotor a fuerzas que varían cíclicamente y que a la larga pueden dañar toda la estructura.

3.3.8. Algunas tecnologías disponibles

Las tecnologías existentes para la generación eólica no difieren demasiado unas de otras. Las principales diferencias entre un fabricante y otro son los materiales de construcción, tamaño de rotor, etc.

A continuación se presentan cuatro ejemplos, las turbinas Enercon E-70, Gamesa G58-850 kW, Vestas V82 y GE 1.5sle.

Enercon E-70

- Potencia nominal: 2 [MW].
- Diámetro del rotor: 71 m.
- Altura del eje: 64-113 m (depende de la torre y la base).

El concepto de esta turbina es no tener caja de cambios, tener velocidad variable y control de paso.

Rotor

- Tipo: Rotor contra el viento de control de paso activo.
- Dirección de rotación: la misma de las agujas del reloj.
- Número de álabes: 3.
- Área cubierta: 3.959 m².

- Material de álabes: Fibra de vidrio (resina epóxica); protección para rayos integrada.
- Velocidad de rotación: 22 a 80 m/s.
- Control de paso: Sistema de paso de álabes ENERCON, un sistema independiente para cada álabe.

En la figura 3.16 se ve la turbina Enercon E-70 y sus principales componentes.



Figura 3.16: Turbina Enercon E-70: 1. Guía principal, 2. Motores de viraje, 3. Generador anular, 4. Adaptador de álabes, 5. Centro del rotor, 6. Álabe del rotor.

Sistema de freno

- Tres sistemas de paso de álabes con suministro de emergencia.
- Freno del rotor.
- Seguro del rotor.

Otras características:

- Control de viraje: se activa mediante engranajes de ajuste, control para suavizar carga.
- Velocidad de entrada (cut-in): 2,5 m/s.
- Velocidad de salida (cut-out): 28-34 m/s.
- Monitoreo remoto: ENERCON SCADA.

Al no tener caja de cambios se reducen los esfuerzos mecánicos y aumenta la vida de servicio del equipo. Los costos de mantenimiento son más bajos (menos partes desgastándose, no necesita cambio de aceite para la caja, etc.). Los gastos de operación también se reducen.

Gamesa G58-850 kW

Ventajas:

- Paso variable para mejor control en condiciones de viento inestable.
- Velocidad variable: potencia máxima con la mejor calidad.
- Diseño de álabes utilizando tecnología del estado del arte.
- Experiencia extensa en terreno complejo.
- Amplia capacidad industrial aplicando todas las tecnologías esenciales.

En la figura 3.17 se ve la turbina con sus partes principales.

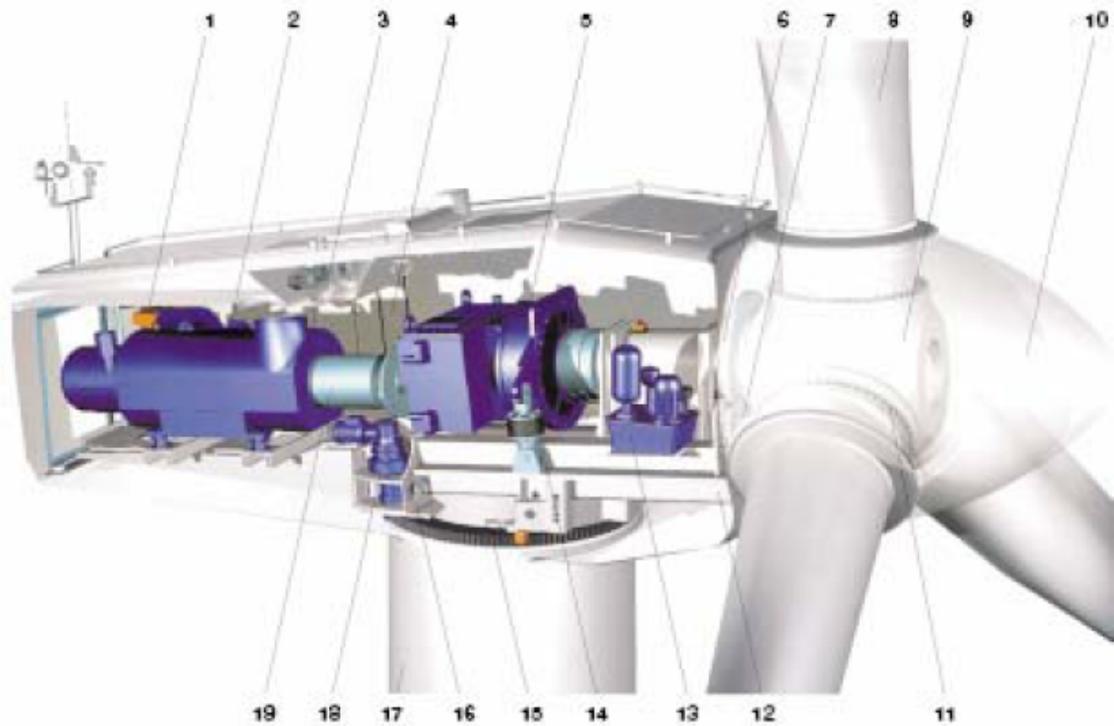


Figura 3.17: Turbina Gamesa G58-850 kW. 1. Puente grúa de servicio, 2. Generador, 3. Sistema de enfriamiento, 4. Unidad de control superior, 5. Caja de cambios, 6. Rodamientos del eje (lado del rotor y de la caja de cambios), 7. Sistema de bloqueo del rotor, 8. Álabes, 9. Centro de los álabes, 10. Cono de ruido, 11. Rodamiento de álabes, 12. Cojinete, 13. Unidad hidráulica, 14. Brazo de reacción de cambios, 15. Anillo de viraje, 16. Freno, 17. Torre, 18. Engranajes de viraje, 19. Transmisión, Eje de alta velocidad.

Rotor

- Diámetro: 58 m.
- Área cubierta: 2.642 m².

- Velocidad de rotación del rotor: 14,6 - 30,8 rpm.
- Dirección de rotación: sentido del reloj.
- Peso aproximado: 12.000 kg.
- Peso de la carcaza: 23.000 kg.

Álabes

- Número de álabes: 3.
- Largo: 28,3 m.
- Superficie de sustentación: NACA 63XXX + FFA-W3.
- Material: Fibra epóxica reforzada.
- Peso de álabe completo: 2.500 kg.

Torre tubular

Las características de la torre se muestran en la tabla 3.3

Tabla 3.3: Características de la torre

Tipo modular	Altura [m]	Peso [kg]
2 secciones	44	40.000
2/3 secciones	55	57.000
3 secciones	65	73.000
3 secciones	71	90.000

Caja de cambios

- Tipo: planetaria de una etapa o elicoidal de dos etapas.
- Razón: 50 Hz, 1:61,74; 60 Hz, 1:74,5
- Enfriamiento: Bomba de aceite con enfriador de aceite.
- Calentador de aceite: 1,5 kW.

Sistemas de control y monitoreo

El sistema de control se basa en convertidores IGBT y control electrónico PWM.

Contempla un sistema de control remoto que asegura un monitoreo en tiempo real de los parámetros de la máquina.

Freno

Freno primario aerodinámico. Además, tiene un freno mecánico de discos de emergencia activado de manera hidráulica.

Protección contra rayos

El generador de la turbina G58 utiliza el sistema de “protección total contra rayos” de acuerdo a las normas IEC 61024-1. Este sistema conduce al rayo desde ambos extremos de álabes hacia la carcasa, luego hacia la torre y finalmente al sistema de tierra. De este modo se protegen los álabes y se evita el daño de componentes eléctricos.

Curva de potencia

En la figura 3.18 se ve la curva de potencia de la turbina G58-850 kW para una densidad del aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$.

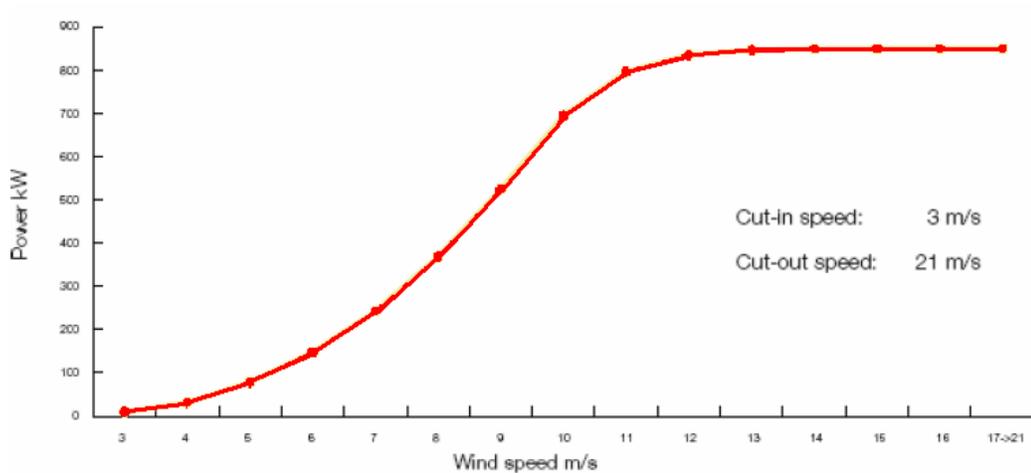


Figura 3.18: Curva de potencia de la turbina Gamesa G58-859 kW.

Vestas V82

- Potencia nominal: 1,65 [MW].
- Diámetro del rotor: 82 m.
- Altura del eje: 70 m.
- Rotor contra el viento con control *Active Stall*.
- Número de álabes: 3.
- Área cubierta: 5.281 m^2 .
- Material de álabes: Resina epóxica (carbón/madera/vidrio).
- Velocidad de rotación (nominal): 14,4 rpm.
- Frecuencia nominal: 50 Hz.
- Velocidad de entrada: 3,5 m/s.

- Velocidad de salida: 20 m/s.

Este aerogenerador cuenta con caja multiplicadora.

La curva de potencia del aerogenerador Vestas V82 se muestra en la figura 3.19

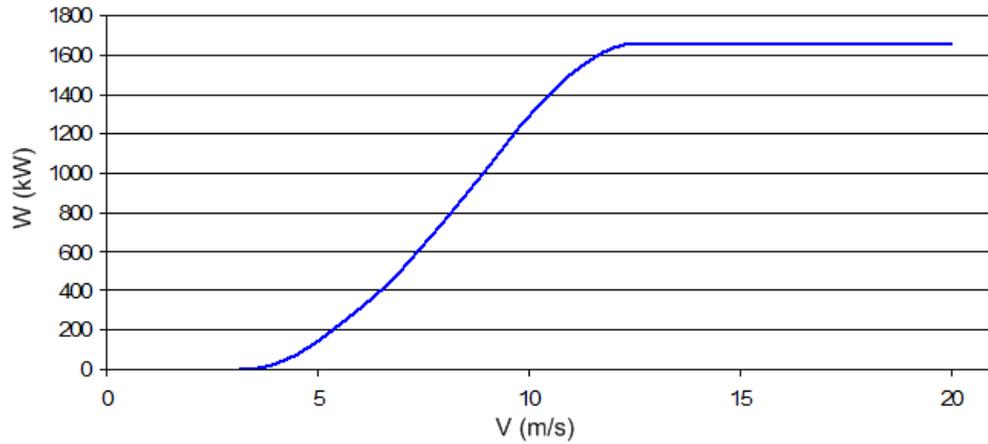


Figura 3.19: Curva de potencia de la turbina Vestas V82.

GE 1.5sle

- Potencia nominal: 1,5 [MW].
- Diámetro del rotor: 77 m.
- Altura del eje: 64,5 m.
- Rotor contra el viento con control de paso.
- Número de álabes: 3.
- Área cubierta: 4.657 m².
- Material de álabes: fibra de vidrio y resina epóxica o de polyester.
- Velocidad de rotación (nominal): 10-20 rpm.
- Frecuencia nominal: 50 Hz.
- Velocidad de entrada: 3,5 m/s.
- Velocidad de salida: 25 m/s.

Este aerogenerador cuenta con caja multiplicadora.

La curva de potencia del aerogenerador Vestas V82 se muestra en la figura 3.20

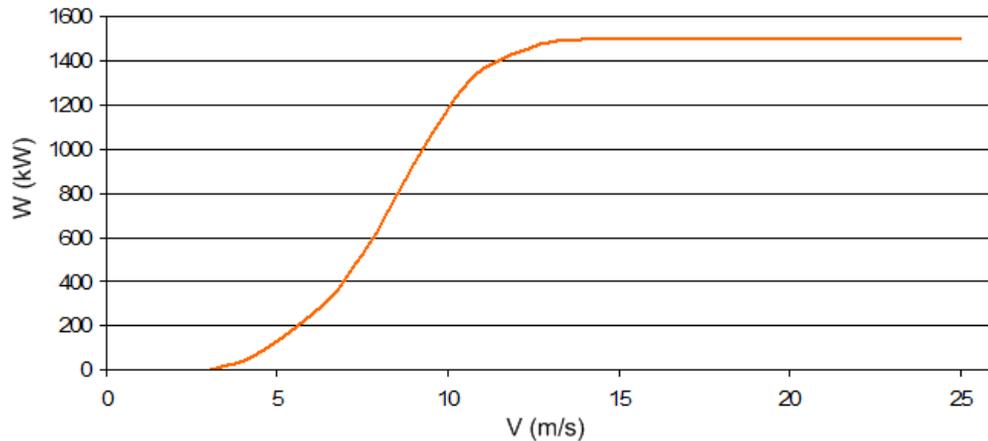


Figura 3.20: Curva de potencia de la turbina GE 1.5 sle.

3.4. Emplazamiento de una Máquina Eólica

El parámetro más significativo en la elección de una zona para instalar una máquina eólica es la velocidad del viento. Un buen molino comienza a funcionar con una velocidad del viento de 2 a 2,5 [m/s], para accionar bombas o los elevadores de agua y a partir de 3 a 4 [m/s] si se trata de aerogeneradores. Con dispositivos especiales se mantiene constante la potencia para velocidades comprendidas dentro de un amplio intervalo (por ejemplo, entre 2 y 12 [m/s]) y se interrumpe su funcionamiento para velocidades del viento superiores a 18-25 [m/s].

La instalación racional de un generador implica, por tanto, un conocimiento detallado de las condiciones climatológicas, relativas a la frecuencia e intensidad de los vientos, los periodos de calma, etc. Por lo general son buenos todos los emplazamientos situados a gran altura sobre el suelo, mientras que a poca altura el viento varía mucho con las características del lugar y su entorno.

Las características físicas de un buen emplazamiento pueden resumirse en las normas siguientes:

- Poseer una alta velocidad media anual de los vientos de la zona.
- Ausencia de grandes obstáculos en 2 ó 3 [km] en la dirección dominante del viento.
- Estar localizado en la parte alta de una colina de pendientes suaves y redondeadas, o en una isla, sobre el agua de un lago o del mar.
- Estar situado en una llanura abierta o en una costa no accidentada.

En la figura 3.21 se muestra el efecto de obstrucciones sobre el viento.

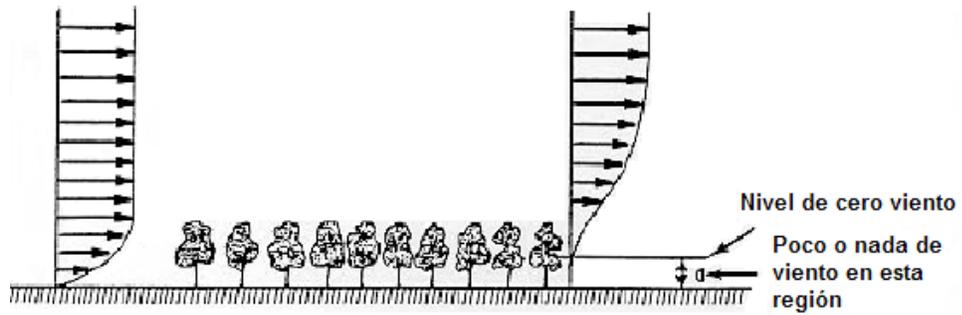


Figura 3.21: Efecto de obstáculos sobre el viento.

Fuente: Bay Winds.

En la figura 3.22 se muestran buenos y malos lugares para instalar una turbina eólica.

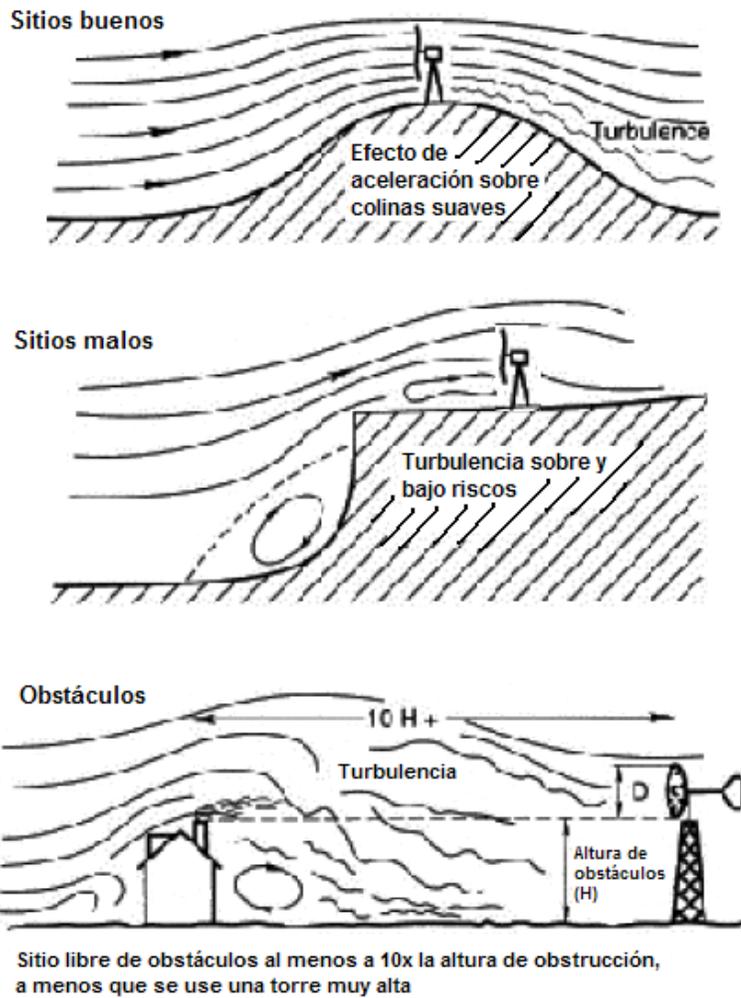


Figura 3.22: Lugares buenos y malos para ubicar un aerogenerador.

Fuente: BWEA.

En la figura 3.23 se aprecia el efecto de árboles sobre el viento.

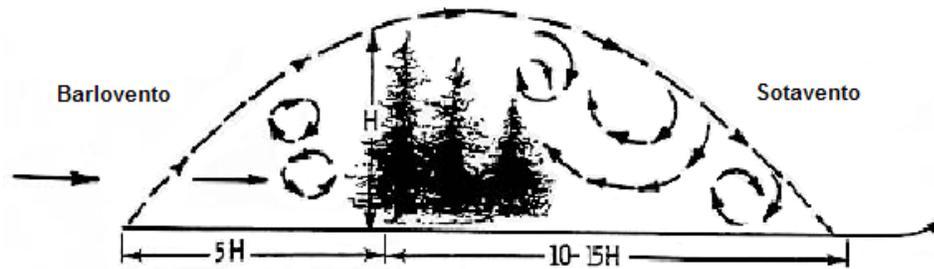


Figura 3.23: Efecto de árboles sobre el viento.

Fuente: Bay Winds.

En el caso de edificios, el efecto es similar, pero más amplio (hasta 20 veces la altura del edificio en dirección del viento).

3.5. Nivel de penetración de mercado [4]

En los últimos años se ha producido un crecimiento importante de la generación eólica en todo el mundo, este crecimiento hace prever que en un par de décadas, el 12 % de la producción mundial de electricidad tendrá su origen a partir de los recursos eólicos. En el caso de Europa se espera que este porcentaje llegue al 20 %.

Desde el punto de vista de integración al sistema, según estudios realizados, se estima que no existen obstáculos sustanciales para que la energía eólica alcance porcentajes de penetración de mercado del 20 %. Para quienes apoyan este tipo de tecnologías, esta cifra es incluso conservadora. Al respecto la experiencia práctica obtenida en la zona occidental de Dinamarca muestra que es posible alcanzar niveles punta de hasta el 50 % durante períodos de mucho viento.

En Gran Bretaña pueden constituir hasta un 20 %, a pesar de la desventaja que aparece en sistemas puramente térmicos donde las variaciones de carga de las fuentes eólicas, debido a la variabilidad de los vientos, exige que el resto del sistema provea las diferencias en forma muy rápida, con desfases breves. En sistemas hidrotérmicos estas variaciones no constituyen un problema, ya que pueden ser absorbidas por las centrales reguladoras del sistema, en especial por las unidades hidráulicas.

El límite de penetración al mercado de la energía eólica depende principalmente de la capacidad de regulación del sistema. Para tener capacidad de regulación, es necesario contar con capacidad de reserva pronta a ser utilizada, de manera que si por algún motivo baja la potencia entregada en un instante o sube su consumo, el sistema sea capaz de aumentar rápidamente la potencia generada. Debido a la característica estocástica de su recurso primario, las centrales eólicas son autodespachadas, es decir entregan energía de acuerdo al viento, y a la potencia que éste permita. Es por lo anterior que resulta importante tener un respaldo para este tipo de centrales, puesto que si un parque eólico deja de generar electricidad por falta de viento el resto del sistema deberá aumentar su despacho; del mismo modo si un parque comienza a entregar potencia, el resto del sistema deberá disminuir su despacho de algún modo. Estas disminuciones y aumentos del despacho son absorbidas por las unidades reguladoras, las cuales funcionan a una cierta carga que les permite tanto aumentar como disminuir

la generación en un cierto rango. Esta tarea es más sencilla para el caso de las unidades hidráulicas, por lo que en sistemas ricos en generación hidroeléctrica debiera resultar más sencilla la instalación de parques eólicos. Luego, se podría generar un alto porcentaje de la electricidad mediante energía eólica, sin embargo para esto habría que aumentar la capacidad de regulación, lo que como se explicó anteriormente implica la existencia de capacidad de reserva instalada en el sistema, y esto último tiene un costo asociado que pone un límite económico a la capacidad de regulación. Otro punto a considerar, es que la potencia instalada de energía eólica en un sistema no debiera superar la demanda mínima de éste, puesto que podría ocurrir que la potencia generada por los parques fuera mayor que el consumo del sistema.

3.6. Aspectos regulatorios y medioambientales [4], [6]

Para construir un parque eólico de 3 MW o más, es necesario confeccionar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) o una Declaración de Impacto Ambiental (DIA)⁷, en el cual se indican los efectos del proyecto sobre el medio ambiente y las medidas, en caso de haberlas, que se tomarán para mitigarlos.

Se estima que los siguientes aspectos pueden ser de importancia para la construcción de parques eólicos:

- Altura máxima de torres y señalética conforme a lo exigido por la Dirección de Aeronáutica.
- Servidumbres de los terrenos de emplazamiento.
- Ruido y vibraciones conforme a regulación ambiental.
- Impacto con cosmovisión o manejo territorial de culturas nativas.

La energía eólica, aunque limpia en emisiones, tiene impactos visuales y de ruido. El impacto visual es inevitable, especialmente si los sitios más ventosos son a menudo paisajes de alto valor.

El ruido puede ser un problema si las turbinas están situadas demasiado cerca de viviendas. Sin embargo, la selección del emplazamiento puede ayudar a mitigar su efecto. Por otra parte, dado que el ruido está en general relacionado a una pérdida de potencia, se espera que en el futuro un mejor entendimiento de la generación del ruido de turbinas resultaría en diseños más silenciosos. La naturaleza muy subjetiva de la percepción de ruido hace que este problema no pueda ser descartado. Otros impactos ambientales, tales como la interferencia electromagnética y los efectos en la vida de aves y animales son relativamente bajos.

La Organización Meteorológica Mundial (WMO), en un informe técnico emitido en 1981, señala como impedimentos ambientales al uso de los grandes generadores eólicos los siguientes por orden de importancia:

- Interferencias electromagnéticas que distorsionan las señales de televisión en un área de hasta 5 [km].
- Estética, aunque este aspecto es muy subjetivo y viene influido por muchos factores.

⁷La necesidad de un EIA o una DIA depende de las características del proyecto, especialmente de su magnitud y de su posible similitud con otros proyectos ya aprobados por las autoridades ambientales.

- Ruido: se han realizado muchos estudios acerca de los efectos de los infrasonidos (frecuencia inferior a 16 [Hz]) y de los sonidos audibles (frecuencia entre 16 [Hz] y 20 [Khz]) producidos por un generador eólico. Los infrasonidos pueden afectar al sistema respiratorio del hombre y causan molestias y náuseas. Los sonidos audibles pueden afectar al oído humano y al sistema nervioso.
- Cambios microclimáticos, no son significativos a no ser que se coloquen muchos generadores próximos unos a otros.
- Migraciones de pájaros (se deben considerar las rutas de aves migratorias).

3.7. Energía Eólica en Chile

En Chile se han realizado algunos estudios tendientes a caracterizar parcialmente el potencial energético eólico nacional y hay otros en ejecución. Durante 1992, se hizo una recopilación de la mayoría de la información de viento disponible a esa fecha, a partir de la cual se evaluó el recurso eólico en lugares con información confiable (Evaluación del potencial de energía eólica en Chile, CORFO). Dada la baja densidad y características de las estaciones meteorológicas disponibles, el estudio no permitió tener una visualización íntegra del potencial eólico de Chile.

Por otro lado, el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de U.S.A.⁸ desarrolló para CNE un mapa preliminar del potencial eólico del archipiélago de Chiloé orientado a la evaluación del recurso para aplicaciones rurales no conectadas a red. Este mapa ha permitido elaborar una cartera de proyectos híbridos Eólico - Diesel para abastecer a más de 3100 familias distribuidas en 32 islas del Archipiélago.

A pesar de la escasa información disponible sobre el potencial explotable del recurso, y dadas las características geográficas de Chile, es posible identificar zonas que pueden contar con niveles de viento que permitan su aprovechamiento con fines de generación eléctrica. Entre ellas están:

- Zona de Calama en la II Región y, eventualmente, otras zonas altiplánicas.
- Sector costero y zonas de cerros de la IV Región y, eventualmente, de las otras regiones del norte del país.
- Puntas que penetran al océano en la costa de la zona norte y central.
- Islas esporádicas.
- Zonas costeras abiertas al océano y zonas abiertas hacia las pampas patagónicas en las regiones XI y XII: Estas últimas han demostrado tener un excelente recurso eólico.

⁸National Renewable Energy Laboratory, NREL.

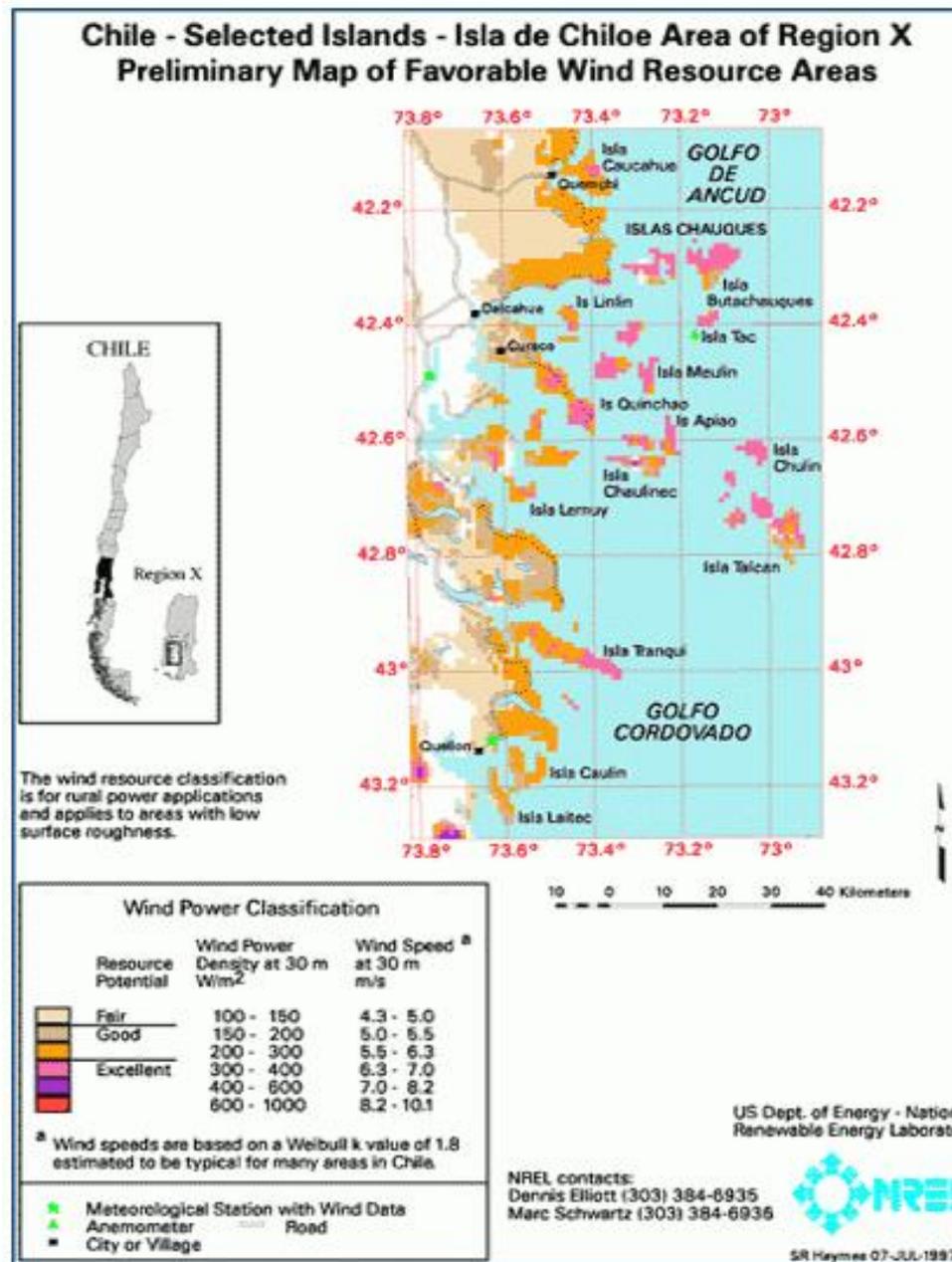


Figura 3.24: Mapa preliminar con islas de recursos eólicos favorables en la décima región.

3.7.1. Central Alto Baguales [4]

La central eólica Alto Baguales, en operación desde noviembre de 2001, es de propiedad de la empresa SAESA y se encuentra situada aproximadamente a 5 Km de Coyhaique. Cuenta con una capacidad instalada de aproximadamente 1,98 [MW], distribuida en tres turbinas eólicas idénticas de 660[KW] cada una. Esta central eólica representa aproximadamente el 10 % de la capacidad total instalada en el Sistema de Aysén.

Características técnicas

Las turbinas del parque corresponden al modelo V47-660KW de la empresa VESTAS con generadores situados a una altura de 40 metros sobre el nivel del suelo.

Las turbinas poseen sistemas de control de potencia aerodinámico tipo pitch que le permite orientar las aspas para un mejor aprovechamiento de los vientos.

Otras características técnicas de las turbinas corresponden al diámetro del rotor que alcanza los 47 metros (tres aspas) y la velocidad de giro que alcanza las 28,5 [RPM]. Las velocidades de cut-in (entrada) y cut-out (salida) son de 4 [m/s] y 25[m/s], y la velocidad para potencia nominal es a partir de los 15[m/s].

Características de operación

Durante los primeros 15 meses de operación no hubo perturbaciones significativas del sistema con la operación del parque eólico. La producción de energía anual del parque (considerando las tres unidades) alcanzó los 6.5 [GWh] durante el año 2002, con un factor de planta del 41 %.

Capítulo 4

Bonos de carbono

4.1. Gases de efecto invernadero (GEI) [10],[11]

Los gases efecto invernadero tienen la capacidad de permitir el paso de la radiación solar incidente y luego de impedir el paso de la radiación reflejada por la superficie del planeta, atrapando así la energía y produciendo el calentamiento de la tierra.

En la medida que aumenta la concentración de estos gases en la atmósfera, mayor es su calentamiento.

Algunos impactos negativos del calentamiento global son:

- Más eventos extremos: sequías e inundaciones.
- Cambios climáticos.
- Pérdida de recursos naturales.
- Aumento del nivel del mar.

4.2. El Protocolo de Kyoto y su desarrollo [11],[13]

Para mitigar el calentamiento global, se reunieron representantes de varios países y se desarrolló el Protocolo de Kyoto.

El protocolo de Kyoto es un instrumento creado principalmente para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de los países desarrollados. Dichos gases debieran reducirse un 5,2 % al año 2012, tomando como base las emisiones existentes en 1990. Chile ratificó el Protocolo en agosto del 2002, lo que le permitirá acceder a los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), que son instrumentos que permiten a los países en desarrollo acceder a transferencia de tecnologías limpias para mitigar y adaptarse al cambio climático. El tratado ha sido ratificado por la Unión Europea pero no por los Estados Unidos. Cuando por fin el gobierno de Rusia se decidió a ratificarlo, el tratado entró en vigor en Febrero del 2005 (por haberse alcanzado entre los firmantes el 55 % de las emisiones globales). Entre los países que han ratificado este documento se encuentran los de la Unión Europea y Japón.

A pesar de que algunos países europeos, como España, difícilmente cumplirán lo pactado, es muy posible que el conjunto de la Unión Europea sí lo logre, sin necesidad de aplicar nuevas políticas, ni sufrir nuevos costes (si bien las emisiones del sector transporte han aumentado ya un 20 % entre 1990 y 2001). En efecto, Alemania, gracias al cierre de industria pesada tras su reunificación con la parte oriental rebajó sus emisiones per cápita de 12,2 ton/año en 1990 a 10,5 ton/año en 2002; el Reino Unido, gracias al paulatino abandono del carbón desde los tiempos de Thatcher y su apuesta por el gas y la energía nuclear, pasó de 10,1 ton/año en 1990 a 9,2 ton/año en 2002; y finalmente, Francia, gracias a su opción de electricidad nuclear (el 80 % de su producción) pasó de tener en 1990 unas emisiones de CO₂ per cápita de 6,7 ton/año a tener en 2002 unas emisiones de 6,3 ton/año. Sin embargo, las emisiones per cápita de España aumentaron de 5,7 ton/año en 1990 a 7,8 ton/año en 2002.

La meta del protocolo de Kyoto fijada para el 2012 corresponde a una reducción de aproximadamente 1.000 millones de toneladas de CO_{2_{eq}} (con respecto a las emisiones de 1990), y el potencial conocido de los proyectos del mecanismo para un desarrollo limpio generará, según estimaciones actuales, más de 910 millones de toneladas de reducciones de emisiones para finales de 2012. Es decir, es probable que se alcance la meta si se siguen sumando proyectos el MDL.

Si bien el MDL ha dado buenos resultados hasta el momento, no se sabe qué sucederá después del 2012. Es posible que se fijen nuevas metas y que el MDL se mantenga, aunque también podría modificarse el mecanismo, o incluso ser eliminado. Para efectos de la evaluación económica se considerará que el MDL seguirá vigente sólo hasta el 2012 inclusive.

4.2.1. Mecanismo de desarrollo limpio (MDL)

Como medida para facilitar la reducción de emisiones, se desarrolló el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Este mecanismo consiste en que si una nación suscrita al protocolo de Kyoto supera el límite de emisiones, entonces debe comprar *bonos de carbono* mediante el financiamiento de parte de proyectos que reduzcan las emisiones de GEI en algún país huésped (ver figura 4.1). De este modo, una empresa de la nación suscrita compra Certificados de Emisiones Reducidas (CER) que dan cuenta de una cierta disminución de emisiones que se consideran hechas en el territorio de la misma empresa.

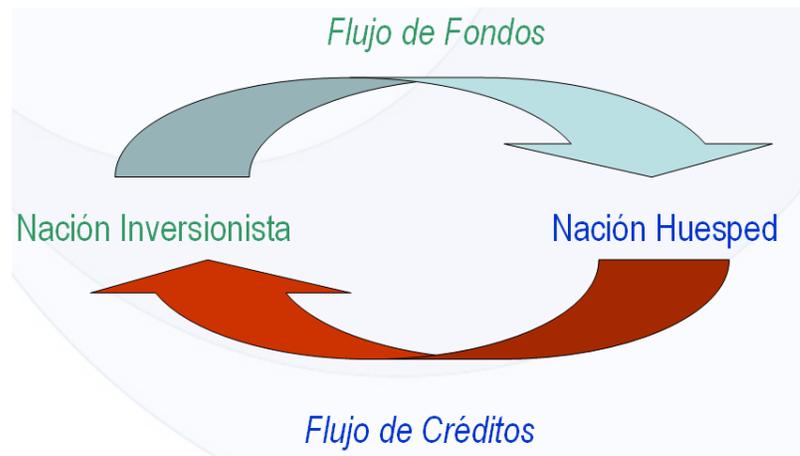


Figura 4.1: Esquema de funcionamiento de los MDL.
Fuente: EcoSecurities [10].

La central hidroeléctrica Chacabuquito, en la V región, es una de las empresas que vendió bonos de carbono mitigando el calentamiento de la tierra. La planta comprobó que había evitado que se liberaran 112.607 toneladas de carbono, y recibió por ello US\$ 400.000, a US\$ 3,5 la tonelada. De acuerdo a algunas proyecciones oficiales, se estima que estos papeles costarán cerca de US\$ 8 la tonelada una vez que se ratifique el protocolo de Kyoto. Esta venta fue parte de una venta que hizo el FPC “en verde”¹ del 60 % de todas las reducciones que tendrá Chacabuquito, El 40 % restante lo compró Mitsubishi.

Para poder financiar un proyecto mediante MDL hay ciertas normas a seguir. Como requisito fundamental se encuentra la “adicionalidad” del proyecto con los MDL. Esto significa que el proyecto debe ser rentable para la empresa en cuestión² si y solo si se venden bonos de carbono. Para definir la rentabilidad del proyecto se deben utilizar los criterios de la empresa que lo realizará, pudiendo venderse bonos de carbono en dos casos:

1. Si un proyecto no rentable por sí solo llega a serlo mediante venta de los bonos (ver figura 4.2).
2. Si el riesgo del proyecto es demasiado alto (por ejemplo por uso de tecnologías desconocidas, como podría ser el caso de varias ERNC en Chile), justificándose solo al vender los bonos.

¹Se llama *en verde* cuando la empresa fija el precio de los bonos antes de producirlos y antes de saber con exactitud cuánto reducirá las emisiones. En este caso los bonos se venden más baratos que una vez en marcha el proyecto.

²El proyecto será considerado rentable para la empresa si su rentabilidad es igual o superior a la global de la empresa.

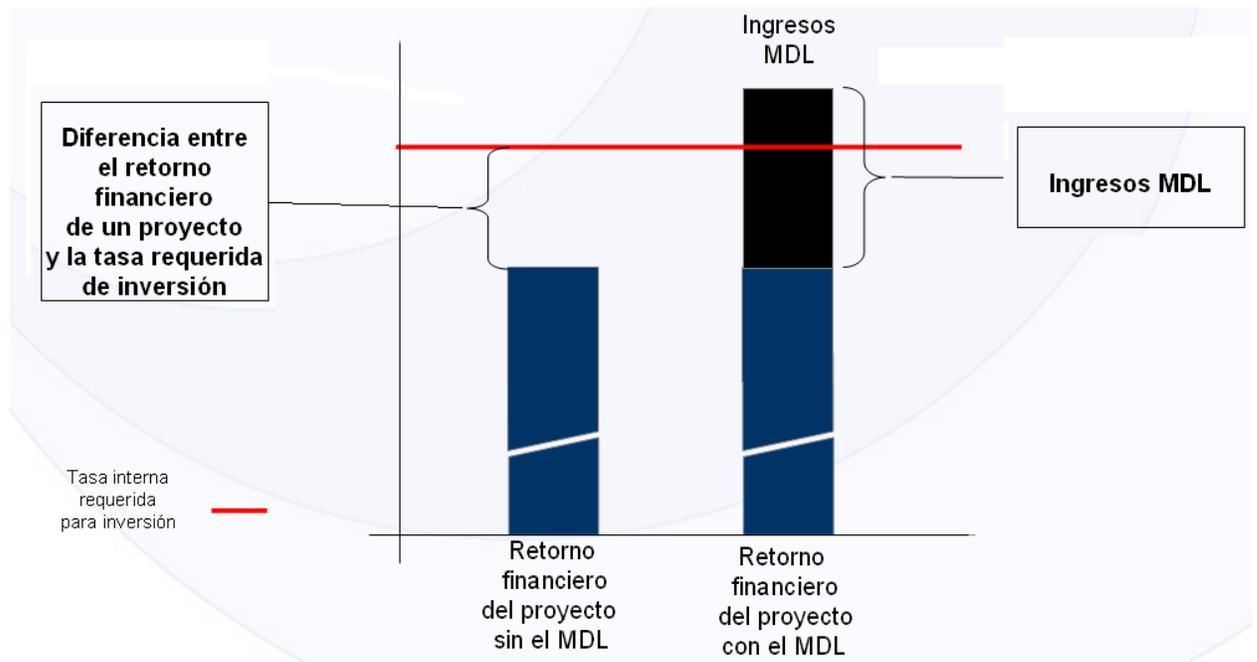


Figura 4.2: Adicionalidad de los MDL para un proyecto.
Fuente: EcoSecurities [10].

Ambos casos pueden resultar ambiguos en una primera aproximación, por lo que la evaluación se realiza con la ayuda de una empresa tercera e imparcial que realiza un *Project Design Document* (PDD), que es un documento estándar en inglés y cuyo formato se obtiene en internet. El PDD consiste fundamentalmente en una simulación de captura de toneladas equivalentes de CO₂ (algunos proyectores capturan otros gases que afectan de manera diferente a la atmósfera, por lo que existen equivalencias entre toneladas de dichos gases y toneladas de CO₂) por año. Una vez realizado el PDD, la empresa dueña del proyecto debe someter el proyecto a una evaluación por parte de la autoridad nacional designada³ (CONAMA en el caso de Chile) y luego contratar una DOE (organismo calificado por la UNFCCC que verifica la información contenida en el PDD). Si la DOE acepta el proyecto, éste se valida y envía a la Junta Ejecutiva de Naciones Unidas, que verifica la veracidad del documento y lo registra. En la figura 4.3 se aprecia un diagrama del proceso de certificación.

³DNA: Designated National Authorities.

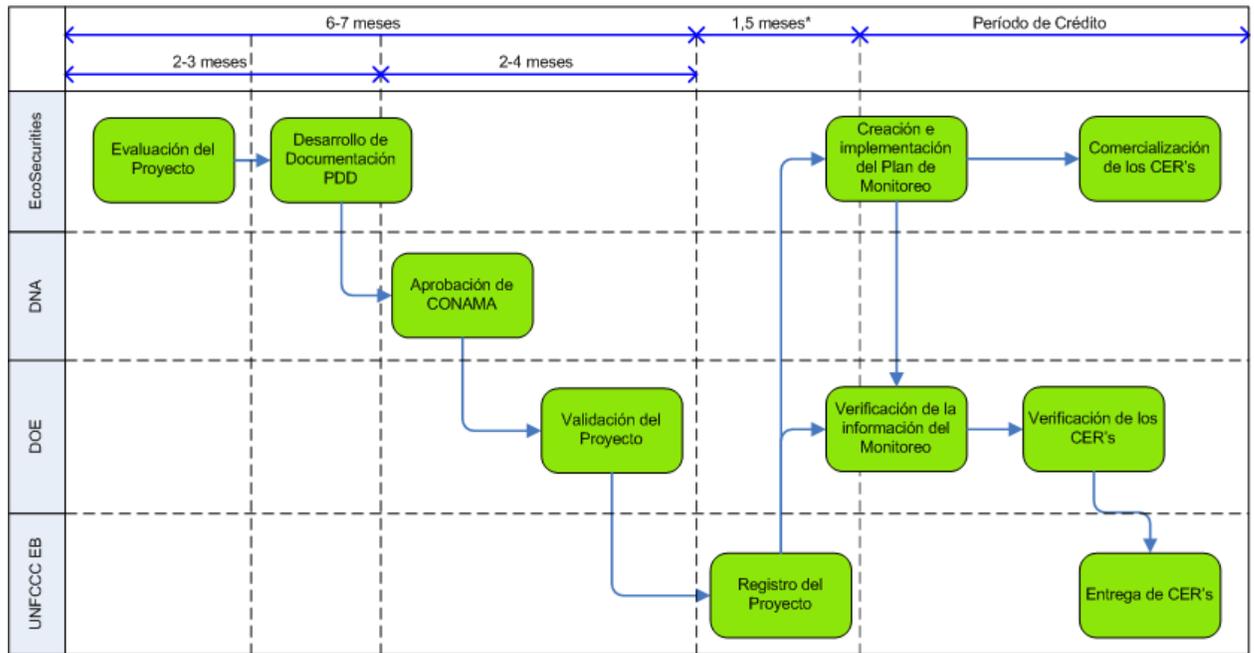


Figura 4.3: Diagrama del proceso de certificación.

Fuente: EcoSecurities [10].

Los costos del proceso de certificación se resumen en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Costos del proceso de certificación

Ítem	Costo proyecto pequeño ⁴	Costo proyecto grande
Desarrollo PDD	30.000 USD	30.000 USD
Validación (DOE)	10.000 USD	10.000 USD
Registro UNFCCC	0,1 USD/CER	0,2 USD/CER

Fuente: Eco Securities [10].

Luego, los costos de certificación de un proyecto para MDL dependen de su magnitud (potencia instalada). En el caso de parques eólicos, otra variable importante es su factor de planta.

Una vez que el proyecto cumpla un año de funcionamiento, la empresa debe contratar a un organismo verificador que mide la captura real de toneladas de CO₂ equivalentes (en la tabla 4.2 se muestran equivalencias de toneladas de un gas dado a toneladas de CO₂). Una vez realizada la medición, el organismo emite un informe a la Junta Ejecutiva de Naciones Unidas, que luego de verificar la información recibida emite un Certificado de Emisiones Reducidas (CER), el cual se tranza en el mercado de los bonos de carbono.

⁴Un proyecto de generación se considera pequeño, para efectos de la certificación, si consta de hasta 15 MW de potencia instalada.

Tabla 4.2: Principales GEI y equivalencias

Gas	Porcentaje emitido	Equivalencia
CO ₂ (Dióxido de carbono)	65 %	1
CH ₄ (Metano)	18 %	21
N ₂ O (Óxido nitroso)	6 %	325
Fluorocarbonos y otros	11 %	
HFCs		120-120000
PFCs		6500
SF6		23900

Fuente: Corma [12].

Por otro lado, la venta de bonos de carbono se puede realizar según dos planes:

- Contrato por siete años, renovable dos veces.
- Contrato por diez años, sin opción de renovación.

La empresa dueña del proyecto escoge el plan que más le acomoda, decisión que debe quedar claramente indicada en el PDD.

Otro detalle importante a considerar es que el mercado de los bonos de carbono existirá, tal como es hoy, sólo hasta el año 2012 incluido. Una vez cumplido tal plazo no se sabe con certeza si el MDL seguirá vigente, si será modificado, etc.

Por otro lado, un proyecto eólico que se comience a planear hoy no entrará en marcha antes del año 2008 (considerando un mínimo de un año de toma de mediciones y algunos meses para instalación), por lo que le quedarían a lo sumo 5 años de posible venta de bonos de carbono (en caso que acabe el MDL). Dada esta incertidumbre, resulta difícil evaluar las alternativas de períodos de un proyecto (siete años renovable tres veces o diez años sin renovación), puesto que existe la posibilidad de que el MDL cambie o incluso desaparezca.

En cuanto al precio de venta de los bonos de carbono, este se ajusta según el mercado; sin embargo Endesa Chile tiene un acuerdo con Endesa España mediante el cual la primera asegura a la segunda la venta de todos los bonos de carbono que produzca a cambio de mantener un precio fijo de los bonos, que es de 10 euros por CER⁵.

4.2.2. Metodología para la demostración de adicionalidad y cálculo de reducción de emisiones [13]

Para evaluar un proyecto, se deben utilizar metodologías aceptadas por la UNFCCC⁶, las cuales se pueden encontrar en internet⁷. Para el caso particular de proyectos basados en ERNC, la metodología apropiada es la AM0026 (Metodología para generación de electricidad conectada a la red de cero emisiones mediante recursos renovables en Chile o en países con red de despacho basada en orden de mérito). Esta metodología consiste en una serie de procedimientos y criterios para demostrar la aplicabilidad, adicionalidad y reducción de emisiones. En lo que sigue se presentan los fragmentos más relevantes para el presente trabajo.

⁵Un CER corresponde a una tonelada de CO₂ equivalente de emisiones reducidas.

⁶United Nations Framework Convention on Climate Change.

⁷<http://unfccc.int>.

■ **Aplicabilidad**

La metodología AM0026 es aplicable para proyectos de generación de electricidad mediante recursos renovables tales como energía solar, eólica y geotérmica, entre otras. Además, el proyecto debe estar conectado a redes de la República de Chile y cumplir las obligaciones legales definidas por las regulaciones de electricidad chilenas⁸.

■ **Escenario base**

Para proyectos que no modifiquen una planta de generación de electricidad existente, la electricidad entregada a la red por el proyecto sería generada, en caso de ausencia de éste último, por la operación de plantas generadoras conectadas a la red y/o por la adición de nuevas fuentes de generación, como se refleje en los cálculos de margen combinado (CM) explicados más adelante.

Para proyectos que modifiquen una planta generadora existente las condiciones son diferentes, sin embargo tales condiciones no son aplicables para proyectos eólicos.

■ **Adicionalidad**

Para demostrar la adicionalidad de un proyecto, se debe utilizar la última versión de la *Herramienta para la demostración y gravamen de adicionalidad*, disponible en el sitio web de la UNFCCC⁹.

La demostración de adicionalidad para el caso de proyectos eólicos conectados a la red consiste principalmente en demostrar que el proyecto no es lo suficientemente rentable por sí solo. Para esto se deben calcular indicadores tales como el VAN y la TIR y comparar dichos valores con los estándares de la empresa. En resumen, se debe demostrar que el proyecto no se realizaría sin la venta de bonos de carbono, mientras que sí se hace atractivo al agregarlos.

■ **Reducción de emisiones**

La actividad del proyecto reduce emisiones de CO₂ mediante la sustitución de generación de energía por fuentes existentes conectadas a la red, así como por adiciones futuras a la red. La reducción de emisiones del proyecto durante el año y , ER_y , es la diferencia entre la reducción de emisiones con respecto al caso base, BE_y , las emisiones del proyecto, PE_y y las emisiones generadas por actividades anexas al proyecto (construcción de la planta, manejo de combustibles, inundación de terrenos, etc.), L_y , y se expresa como sigue:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (4.1)$$

En el caso de un parque eólico, el término PE_y se anula, ya que las turbinas eólicas no emiten ningún tipo de GEI. Por otra parte, el término L_y se puede despreciar para una evaluación primaria, ya que no se conocen bien los caminos a utilizar o si será necesario construir caminos, entre otras variables importantes. Luego, la ecuación 4.1 queda expresada como:

$$ER_y = BE_y \quad (4.2)$$

⁸Esta última condición tiene una alternativa referente a proyectos en países distintos de Chile, sin embargo para el presente trabajo esto no es relevante.

⁹<http://unfccc.int>.

Donde BE_y debe ser expresado en toneladas de CO_2 equivalentes (así como los demás términos en caso de no considerarlos nulos).

Para determinar el término BE_y se debe utilizar la expresión siguiente:

$$BE_y = EF_y \cdot G_y \quad (4.3)$$

Donde EF_y es el factor de emisiones del caso base en tCO_2/MWh y G_y es la electricidad generada por el proyecto en cuestión (en MWh).

Para calcular el factor de emisiones del caso base, es necesario conocer algunos datos del sistema en el que se instalará el proyecto y aplicar un modelo autorizado por la UNFCCC¹⁰. A continuación se explica un modelo y posteriormente se presentan los cálculos del factor de emisiones para el SIC.

El modelo consiste en estimar las emisiones de los diferentes tipos de centrales¹¹ a partir del contenido de carbono (para el CO_2) y de factores de emisión para los casos de CH_4 y N_2O . El contenido de carbono y los factores para diferentes combustibles se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4.3: Contenido de carbono y factores de emisión

Combustible	Contenido C [ton/TJ]	Tasa oxidación (%)	Emisiones CH_4 [ton/TJ]	Emisiones N_2O [ton/TJ]
Carbón	25,8	0,980	0,2	0,0014
Diesel	20,2	0,990	0,003	0,0006
Gas natural	15,3	0,995	0,001	0,0001

Fuente: Plan de Cambio Tecnológico para el Sistema de Transporte Público de Santiago Chile [14].

La tabla 4.3 permite estimar la cantidad de emisiones de los diferentes gases en función de la cantidad energética quemada de un combustible. Para determinar la cantidad energética quemada en una central específica por energía eléctrica generada (MWh) es necesario conocer el rendimiento de la central (o bien su consumo específico de combustible, en kcal/kWh).

En ciertas evaluaciones preliminares se suele asumir un consumo específico dado para cada tipo de central según el combustible que utiliza (ver tabla 4.4). Para el presente trabajo se presentarán dos cálculos: uno con el método simple para evaluaciones preliminares y otro un poco más detallado que requiere de más datos.

Tabla 4.4: Consumo energético según combustible utilizado

Combustible	Consumo energético [kJ/kWh]
Carbón	12609,86
Diesel	16323,69
Gas natural	7008,97

Fuente: Plan de Cambio Tecnológico para el Sistema de Transporte Público de Santiago Chile [14].

¹⁰También se puede utilizar un modelo nuevo o modificar uno existente, sin embargo para esto el modelo se debe presentar a la UNFCCC y ser aceptado por ésta.

¹¹Medirlas sería muy costoso, más aún considerando que sería necesario un sistema de monitoreo permanente para tener datos confiables y actualizados.

Una vez conocidos o estimados los consumos específicos (o los rendimientos), se puede calcular el factor de emisiones de la central.

Para determinar el factor de emisiones del sistema, se deben considerar dos factores de emisión: el factor operacional de emisiones (*Operating Margin, OM*) y el factor de emisiones en construcción (*Build Margin, BM*). Ambos factores se ponderan según sea el caso. Para proyectos eólicos la ponderación es normalmente $0,75 \cdot OM + 0,25 \cdot BM$. El factor operacional de emisiones se determina ponderando el factor de emisiones de cada central por la energía generada por ésta. El factor de emisiones en construcción se determina considerando las últimas centrales agregadas al sistema. Para determinar qué centrales dejar en este margen se deben tomar dos criterios:

- Considerar las últimas cinco centrales agregadas al sistema y calcular la energía (MWh) generada por éstas.
- Calcular el 20 % de la energía generada el último año y tomar en cuenta las últimas centrales que se hayan puesto en operación hasta que sumen dicha generación anual.

De los criterios anteriores, se debe considerar aquel que tome en cuenta la mayor cantidad de energía generada (es decir si las cinco últimas centrales construidas generan en total más del 20 %, se debe utilizar el primer criterio).

Cálculo del factor de emisiones

En lo que sigue se explica brevemente la metodología de cálculo y se presentan resultados de emisiones para las centrales del SIC (sólo las que generaron energía el año 2005) y el factor de emisiones del SIC obtenido con datos del año 2005.

El método de cálculo utiliza bastante información, como son el año de puesta en marcha de cada central, combustible utilizado por la central y consumo específico, tipo de central y energía generada durante el año. Además de lo anterior, es necesario utilizar los datos de la tabla 4.3. En las tablas 4.5, 4.6, 4.7, 4.8 y 4.9, se presentan datos de las centrales que generaron electricidad en el SIC el año 2005¹². El tipo de central responde a la siguiente nomenclatura: ciclo combinado (CC), ciclo abierto (Brayton) (CA), y turbina a vapor (TV). Los rendimientos se calcularon como $\eta = E_G/E_C$, donde E_G es la energía generada y E_C la energía consumida, es decir el inverso del consumo específico llevado a las unidades adecuadas.

¹²Las centrales Lebu, Trongol, Cañete, Los Sauces, Traiguén, Victoria, Curacautín, Ancud, Quellón, Collipulli, Arauco, Celco, Licantén, Nueva Aldea 1, Valdivia, Coronel (Diesel y Gas) y Petropower no informan sus consumos específicos al CEDEC, sino que declaran costos fijos de producción, por lo que sus rendimientos fueron estimados como el promedio de los aquellos para las centrales de su tipo.

Tabla 4.5: Generación SIC 2005 (Diesel)

Central	Año puesta en marcha	Tipo	η	Generación (MWh)	Emisiones de CO ₂ (tCO ₂ eq/MWh)
DAlmagro	1981	CA	0,24	455	1,103
HuascoTG	1977	CA	0,23	57.248	1,152
Renca	1962	TV	0,22	24.043	1,204
LagVerde	2004	CA	0,31	17.204	0,854
Lebu	2005	CA	0,29	434	0,913
Trongol	2005	CA	0,29	362	0,913
Cañete	2005	CA	0,29	522	0,913
LSauces	2005	CA	0,29	366	0,913
Traiguén	2005	CA	0,29	290	0,913
Victoria	2005	CA	0,29	263	0,913
Curacaut	2005	CA	0,29	377	0,913
Ancud	2005	CA	0,29	1.189	0,913
Quellón	2005	CA	0,29	1.368	0,913
Collipul	2005	CA	0,29	351	0,913
AntilhTG	2005	CA	0,36	49.776	0,736
SFMostaz	2002	CA	0,28	18.903	0,946
CoronelD	2005	CA	0,29	6.168	0,913
Total				179.319	175.257 tCO ₂ eq

Fuente: SIGO y CEDEC

Tabla 4.6: Generación SIC 2005 (Gas natural)

Central	Año puesta en marcha	Tipo	η	Generación (MWh)	Emisiones de CO ₂ (tCO ₂ eq/MWh)
Taltal2	2000	CA	0,34	400.368	0,592
Taltal1	2000	CA	0,34	573.422	0,592
NvaRenca	1997	CC	0,48	1.857.525	0,419
Nehuenco	1998	CC	0,47	949.016	0,428
Nhuen9b	2002	CA	0,29	103.127	0,694
Nhuen2	2003	CC	0,51	2.383.830	0,394
Cande1	2005	CA	0,27	6.824	0,745
Cande2	2005	CA	0,27	19.634	0,745
SIsidro	1998	CC	0,5	1.214.398	0,402
Coronel	2005	CA	0,29	62.952	0,694
HorcoTG	2004	CA	0,24	2.906	0,838
Total				7.574.003	3.326.587 tCO ₂ eq

Fuente: SIGO y CEDEC

Tabla 4.7: Generación SIC 2005 (Carbón)

Central	Año puesta en marcha	Tipo	η	Generación (MWh)	Emisiones de CO ₂ (tCO ₂ eq/MWh)
BocamiTV	1970	TV	0,39	423702	0,899
Ventana1	1964	TV	0,33	324059	1,062
Ventana2	1977	TV	0,34	840862	1,031
LagVerde	1939	TV	0,16	80281	2,190
Guacold1	1995	TV	0,38	1109312	0,922
Guacold2	1996	TV	0,38	1110657	0,922
HuascoTV	1965	TV	0,23	11136	1,524
PetroPow	1998	TV	0,38	365953	0,922
Total				4.265.962	4.168.998 tCO ₂ eq

Fuente: SIGO y CEDEC

Tabla 4.8: Generación SIC 2005 (Biomasa)

Central	Año puesta en marcha	Generación (MWh)	Emisiones de CO ₂ (tCO ₂ eq/MWh)
Laja	1995	38.600	0
Arauco	1996	16.073	0
Cholguán	2003	79.201	0
Celco	1996	73.834	0
Licantén	2004	21.650	0
Naldea1	2005	73.026	0
Valdivia	2004	157.544	0
Total		459.928	0

Fuente: SIGO y CEDEC

Tabla 4.9: Generación SIC 2005 (Hidráulica)

Central	Año puesta en marcha	Generación (MWh)	Emisiones de CO ₂ (tCO ₂ eq/MWh)
Alfalfal	1991	878.500	0
Maitenes	1923	132.600	0
Quehueltes	1928	366.800	0
Volcán	1944	109.100	0
Colbún+Machicura	1985	3.700.500	0
San Ignacio	1996	261.900	0
Rucúe	1998	969.600	0
Los Molles	1952	62.000	0
Rapel	1968	1.345.300	0
Sauzal+Sauzalito	1948	623.400	0
Cipreses	1955	456.400	0
Isla	1963	496.300	0
Ralco	2004	3.495.700	0
Antuco	1981	1.574.000	0
El Toro	1973	1.080.300	0
Abanico	1948	356.400	0
Pangue	1996	2.246.600	0
Pehuenche	1991	3.142.900	0
Curillinque	1993	647.600	0
Mampil	2000	192.700	0
Peuchén	2000	294.800	0
Pilmaiquén	1944	253.100	0
Pullinque	1962	248.600	0
Aconcagua	1993	431.200	0
Florida	1909	166.700	0
Los Quilos	1943	267.700	0
Chacabiquito	2002	172.000	0
Capullo	1995	74.900	0
Puntilla	1997	113.900	0
Total		24.170.265	0

Fuente: SIGO y CEDEC

En la tabla 4.10 se presenta un resumen de los datos de generación del 2005 y el factor de emisiones que se debiera considerar para un proyecto ERNC genérico y para uno eólico¹³.

¹³La diferencia de estos factores está en el peso que se le da al *Build Margin* y al *Operating Margin*, que por defecto es 0,5 cada margen, sin embargo para el caso de proyectos eólicos y solares los factores se ponderan como $0,75 \cdot OM + 0,25 \cdot BM$. Ambas ponderaciones son las sugeridas por la UNFCCC, sin embargo se pueden considerar ponderaciones diferentes contando con la debida justificación.

Tabla 4.10: Generación SIC 2005

Tipo	Generación (MWh)	Emisiones de CO ₂ (tCO ₂ eq)	Factor emisiones
OM			
Diesel	179.319	175.257	-
Gas Natural	7.574.003	3.326.587	-
Carbón	4.265.962	4.168.998	-
Biomasa	459.928	0	-
Hidráulica	24.170.265	0	-
OM	36.649.477	7.670.842	0,638
BM			
Diesel	97.573	79.881	-
Gas Natural	3.553.064	1.653.562	-
Carbón	0	0	-
Biomasa	331.421	0	-
Hidráulica	3.667.700	0	-
BM	7.649.714	2.070.920	0,271
Proyecto eólico			0,546
Proyecto mini-hidro			0,454

Fuente: SIGO y CEDEC

Luego, para un proyecto eólico instalado en el SIC, la reducción anual de emisiones de GEI estimada a partir de datos de generación del 2005 es:

$$ER_y = 0,546 \cdot G_y \quad (4.4)$$

Donde G_y es la energía generada durante el año y por el proyecto expresada en MWh (el resultado queda en toneladas de CO₂ equivalentes, es decir indica inmediatamente el número de CER's que se podrían comercializar).

Consideraciones

Es muy importante notar que el despacho de centrales año a año puede variar considerablemente dependiendo de factores climáticos y otros (precio del petróleo, suministro de gas, etc.), por lo que el factor de emisiones anteriormente calculado no se puede tomar como algo seguro, sino como una referencia.

Otro punto interesante de notar es la manera en que una central eólica desplaza a una térmica (para capturar emisiones de CO₂). Dada la alta inestabilidad de un parque eólico (por su dependencia del viento), una vez que ingresa un parque al sistema (es decir una vez que comienza a generar) no se puede asegurar por cuánto tiempo más funcionará, por lo que no es buena medida sacar del sistema a una central térmica. Esto último por varias razones:

- El tiempo entre mantenimientos de una central térmica depende de sus condiciones de operación, lo que se lleva a números bajo el concepto de *Equivalent Operational Hours (EOH)*¹⁴. Toda partida y parada de la

¹⁴Horas Operacionales Equivalentes

central tiene una alta cantidad de EOH's, ya que en tales situaciones hay muchos cambios de temperatura, mayor roce, etc. Es decir, las partidas y frenadas deterioran a la máquina de manera más rápida que un funcionamiento permanente y estable. El caso de no detener la central térmica, sino solo variar su carga, es análogo, ya que estas variaciones también desgastan la máquina más que una operación estable.

- Comenzar a generar con una central térmica detenida (lo que sería necesario en caso de salir de operación la central eólica) toma mucho tiempo (dependiendo de la central, puede tomar entre una y 40 horas), y el sistema necesitaría generar la potencia faltante mediante otra central.
- Una central térmica contamina menos al operar de manera permanente y estable. El cambiar el régimen de operación de una central térmica aumentará sus emisiones (lo mismo sucede en partidas y paradas).

Si bien todo lo anterior parece indicar que no conviene que una central eólica reemplace directamente a una térmica, ninguna de las consideraciones explicadas se nota desde el punto de vista del costo marginal de generación. Es decir, a la hora de evaluar qué central debe entrar o salir, ninguno de los criterios anteriores es muy válido (salvo el de la inestabilidad de los parques eólicos). Por otro lado, Las centrales eólicas normalmente tienen una potencia instalada baja (aunque hay excepciones), que no sería suficiente para desplazar a una central térmica, pero si para bajar su carga. Lo que hace una central eólica en la práctica, entonces (o más bien lo que haría) es quitar carga de centrales térmicas de alto costo marginal y/o quitar carga a centrales hidráulicas de embalse, que de tal modo pueden acumular agua y más tarde reemplazar por completo a una central térmica.

4.3. Endesa Eco

Dentro de las empresas que necesitan comprar bonos de carbono se encuentra Endesa España. Es aquí donde nace la empresa Endesa Eco, cuyo objetivo principal es desarrollar proyectos de generación de energía financiados en parte por los bonos de carbono.

La misión de Endesa Eco es contribuir al desarrollo y fomento de las energías renovables (minihidro, eólica, geotérmica, solar, biomasa y otras), con tecnologías limpias y amigables con el medio ambiente.

Por otro lado, se radica en esta empresa el tema del Cambio Climático, Protocolo de Kyoto, MDL y, en general, lo relacionado al mercado del carbono. Dos de sus proyectos se describen a continuación.

4.3.1. Proyecto Ojos de Agua

Consiste en una mini central hidroeléctrica, que aprovecha las filtraciones naturales de la laguna La Invernada.

Sus características principales son:

- Potencia máxima: 9 MW.
- Energía media generable: 58 GWh/año.
- Caudal de diseño: 16 m³/s.
- Altura bruta: 76 m.

- Fecha de puesta en servicio: II trimestre 2008.
- MDL: 30.500 CER/año.

4.3.2. Proyecto Eólico Canela

Endesa Eco acometerá, durante el año 2006, el desarrollo del primer parque eólico del SIC.

Sus características principales son:

- Potencia máxima: 18,15 MW.
- Energía media generable: 47,85 GWh/año.
- Velocidad media del viento: 6,3 m/s.
- Altura del eje: 70 m.
- Diámetro del rotor: 82 m.
- Fecha de puesta en servicio: Agosto 2007.
- MDL: 26.000 CER/año.

Capítulo 5

Mercado eléctrico chileno (SIC)

5.1. Importancia actual en la economía chilena [6]

La generación en Chile es en gran proporción hidroeléctrica, por lo que se produce una importante dependencia climática (riesgo por sequías). Por otro lado, el resto de la generación es en base a centrales térmicas, muchas de las cuales son a petróleo o a gas, lo que genera problemas aún mayores: los precios del petróleo son cada vez más altos (ver capítulo 6) y el abastecimiento de gas natural por parte de Argentina es cada vez más inseguro.

Es necesario diversificar la matriz energética de Chile, y esto se hace más evidente aún al considerar el párrafo anterior. Mientras más diversa sea la matriz energética, mayor será la estabilidad del suministro, ya que se diversifica el riesgo de generación a causa de una menor dependencia de los diversos recursos utilizados para generar. Por ejemplo, si la electricidad generada proviniera en un 100 % de centrales hidráulicas, no se podría generar electricidad en caso de una sequía severa, o al menos no se podría abastecer completamente la demanda. Por otro lado, si se generara con turbinas a gas y centrales hidráulicas, para cortar completamente la generación tendría que haber un corte de suministro de gas y, a la vez, una sequía. Luego, se puede notar fácilmente que mientras mayor sea la cantidad de fuentes de generación de electricidad, más difícil será que la matriz colapse. En este sentido, si se aprovecharan en Chile todos los recursos disponibles (energía hidráulica, solar, eólica, geotérmica, biomasa, etc.), se necesitaría una proporción de petróleo, gas y carbón mucho menor que la utilizada actualmente (que es actualmente alrededor de un 40 % entre los tres combustibles), lo que disminuye la dependencia energética y a la vez aumenta la estabilidad de la matriz.

Por otro lado, el sector se caracteriza por una estructura productiva relativamente compleja. Existen distintas tecnologías de generación que presentan sustanciales diferencias de costos de inversión y operación, algunas de las cuales tienen restricciones de ubicación geográfica (centrales hidroeléctricas). Este último punto es importante porque el consumo está geográficamente disperso y existen costos asociados al transporte de electricidad.

Una tercera característica se deriva de la necesidad de igualar oferta y demanda en todo instante. Como hay estacionalidad en la demanda y riesgo climático en la oferta, se genera una volatilidad en el precio de la electricidad que se ve incrementada por la volatilidad de los precios de los combustibles, por lo que los agentes prefieren firmar contratos de abastecimiento de largo plazo.

5.2. Demanda por generación eléctrica en el tiempo

Se puede observar en las figuras 5.1 a 5.4 una tendencia marcada de crecimiento en la generación eléctrica en el Sistema Interconectado Central (SIC), tanto en la energía generada como en la demanda máxima anual de potencia, lo que obliga a la Comisión Nacional de Energía a tomar medidas de planeación en cuanto a la oferta energética con el fin de no sufrir problemas de déficit de ésta.

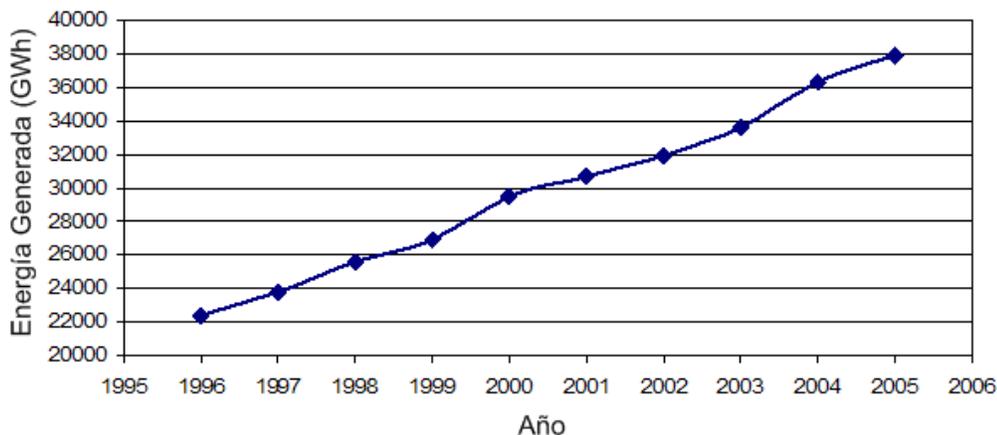


Figura 5.1: Crecimiento anual de la generación de energía eléctrica en el SIC.

Fuente: CNE.

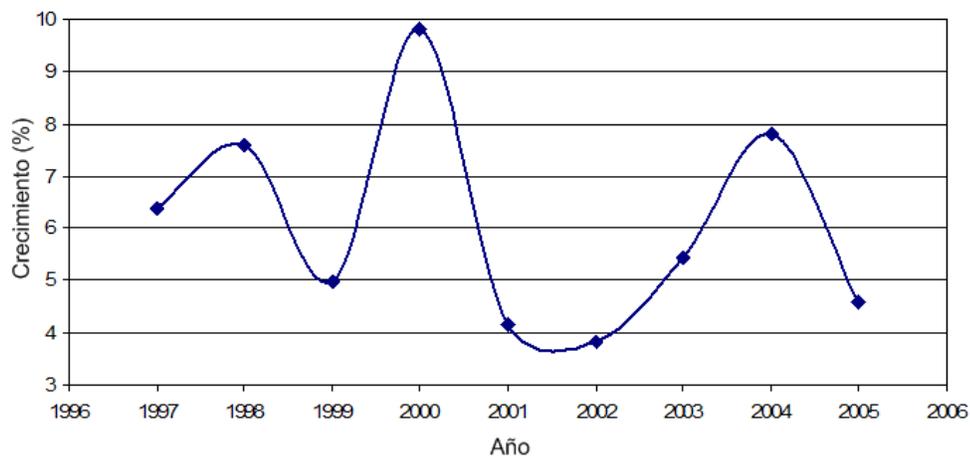


Figura 5.2: Crecimiento anual porcentual de la generación de energía eléctrica en el SIC¹.

Fuente: CNE.

¹Crecimiento en relación al año inmediatamente anterior.

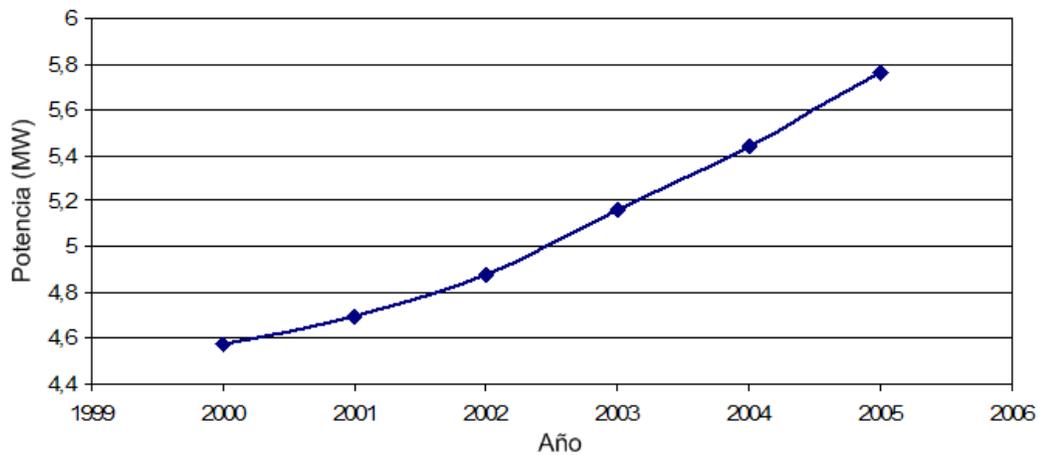


Figura 5.3: Demanda máxima anual de generación eléctrica en el SIC.
Fuente: Sistema de Gestión de la Operación (SIGO), Endesa Chile.

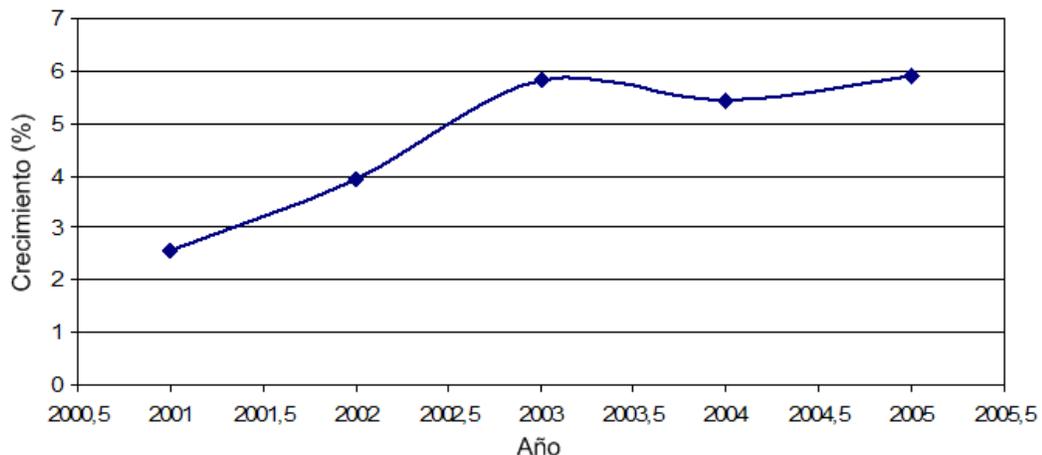


Figura 5.4: Crecimiento porcentual de demanda máxima anual de generación eléctrica en el SIC².
Fuente: SIGO.

5.3. Proyección de la demanda de potencia [15]

La demanda por energía, si bien se puede medir según la energía propiamente tal consumida, se puede medir también según la potencia máxima. En la industria de la generación de energía se realizan proyecciones sobre la potencia máxima requerida y no por la energía, ya que esta última indica valores medios y no refleja consumos máximos. Por el contrario, la potencia máxima demandada (anual, mensual, diaria, etc.) refleja la capacidad necesaria de generación, lo que indica la cantidad de centrales (es decir la potencia) que se deben tener disponibles. En otras palabras, la potencia demandada determina la expansión necesaria de la matriz energética (en cuanto

²Crecimiento en relación al año inmediatamente anterior.

a potencia instalada). Luego, el sector de generación debe poseer estimaciones de la capacidad instalada que necesitará en el futuro, más aún considerando que la mayoría de las centrales son de larga construcción (salvo las centrales térmicas, cuyo tiempo de instalación es considerablemente menor que el de centrales hidráulicas, eólicas, etc.).

En la figura 5.5 se aprecia una proyección al año 2016 de la demanda máxima anual del SIC en base a datos de los años 2000 a 2005 (figura 5.4). Se consideró un crecimiento del 5,7 % anual, que es el crecimiento promedio exhibido por el SIC durante los años 2003 a 2005³.

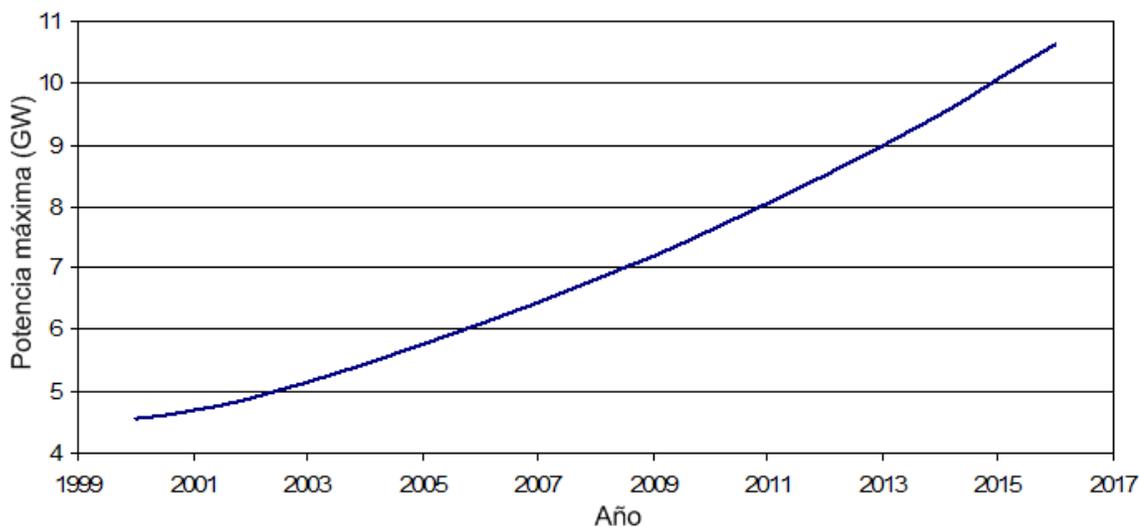


Figura 5.5: Proyección de la demanda máxima anual de generación eléctrica en el SIC.

Para este trabajo en particular, no sólo interesa la potencia máxima demandada cada año, sino que también la participación de centrales térmicas. La potencia generada interesa para determinar el límite técnico (por estabilidad del sistema) de potencia eólica instalada; mientras que la segunda interesa para determinar el límite de potencia eólica instalada para vender bonos de carbono.

Con respecto a lo anterior, dado que el límite técnico para la potencia instalada de centrales eólicas es de aproximadamente un 20 % (dada la naturaleza variable del recurso y no despachable de los parques), no tiene demasiado sentido establecer un límite por venta de bonos de carbono, puesto que la generación por parte de centrales térmicas representa aproximadamente un 40 % en el SIC, lo que supera ampliamente este límite técnico. Es decir, antes que los parques eólicos pudieran desplazar a todas las centrales térmicas, éstos alcanzarán una potencia instalada tal que el sistema eléctrico dejaría de ser estable si se instalara un parque más.

5.4. Generación de electricidad por fuentes

La generación eléctrica en el SIC ha sido mayoritariamente hidráulica al menos los últimos 10 años (ver figura 5.6). Si bien han habido bajas en el porcentaje de generación hidroeléctrica en ciertos años, debidas prin-

³No se tomó en cuenta el crecimiento de los años 2000 a 2003 debido a que el SIC creció mucho menos esos años que los siguientes, y por lo tanto se consideran poco representativos de la situación actual. Para una mayor claridad, ver figura 5.4.

principalmente a sequías, su participación se mantiene siempre en un nivel alto (en los últimos 10 años no ha bajado del 45 %, ver figura 5.7)

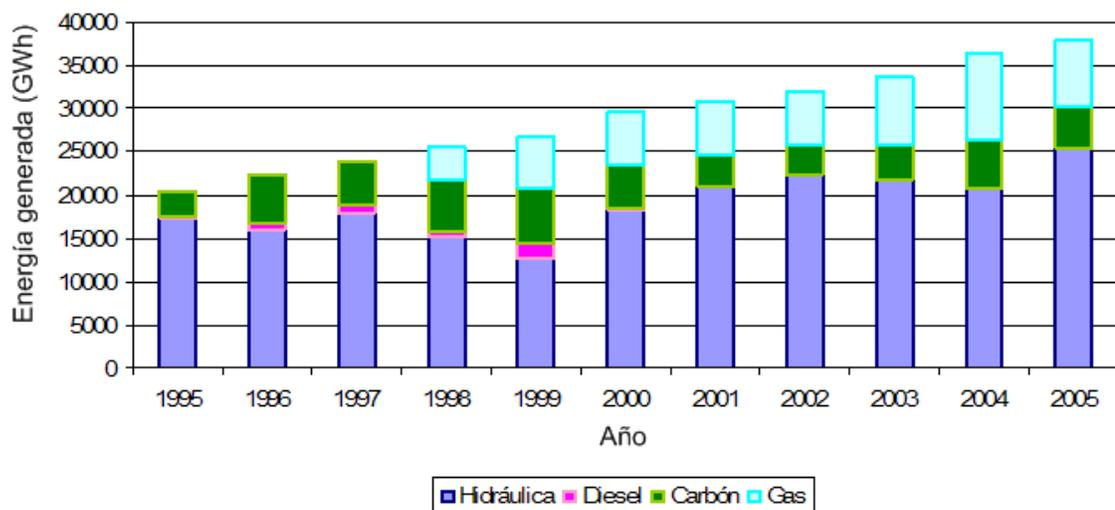


Figura 5.6: Generación eléctrica anual en el SIC por fuentes.

Fuente: SIGO [15]

En las figuras 5.6 y 5.7 se puede notar no solo la alta participación de centrales hidráulicas en la generación del SIC, sino además una bajísima participación del petróleo. Por otro lado, se aprecia una participación casi constante del gas natural (porcentualmente), lo que se repite con el carbón. Los aumentos en la participación de gas y carbón son simultáneos, es decir no se sustituyen uno a otro, sino que ambos son más utilizados cuando baja la generación hidroeléctrica.

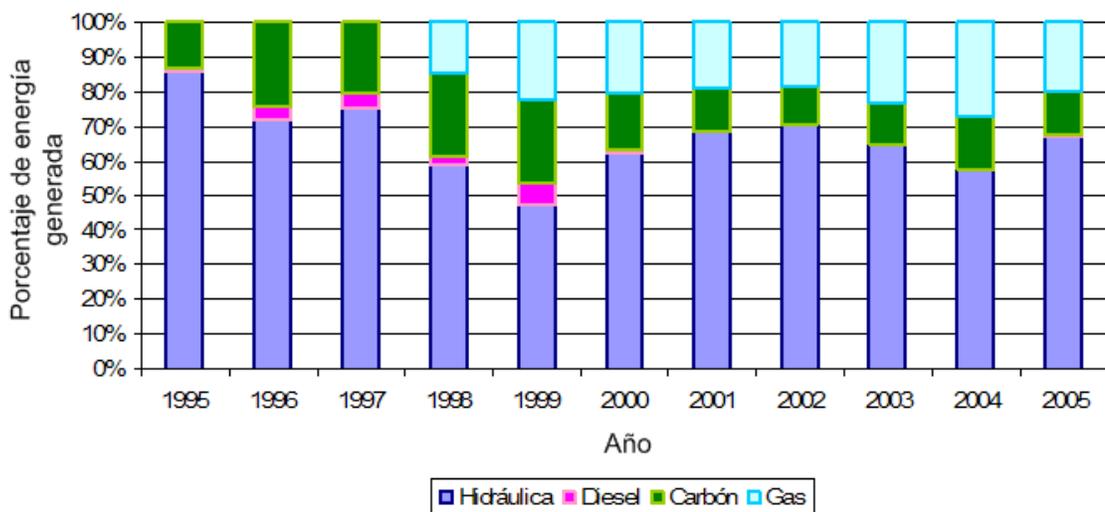


Figura 5.7: Porcentaje de generación eléctrica anual en el SIC por fuentes.

Fuente: SIGO [15]

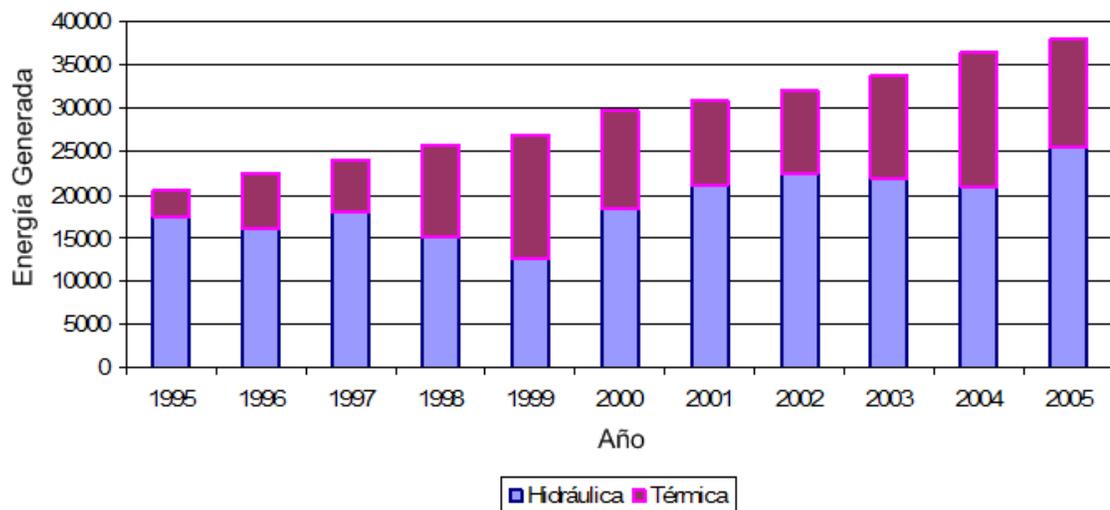


Figura 5.8: Generación eléctrica anual en el SIC por fuentes (térmica-hidráulica).
Fuente: SIGO [15]

En cuanto a la participación térmica agregada, no se aprecia una tendencia a su aumento ni tampoco a su disminución. Se ven cambios aleatorios en el comportamiento de la matriz en este aspecto, lo que se puede explicar principalmente por las lluvias, que según su cantidad permiten una mayor o menor cantidad de energía generada mediante centrales hidráulicas. Otro aspecto que influye sobre este comportamiento es el crecimiento de la demanda por energía, que se traduce en la necesidad de construir más centrales hidráulicas (suponiendo que se desee mantener su participación), que no se pueden construir de manera muy rápida, por lo que se producen ciertos desfases entre la necesidad de centrales y su disponibilidad. Por ejemplo, la central hidráulica Ralco (690 MW) comenzó a funcionar a fines del 2004, aunque estaba planificada para principios de dicho año; luego, el año 2004 hubo una baja en la participación hidráulica, y el 2005 una alza⁴.

La baja de participación hidráulica del año 1999 se debió principalmente a la sequía que enfrentó el país.

⁴Es importante notar en este punto que la central Ralco sería inicialmente de 570 MW de potencia, sin embargo este valor fue aumentado a 690 MW, lo que ayudó al aumento porcentual el 2005 de la participación de centrales hidráulicas en la generación de energía debido a los 120 MW adicionales instalados.

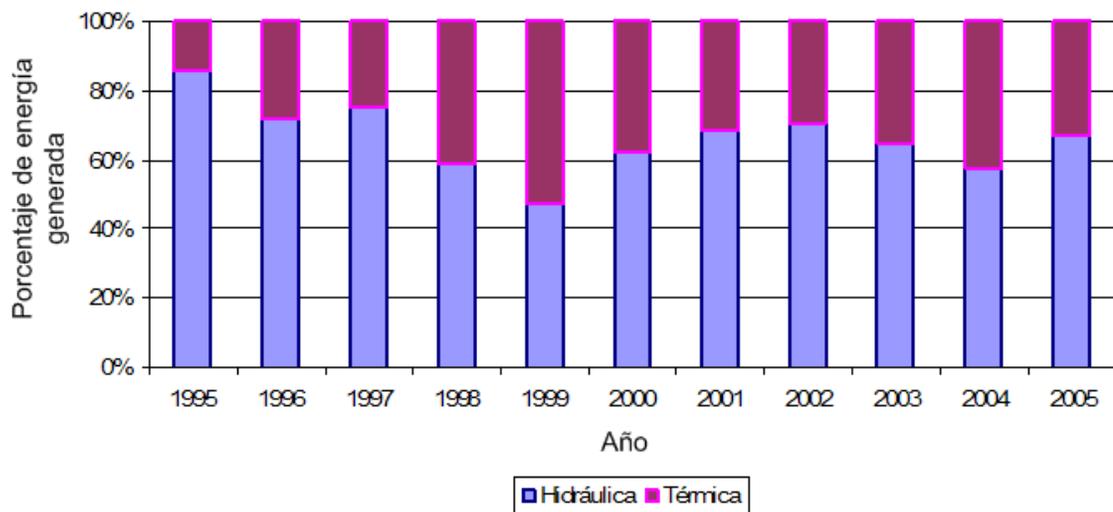


Figura 5.9: Porcentaje de generación eléctrica anual en el SIC por fuentes (térmica-hidráulica).
Fuente: SIGO [15]

En cuanto a la proporción de cada combustible, se puede apreciar en la figura 5.7 una bajísima participación del petróleo y una participación comparable de gas natural con carbón, siendo mayor el aporte del primero. Es probable que el uso de gas disminuya porcentualmente, esto tanto por los cortes de suministro por parte de Argentina como por las alzas de los precios. Esta disminución probablemente será absorbida por un mayor uso de carbón y de petróleo. El primero debido a que se está haciendo cada vez más atractivo con las alzas de los precios del petróleo y el gas; y el segundo ya que las centrales a gas pueden operar tanto con gas natural como con petróleo, lo que permite un reemplazo directo de gas por petróleo en las centrales existentes.

Por otro lado, el potencial hidroeléctrico de Chile se estima en aproximadamente 16.000 MW [16], lo que supera ampliamente la energía necesaria para el año 2016 (de acuerdo a la proyección exhibida en la figura 5.5). Más aún, si se considera que la aproximadamente un 60 % de la generación de electricidad en Chile proviene de centrales hidráulicas, se podría decir que Chile podría mantener dicho porcentaje hasta que su consumo supere los 26 GW de potencia. Si bien hoy en día se ve lejano dicho consumo, en 30 años sería superado en el SIC (de mantenerse el crecimiento del consumo que se ha sufrido desde el año 2000 en adelante). Otro punto importante es que no es recomendable aumentar demasiado la participación de centrales hidráulicas en la generación de electricidad, puesto que su dependencia climática es demasiado alta y el tiempo que demora la instalación de centrales de este tipo es muy alto. Es decir, además de la necesidad de tener una matriz energética diversa, en muchas ocasiones es necesario instalar una central de manera expedita, y las centrales térmicas son de instalación bastante más expedita que las hidráulicas (y que las renovables en general). Es por esto que resulta esperable que se sigan instalando centrales térmicas en el SIC y que éstas sigan generando una parte importante de la energía consumida en dicho sistema.

No obstante lo anterior, resulta imperioso diversificar la matriz energética del país, puesto que no es sustentable generar los 10 GW de potencia restantes (considerando un escenario de 30 GW de consumo y 16 GW generados mediante centrales hidráulicas) utilizando solo gas, petróleo y carbón. Esto no solo por el sostenido aumento de los precios de los combustibles fósiles, sino también debido a la contaminación que producen y a

los problemas de suministro (especialmente por la alta dependencia energética que se genera al no tener en Chile una producción importante de estos combustibles).

A la luz de todo lo anterior, se hace necesario el desarrollo de las ERNC. Si bien en Chile se han hecho esfuerzos por fomentar tal desarrollo, el cual ha comenzado (aunque aún en muy baja medida), aún faltan incentivos. Hoy en día las limitaciones al desarrollo de estas energías (especialmente eólica y geotérmica, y también mini hidráulica en menor medida) pasan principalmente por su alto costo, y no por problemas técnicos ni por falta de conocimiento. Chile tiene un gran potencial para el desarrollo de estas energías, sin embargo las condiciones de mercado indican que aún no son competitivas con las tecnologías convencionales, salvo en ciertos casos muy particulares.

Capítulo 6

Precio de la energía eléctrica

Para calcular el precio de venta de la energía eléctrica (precio nudo), la CNE utiliza una fórmula que considera el costo marginal de las centrales, su factor de carga, disponibilidad, etc.; además de las cotas de embalses y otras variables. El modelo utilizado para determinar el precio de nudo es bastante complejo, y su estudio se encuentra fuera de los alcances de este trabajo, por lo que simplemente se tomará como dato el precio de nudo determinado el 2006. A partir de dicho precio se considerarán tres casos para la evaluación económica:

- Precio nudo en baja: Se considerará una baja del precio nudo de un 1,5 % anual a partir del año 2009¹.
- Precio nudo fijo: Se considerará que el precio nudo se mantiene en el tiempo¹.
- Precio nudo en alza: Se considerará un alza de un 1 % anual en el precio de nudo¹.

Es probable que el precio de nudo experimente un leve aumento al menos hasta el año 2010, y que luego se estabilice [26].

A modo de antecedentes, se presenta en lo que sigue la situación actual de los combustibles fósiles utilizados para la generación de electricidad, y en algunos casos proyecciones de sus precios.

6.1. Carbón

Para generación de electricidad se utilizan principalmente dos tipos de carbones: el bituminoso y el sub-bituminoso. Para efectos de este trabajo se considerará como bituminosos aquellos carbones cuyo poder calorífico superior (HHV) sea mayor o igual a 5900 kcal/kg, y como sub-bituminosos a aquellos cuyo HHV sea inferior a dicho valor.

En la figura 6.1 se presentan los precios de varios tipos de carbones. Las líneas azules corresponden a carbones bituminosos, mientras que la línea roja corresponde a un carbón sub-bituminoso.

¹En todos los casos se considera el precio de nudo indexado al CPI. El CPI es el equivalente al IPC de U.S.A., y los precios de la energía normalmente se indexan a dicho índice debido a que son sensibles al valor de las inversiones en centrales, especialmente hidráulicas, que representan una importante parte de la matriz del SIC, y estas inversiones dependen más del costo de vida en U.S.A. que del costo de vida en Chile.

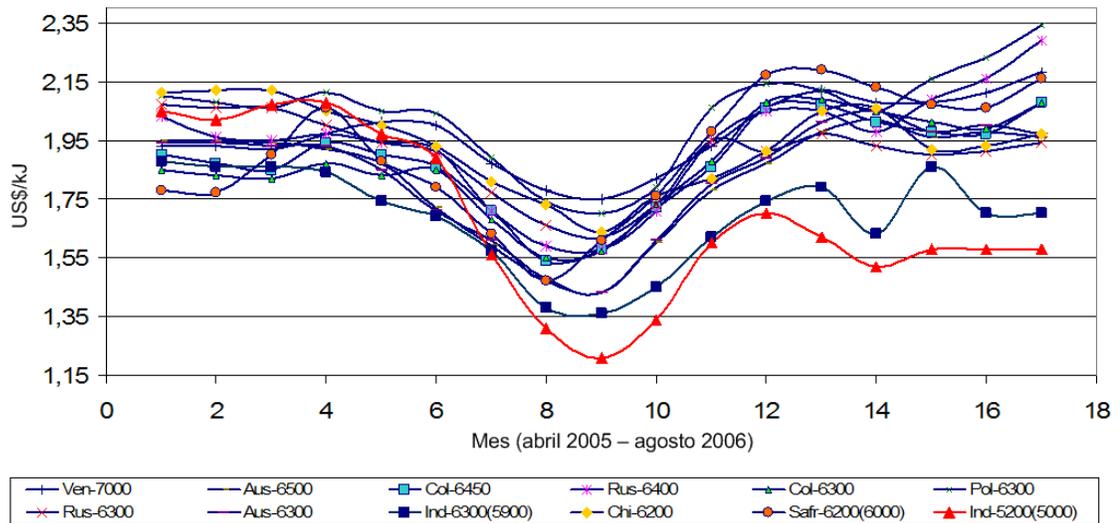


Figura 6.1: Costo promedio mensual de carbones en dólares por kJ (abril 2005 a agosto 2006).
Fuente: International Coal Report [17].

Un detalle poco intuitivo es que el comportamiento de los precios del carbón parece depender más de su origen que de su poder calorífico (lo mismo sucede con la magnitud de los precios). Los dos carbones provenientes de Colombia tienen un comportamiento muy similar en sus precios, y su magnitud es muy similar también (ver figura 6.2). Esta situación se repite en los carbones provenientes de Australia (figura 6.3).

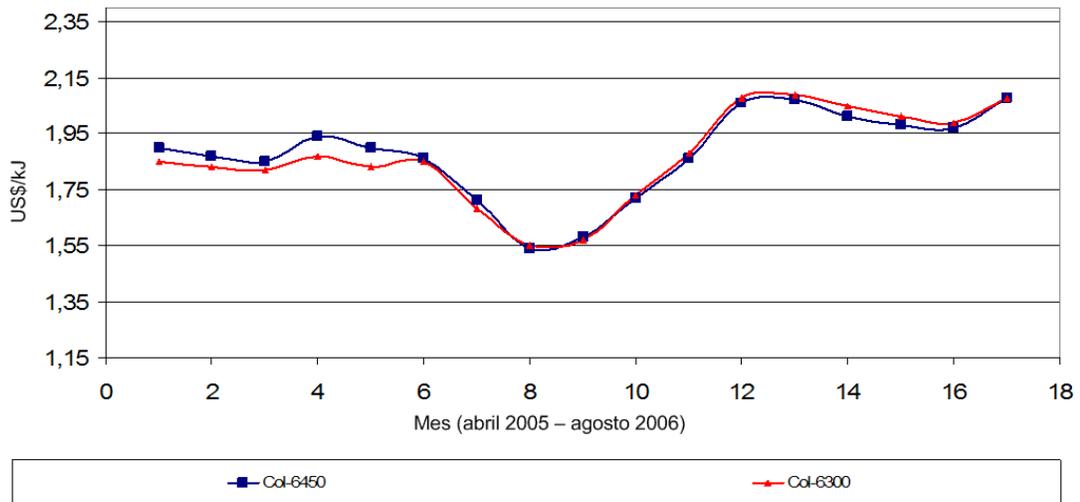


Figura 6.2: Costo promedio mensual de carbones colombianos en dólares por kJ (abril 2005 a agosto 2006).
Fuente: International Coal Report [17].

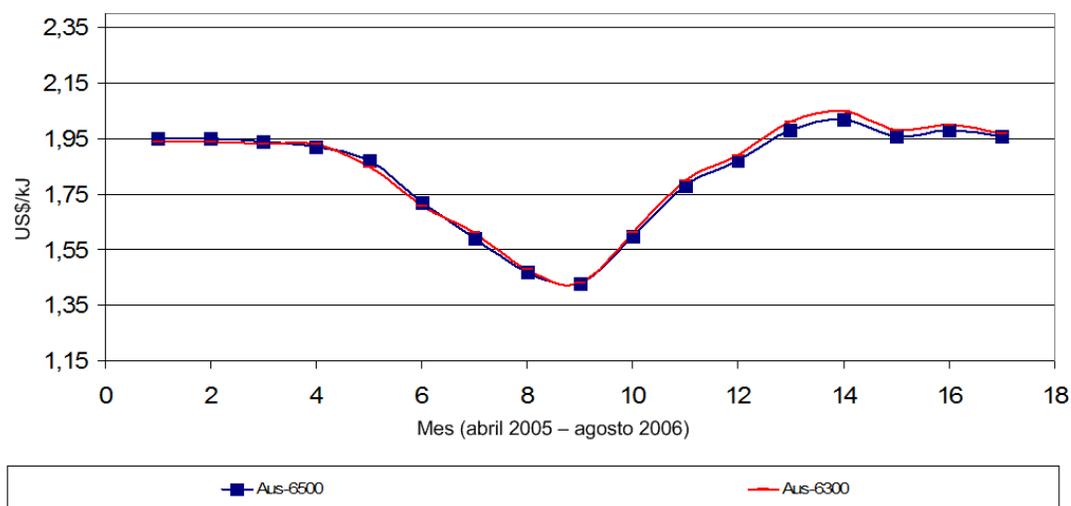


Figura 6.3: Costo promedio mensual de carbones australianos en dólares por kJ (abril 2005 a agosto 2006).
Fuente: International Coal Report [17].

No hay una relación directa entre el poder calorífico de un carbón y su precio (energético), ni en su magnitud ni en su comportamiento. Sólo se tiene que el carbón sub-bituminoso es el más barato, sin embargo también lo es el bituminoso del mismo origen, por lo que este bajo precio no se puede atribuir a priori a su condición de sub-bituminoso.

Si bien el precio del carbón no parece presentar un alza, es probable que esta situación cambie en el mediano plazo, ya que al estar tan altos los precios del petróleo y del gas natural, el carbón ha vuelto a ser atractivo para la generación de electricidad, lo que generará un aumento en su consumo a nivel mundial. Este probable aumento en el consumo generaría a su vez un aumento en los precios del carbón.

6.2. Gas natural

El gas natural parecía una muy buena solución a la generación de electricidad en Chile, sin embargo en el último tiempo ha ido restringiéndose el abastecimiento, siendo este cada vez más limitado. Argentina cada vez entrega menos gas a Chile, y los otros países sudamericanos que podrían exportar gas a nuestro país no han querido hacerlo por diversas razones. En pocas palabras, no existe un suministro seguro de gas natural para Chile, y probablemente no exista en el corto ni largo plazo.

Se puede contar por ahora con el suministro argentino, sin embargo este ha sido cada vez menor, y se espera que siga disminuyendo hasta, eventualmente, llegar a ser nulo.

6.3. Gas natural licuado (GNL)

En la figura 6.4 se presenta una proyección para el precio del GNL. Ésta fue basada en la proyección de precios Brent Purvin&Gertz, de marzo del 2006, más la correlación Brent-Henry Hub y costos de regasificación

y transporte estimados por Palacios, G. (Metrogas) en presentación CEP de enero del 2006. Se asume contrato con precio Henry Hub en Quintero y regasificadora en tierra [20].

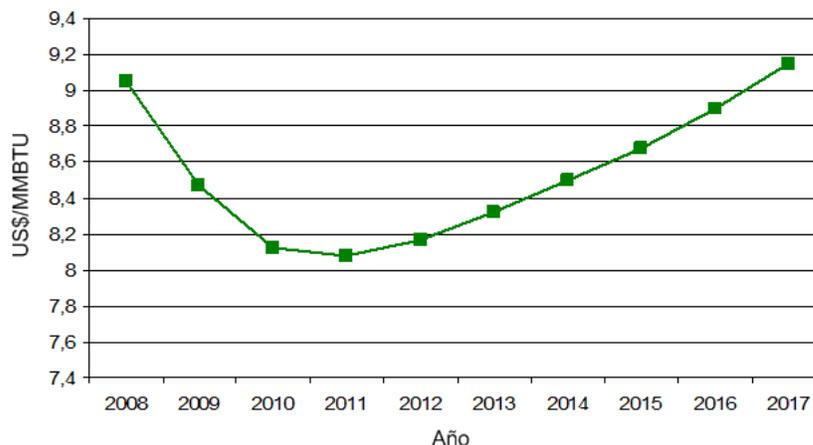


Figura 6.4: Proyección de precio del GNL.

Fuente: Fijación de Precios de Nudo Abril 2006, Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Técnico Definitivo [20].

Un problema que presenta el uso masivo de GNL es la necesidad de estanques de gran capacidad y que resistan una alta presión (tanto para su almacenamiento como para su transporte). Esto limita su uso, puesto que mientras mayor sea el volumen consumido, mayor cantidad de barcos anuales y estanques receptores se necesitarán, existiendo la posibilidad de que el sistema colapse ante un volumen dado.

6.4. Petróleo

Desde fines del 2003, el precio del petróleo ha subido en un 75 % (ver figura 6.5). A pesar de lo significativo de su magnitud, tal aumento no formaba parte del escenario más probable², aunque sí de los riesgos posibles considerados por los mercados y los distintos observadores especializados.

²En la misma figura 6.5 aparecen proyecciones realizadas en los años 2002, 2004 y 2005, todos bastante distantes de lo que sucedió en realidad.



Figura 6.5: Precio Spot y Futuros [US\$/barril].
Fuente: Precio del Petróleo y Política Monetaria [18].

Las alzas del petróleo vienen desde 1999. Por varios años, a pesar de que el precio continuaba subiendo, las perspectivas del mercado tomaban el incremento como transitorio (en la figura 6.6 se aprecia un aumento transitorio en los precios del petróleo entre los años 1974 y 1985). Esta transitoriedad se fue gradualmente perdiendo, y se llegó al año 2005, donde desde hace ya varios meses las expectativas implícitas en los precios futuros indicaban que el mercado esperaba que el precio del petróleo siguiera en niveles persistentemente elevados.

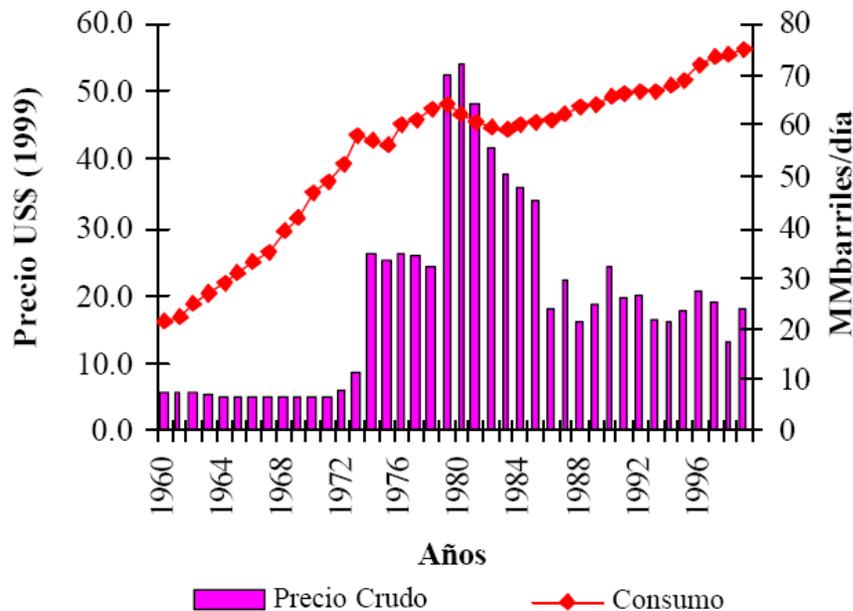


Figura 6.6: Precio y consumo de petróleo (1960 - 1999).

Fuente: Anteproyecto de una Planta de Combustible Sintético a Partir de los Carbones de Magallanes a Través del Proceso H-Coal [21].

Este fenómeno afecta a todas las economías del mundo en una u otra medida, pero es fundamentalmente una noticia negativa para el conjunto de países que, como Chile, satisfacen una parte significativa de sus necesidades

energéticas con petróleo importado [18].

Con estas alzas en los precios del petróleo, la generación de electricidad mediante turbinas a gas a base de petróleo se encarece cada vez más, lo que a su vez encarece los precios de la electricidad.

Si bien el precio del petróleo ha seguido subiendo, las proyecciones realizadas por economistas indican que luego comenzará a disminuir y se estabilizará, sin embargo esta baja no debiera ser muy significativa.

En el sitio web www.riskcommodity.com se puede realizar una proyección del precio del petróleo interactivamente, cuyo resultado en agosto del 2006, y a 10 años, se muestra en la figura 6.7 [24].

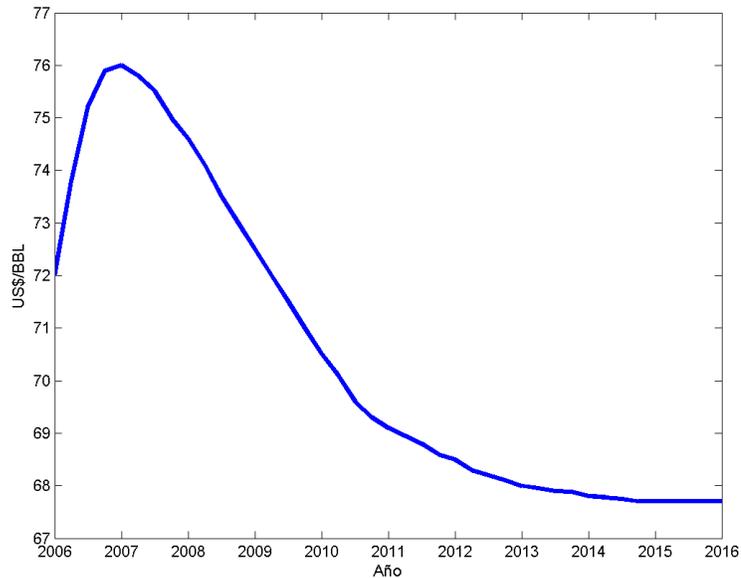


Figura 6.7: Proyección del precio del crudo (2006 - 2016).

Fuente: Risk Commodity [24].

En contraposición a la proyección anteriormente presentada, en la figura 6.8 se presentan datos de precios del petróleo durante los meses de abril a julio del 2006 (se tomó, para cada mes, el promedio del precio diario) [19].

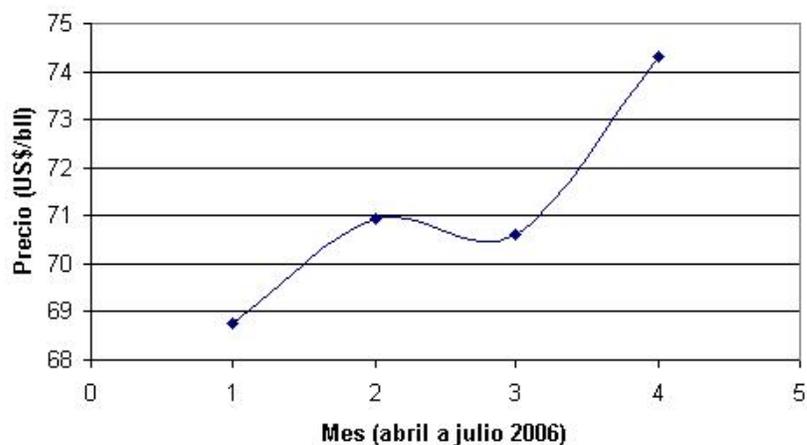


Figura 6.8: Precios del crudo (WTI) durante el 2006 (promedios de abril a julio).
Fuente: Oilgram Price Report [19].

Según *platts* [19], el precio del crudo seguirá subiendo durante el 2006 (ver figura 6.9).

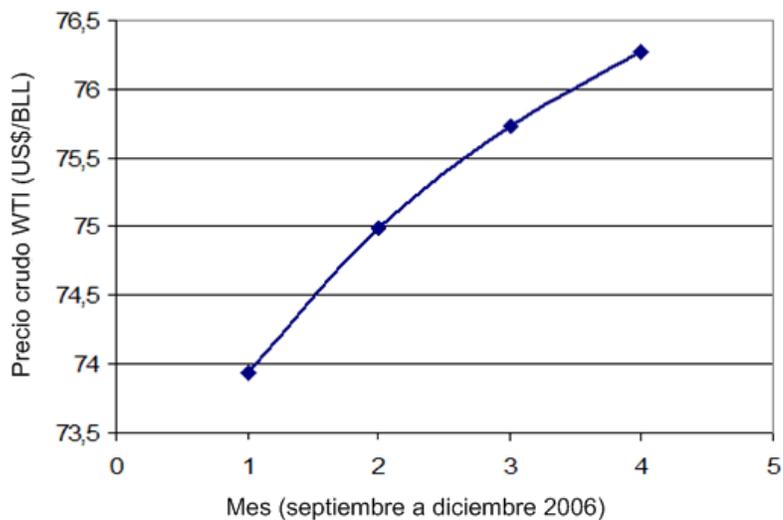


Figura 6.9: Proyección del precio del crudo (WTI) para el 2006 (septiembre a diciembre).
Fuente: Oilgram Price Report [19].

La proyección presentada (figura 6.7) concuerda bastante con la proyección de *platts* [19] (figura 6.9), ya que ambas señalan que el precio del barril de crudo será de aproximadamente 76 dólares a fines del 2006. En cuanto a los años siguientes, es imposible realizar una proyección demasiado certera, ya que el petróleo es un bien muy codiciado y su precio es altamente sensible a demasiadas variables.

Capítulo 7

Recurso eólico

Para el caso base de la evaluación se utilizaron datos de viento medidos en un sitio en la Cuarta Región. Los datos fueron tomados a partir del 24 de septiembre del año 2004, y se cuenta con datos hasta el 23 de octubre del 2006. Las velocidades del viento fueron medidas a 60 metros de altura, cada 10 minutos, y en dos puntos (los datos presentados corresponden al promedio de ambos puntos de medición). También se contó con datos a 52 y 42 metros de altura, sin embargo para los análisis del trabajo se utilizaron solamente los datos para 60 metros de altura.

7.1. Distribución anual de la velocidad

Como se comentó anteriormente, la velocidad del viento sigue normalmente una distribución de Weibull. En la figura 7.1 se presenta la distribución de los datos medidos para mostrar un ejemplo real. La velocidad media de los datos es de 5,96 [m/s].

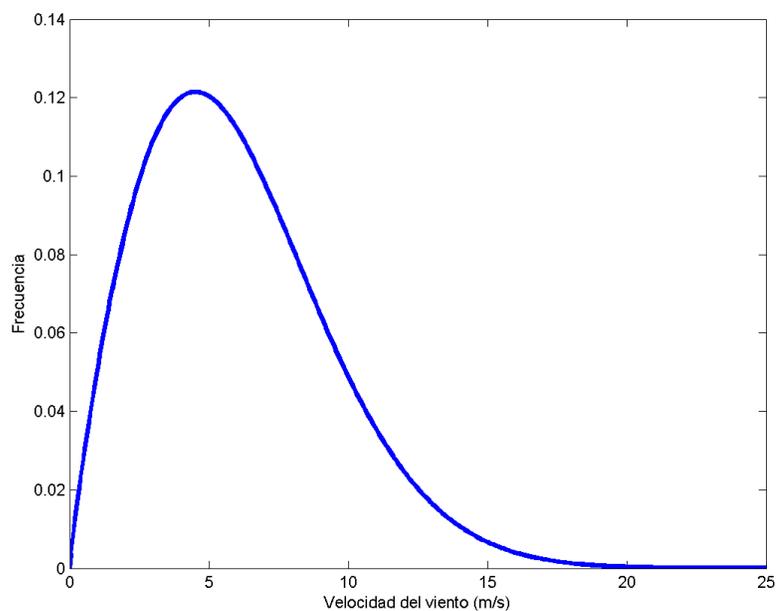


Figura 7.1: Distribución de velocidades.

La distribución presentada en la figura 7.1 corresponde a una Weibull con los siguientes parámetros:

- Parámetro de forma (β): 1,87.
- Parámetro de escala (η): 6,78.
- Factor de localización (γ): 0.

La función de distribución es:

$$f = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{v-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{v-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}\right) \quad (7.1)$$

7.2. Variación mensual de la velocidad del viento

No todos los meses presentan la misma cantidad de viento. En las figuras 7.2 y 7.3 se muestra la velocidad del viento para los meses de abril y octubre del 2005 respectivamente.

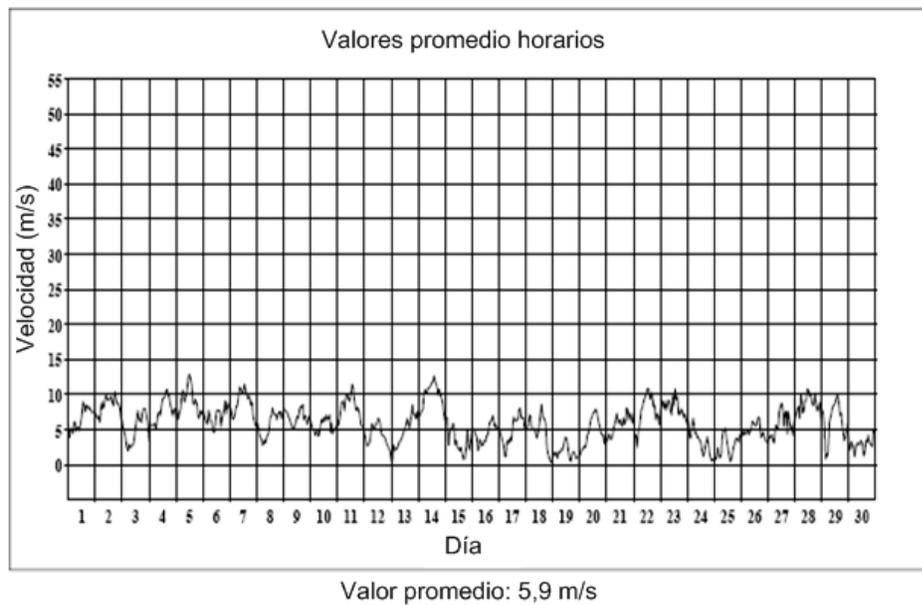


Figura 7.2: Velocidad del viento durante el mes de abril del 2005 (promedios horarios).

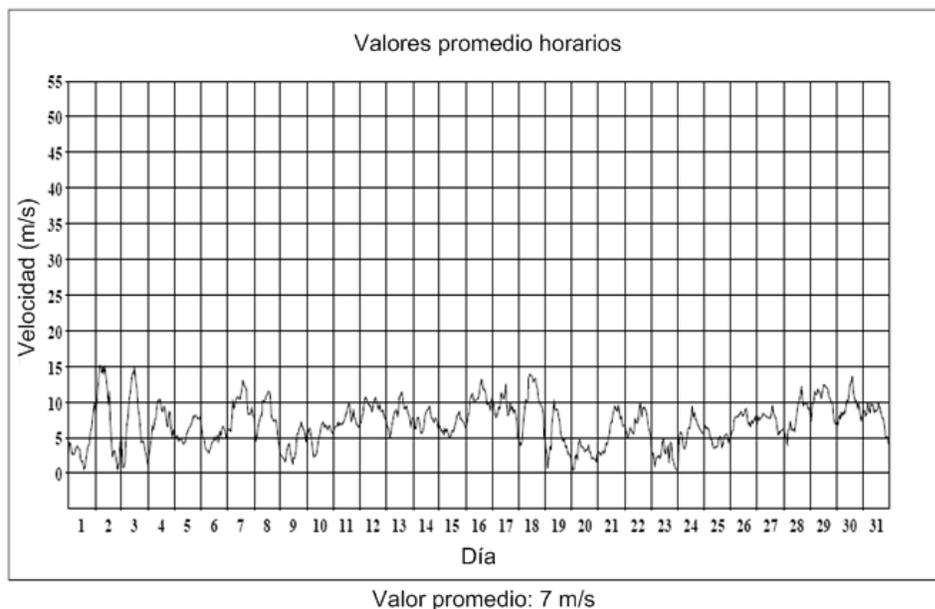


Figura 7.3: Velocidad del viento durante el mes de octubre del 2005 (promedios horarios).

Como se puede apreciar, hay variaciones bastante grandes, sin embargo también se puede notar que un parque eólico en un lugar con ese viento podría funcionar por varios días sin interrupciones (aunque no siempre ocurre así), lo que indica que, si bien el viento es bastante inestable, la generación de un parque es relativamente confiable en un corto plazo. Es decir, una vez que el parque comienza a generar y alcanza una carga importante, es posible que se mantenga generando a una alta carga por algunos días, y es casi seguro que se mantendrá generando una alta carga durante varias horas (ver figura 7.4). En otras palabras, la generación eólica no es tan inestable como a veces se piensa.

7.3. Variación diaria de la velocidad del viento

En la figura 7.4 se presenta un gráfico con la velocidad del viento durante el día 20 de octubre del 2004.



Figura 7.4: Velocidad del viento durante un día completo.

Capítulo 8

Evaluación económica

8.1. Criterios de evaluación de proyectos eólicos [9]

Al evaluar la instalación de un parque eólico es necesario tomar consideraciones de diversos tipos. Las principales consideraciones se mencionan a continuación:

- **Potencial del viento.** Este parámetro es muy importante, puesto que determinará la energía que se puede obtener, y por lo tanto definirá la magnitud de las turbinas y en definitiva la conveniencia de la instalación. Se debe tener mucho cuidado al tomar las mediciones del viento, puesto que errores de calibración pueden llevar a una muy mala estimación de la energía generada (ver tabla 8.1)
Las mediciones del viento se deben realizar, para obtener resultados confiables, durante al menos un año completo y a diferentes alturas. En cuanto a las alturas apropiadas, la menor debiera ser de 10 metros (en caso de áreas complejas pueden ser 15 metros) y la más alta debe estar al menos 15 a 20 metros más arriba que la otra (es decir, pueden estar a 10 y 30 metros o a 15 y 40 metros, por ejemplo). Por otro lado, es importante tener datos direccionales más exactos, para lo cual el terreno se divide en 12 o 36 sectores, en cada uno de los cuales se mide la distribución de frecuencia de la velocidad del viento.
- **Eficiencia del parque.** Este parámetro depende fuertemente de la distribución de las turbinas, principalmente por el efecto de *sombra* que una turbina puede tener sobre otra.
- **Fatiga de materiales.**
- **Línea eléctrica y pérdidas en el transformador.** La conexión a la red es muy importante, puesto que la distancia a un punto de conexión puede elevar considerablemente los costos de instalación del parque. Por otro lado, es necesario tomar en cuenta la capacidad de la red existente (desde el punto de conexión), ya que en ciertos casos se hace necesario reforzar las líneas.

Tabla 8.1: Ejemplo de un error en el pronóstico de energía generada debido a mediciones erróneas del viento

Altura	Mediciones correctas	Mediciones erróneas
10 m	4,4 m/s	4,2 m/s
30 m	5,3 m/s	5,5 m/s
	Pronósticos de generación de turbina de 600 kW	
78 m	1.210 MWh	1.462 MWh
	Error	Error estimación
10 m	-4,5 %	
30 m	+3,8 %	
78 m		+21 %

Fuente: Empeñamiento de proyectos Basados en Energías Renovables [9].

- **Costos operacionales.** Mantenimiento, arriendo de terrenos, etc.
- **Infraestructura.** Un aspecto importantísimo a considerar es la infraestructura necesaria. Las obras de infraestructura más importantes son las relacionadas con caminos de acceso (ancho del camino, radios de curvatura, puentes, etc.). Es necesario evaluar la situación de los caminos para determinar si es o no necesario realizar trabajos en ellos.
- **Configuración del parque.** Es importante determinar el área requerida por cada turbina, optimizar la generación de energía y la cantidad de turbinas, para lo cual se debe seleccionar la máquina más adecuada según precio, tamaño, producción de energía, etc. Una vez escogida la tecnología a utilizar, se debe definir la configuración de las turbinas en el terreno disponible.

Para determinar apropiadamente la configuración del parque, los principales parámetros a considerar son:

- Terreno disponible.
 - Caminos de acceso.
 - Conexión a la red.
 - Tipo de turbinas.
 - Número de turbinas.
 - Disposición básica *favorita* (impacto visual).
 - Distribución del viento para diferentes sitios.
- **Permisos.** Se debe contar con permisos para el uso del terreno, la instalación de las torres, uso de caminos y transporte de piezas por los mismos, entre otros.

8.2. Costos de un proyecto eólico

Los costos de un proyecto eólico se pueden clasificar, a grandes rasgos, en:

- Inversiones:
 - Costos de estudios (mediciones de vientos, verificación de caminos, etc.).

- Costos de Certificación para venta de bonos de carbono¹
 - Costos de adquisición e instalación (compra de equipos, transporte, instalación, mejoras de caminos, líneas de transmisión, etc.).
 - Terrenos (en caso de compra).
- Costos de generación:
- Costos de Operación y Mantenimiento (O&M).
 - Peajes.
 - Terrenos (en caso de arriendo).

8.2.1. Inversiones

Costos de estudios

Corresponden a los costos asociados a las mediciones de viento que se deben tomar, así como a la verificación del estado de los caminos y otros similares, aunque la componente más importante es la primera.

Las mediciones del viento tienen costos asociados a compra y/o arriendo e instalación de equipos de medición, así como operación y mantenimiento de los mismos. Estos costos dependen de la cantidad de sitios a medir y de la altura de las torres de medición. En la tabla 8.2 se muestran los costos para torres de medición de 10 y de 60 metros de altura.

Tabla 8.2: Costos de servicios de medición

Ítem	Costo	Unidad
Suministro, Instalación y Puesta en Servicio Torre Medición vientos 60 m altura	1350	UF/unidad
Suministro, Instalación y Puesta en Servicio Torre Medición vientos 10 m altura	940	UF/unidad
Servicios de Operación, Mantenimiento de Torre Medición y Análisis de datos	125	UF/mes
Desinstalación e instalación de torre medición y equipos NRG. Servicio, traslado y materiales	420	UF/unidad

Fuente: Oferta de servicios a Endesa por parte de Ingendesa, julio 2006.

Costos de certificación MDL

Para postular el proyecto al MDL, es necesario realizar ciertos estudios, para lo cual existen empresas especializadas en el tema que prestan servicios de asesoría. Además de lo anterior, es necesario inscribir el proyecto en la UNFCCC, lo que también tiene costos. Estos costos fueron presentados en secciones anteriores, específicamente en la tabla 4.1.

Costos de adquisición, construcción, montaje y puesta en servicio

Estos costos dependen de la turbina a utilizar (tamaño y marca, principalmente) y del lugar de la instalación.

¹Sólo en caso de postular el proyecto a MDL.

En la tabla 8.3 se muestran los costos de inversión aproximados por MW instalado para algunas marcas de aerogeneradores.

Tabla 8.3: Costos de equipos (no incluye instalación)

Empresa	Costo [MMUSD/MW]
Enercon	1,58
Gamesa	1,57
Vestas	1,23
GE	1,16

Fuente: Enercon y Gamesa: cotizaciones para Endesa España; Vestas y GE: cotizaciones para Endesa Chile, 2006.

Los costos de construcción y otros (Señalización, fletes, seguros, montaje, líneas de transmisión, obras civiles, etc.) dependen de la localización del parque. Para el caso de costos de montaje y obras civiles, se puede considerar que son una función de la potencia instalada del parque. Tomando en cuenta algunas cotizaciones presentadas a Endesa, se estimó un costo de obras civiles de 62 mil dólares por MW instalado. Los costos por seguros corresponden a una fracción del monto de inversión asegurable (1,6% del monto asegurable). Los costos de caminos, líneas, etc. fueron tomados de cotizaciones varias realizadas para Endesa Chile. Todos estos costos se pueden apreciar en la planilla con la evaluación económica.

8.2.2. Costos de generación

Costos de operación y mantenimiento

Dependen directamente de la turbina a utilizar, aunque también influye el lugar de la instalación.

No tiene mucho sentido estimar los costos de O&M, puesto que cada empresa fabricante normalmente ofrece un contrato de O&M a la hora de la licitación. No obstante lo anterior, se presentan a continuación valores cotizados por las empresas Vestas y GE.

Tabla 8.4: Costos de O&M Vestas y GE

Empresa	Años	Costo [USD/MWh] ²
Vestas	1, 2	7,4
Vestas	3, 4	10,1
GE		10,0

Fuente: Cotizaciones para Endesa, 2006 (Vestas). Seminario técnico GE año 2005, Buenos Aires (GE).

Además, datos del año 2004 indican los costos de O&M que se muestran en la tabla 8.5. Dichos costos corresponden a servicios completos de operación y mantenimiento ofrecidos por las diferentes empresas.

²Para estos precios se consideró que 1 = €1,296 USD.

Tabla 8.5: Costos de O&M

Empresa	Años al precio inicial	Precio [€/kWh]
Enercon	12	1,1
GE	12	1,2
Vestas	5-12	1,0

Fuente: Erneuerbare Energien (2004).

Al convertir los datos de Vestas y de GE de la tabla 8.5 a las unidades de la tabla 8.4, los precios no concuerdan. Esta diferencia podría deberse a una baja en los costos de O&M desde el 2004 al 2006 y/o a la consideración de un factor de planta diferente en cada caso, por lo que se corregirán los precios del 2004 para que concuerden con los datos 2006. De este modo se obtendrá una buena estimación de los costos de O&M de Enercon (corrigiendo por el mismo factor).

El factor de precios ((precio 2006)/(precio 2004) para GE es de 0,65 y para Vestas de 0,67 (considerando el promedio entre los dos primeros años y los dos siguientes), lo que da un factor promedio de 0,66, que al aplicarlo a Enercon arroja un costo de O&M de 9,4 USD/MWh.

8.2.3. Peajes

Toda central generadora de electricidad debe pagar peajes por el uso de los sistemas de transmisión. Existen en Chile tres tipos de transmisión, cada una de las cuales tiene su propio peaje. Los tipos de línea son:

- Líneas de Subtransmisión.
- Líneas de Transmisión.
- Línea Troncal.

De las anteriores, sólo la Línea Troncal está considerada en la exención de peaje para generadores de baja potencia (tal como se plantea en el capítulo 2); si una central está conectada al sistema de transmisión, entonces deberá pagar el peaje de transmisión independientemente de su potencia (lo mismo sucede con el sistema de subtransmisión).

El cálculo del peaje a pagar es altamente complejo, ya que depende del lugar donde se inyecte la potencia, de la potencia inyectada y de los flujos de otras centrales conectadas al subsistema. Para efectos de la evaluación, se considerará que la central está conectada directamente al sistema troncal y se evaluará para tres nodos con valores de peaje unitario diferentes. En cuanto a los peajes de transmisión y subtransmisión, sólo se determinará aquel valor de estos en conjunto que hace que el proyecto deje de ser rentable. En caso de realizar una evaluación posterior para un lugar específico, bastará con realizar una simulación de flujos del subsistema para determinar el peaje de subtransmisión y/o transmisión y luego agregar dicho valor a la planilla.

8.2.4. Terrenos

Un aspecto importante a la hora de instalar un parque eólico es la adquisición de terrenos. Según sea el caso, el terreno puede ser comprado o arrendado, y el tamaño necesario dependerá de la embergadura del proyecto. Una práctica común es el pago de un porcentaje de la venta de energía (por ejemplo un 5 % de los ingresos por venta de energía). El valor real de un terreno depende mucho de las circunstancias (ubicación, dueño(s), tamaño, etc.), por lo que para efectos de la evaluación se utilizará un valor dependiente del espacio necesario para los aerogeneradores, tomando como base el precio por hectárea de un terreno en particular comprado el año 2006 por Endesa Chile; así como también se considerará el caso de arriendo de terrenos por un 5 % de los ingresos por venta de energía.

8.3. Evaluación

Para realizar la evaluación económica se implementó una herramienta Excel que a partir de ciertos datos calcula el VAN y la TIR de un parque eólico considerando diversos escenarios.

El apéndice C consiste en un instructivo para la utilización de la herramienta Excel. En dicho instructivo se indican los parámetros que se deben ingresar y algunas consideraciones, además de una breve explicación para algunos parámetros.

Para la evaluación se utilizaron los siguientes datos:

- **Velocidad del viento para un lugar determinado.** Se tomaron datos de velocidad del viento medidos cada 10 minutos a tres alturas diferentes, considerándose para efectos del análisis los promedios horarios de la velocidad.
- **Curvas de potencia de diferentes aerogeneradores.** Se utilizaron las curvas de potencia de aerogeneradores G58-850 (Gamesa), V82 (Vestas) y GE 1.5sle (General Electric). Todas las curvas fueron ingresadas a una planilla excel como la potencia (en kW) asociada a una velocidad dada, cada 0,5 m/s y para una densidad del aire de 1,225 kg/m³, que es la densidad utilizada normalmente para la evaluación de proyectos eólicos.
- **Datos de aerogeneradores.** Se utilizaron, además de las curvas de potencia, la altura del eje de los aerogeneradores, el diámetro de su rotor y sus costos tanto de instalación como de O&M.
- **Peaje troncal unitario.** Se utilizó el peaje unitario troncal correspondiente a aproximadamente el promedio de los nodos troncales y, adicionalmente, los nodos más barato y más caro. Lo anterior de modo de poder analizar la variación de la TIR de un proyecto eólico en función del nodo de inyección de la electricidad.
- **Otros datos.** Se utilizaron otros numerosos datos, como por ejemplo la vida útil de equipos e instalaciones (para efectos de depreciaciones), costos de líneas de transmisión, caminos, obras, etc.

El procedimiento seguido para la evaluación se explica en lo que sigue:

1. Se extrapolaron los datos de velocidad del viento a la altura respectiva de cada aerogenerador (esto de manera tal que al cambiar la altura de un aerogenerador en la planilla, la velocidad del viento se actualiza de manera inmediata). Para esto se utilizaron datos promedio de la velocidad del viento entre los años 2004 y 2006 de un sitio en particular, sin embargo la planilla puede ser utilizada con datos de viento horarios desde un año completo (no necesariamente de enero a diciembre) hasta tres años. Si se desearan agregar datos para más de tres años habría que modificar la planilla levemente. Otro detalle es que los datos están en m/s, sin embargo se dejó una celda para cambio de unidad, es decir si se ingresan los datos en mph, por ejemplo, bastaría con poner en dicha celda la constante para pasar de mph a m/s.
2. La velocidad del viento en cada hora y para cada aerogenerador (ésta depende de la altura del eje) fue relacionada con la potencia mediante la curva de potencia de cada aerogenerador. Esto se realizó interpolando linealmente por tramos para cada curva. La potencia horaria de cada parque fue obtenida multiplicando la interpolación mencionada por el número de aerogeneradores en cuestión. Con la potencia horaria se obtienen la potencia promedio del parque y la energía generada por este durante un año.
3. Mediante la potencia horaria promedio se estimó la fracción de peaje troncal a pagar. Esto se realizó mediante una función condicional: si la potencia horaria del parque es menor que 9 MW, no se paga peaje durante esa hora; si la potencia está entre 9 y 20 MW, se paga una fracción del peaje correspondiente proporcional a la potencia inyectada; si la potencia inyectada supera los 20 MW, se paga el peaje troncal correspondiente al nodo de inyección. Con los valores de peaje horarios se puede estimar el valor anual de peaje a pagar.
4. Por otro lado, se estimó el factor de emisiones del SIC, tal como fue explicado en el capítulo 4.
5. Con la energía generada al año y el factor de emisiones del SIC se puede estimar la cantidad de bonos de carbono que se generarían con cada proyecto.
6. Se estimaron una serie de costos, en su mayoría dependientes de la embergadura del parque, ya sea según potencia instalada, cantidad de aerogeneradores o energía anual generada, según correspondiera.
7. Contando con todos los flujos de dinero, se procedió a realizar un flujo de caja y calcular los indicadores VAN y TIR para los proyectos.
8. Una vez finalizada la planilla se procedió a variar ciertos valores (potencia de los parques, precio de nudo, velocidad del viento, etc.) de manera de realizar un análisis y determinar condiciones que favorecen o perjudican el desarrollo de parques eólicos en Chile, y específicamente en el SIC.

8.4. Supuestos

Para realizar la evaluación se asumieron algunos supuestos fijos, y otros que varían según cada caso. Los supuestos del caso base son los siguientes³:

- Tiempo del proyecto: Se consideró que un proyecto eólico duraría 30 años.

³Algunos supuestos varían para algunos casos, lo que será explicitado para cada uno de ellos.

- Tasa de descuento: Se consideró una tasa de descuento del 6 %, que es aproximadamente la tasa utilizada actualmente por Endesa Chile.
- Reinversión: Se considera una reinversión a los 15 años de comenzado el proyecto. El monto de la reinversión se asumió igual a la mitad del valor de compra de los aerogeneradores, y corresponde a un mantenimiento mayor.
- Velocidad del viento: Se consideraron los datos horarios de la velocidad del viento del sitio de la Cuarta Región mencionado en el capítulo 7, cuyo promedio el año 2005 fue de aproximadamente 5,96 [m/s] y su promedio para todos los datos utilizados (septiembre 2004 a octubre 2006) es de aproximadamente 6,2 [m/s].
- Conexión al sistema: Se supuso que el parque eólico a evaluar estará conectado a una subestación de potencia, la cual estará conectada directamente a un nodo troncal (se considera la posibilidad de líneas entre la central y la subestación, y entre la subestación y el nodo, pero se asume que no se conectará la central en una zona de distribución ni de sub-distribución). Este supuesto se tomó debido a que el peaje que se debe pagar en zonas de distribución y sub-distribución varía demasiado según el punto de conexión, lo que hace imposible realizar una evaluación real. En caso de desear evaluar un parque en una zona de distribución, habría que determinar el peaje mediante una simulación apropiada y agregar dicho valor a la planilla (solo hay que agregar el valor del peaje a la fila “peaje distribución” en cada uno de los parques a evaluar, es decir para todas las tecnologías consideradas).
- Peaje troncal unitario: Se consideró un peaje troncal unitario de 2 mills/kWh, valor que es levemente superior al promedio de los nodos del sistema troncal del SIC (1,8 mills/kWh). Este valor debe ser fijado según el nodo al que se inyectará la electricidad.
- Potencia turbina Enercon E-70: Debido a que no se cuenta con la curva de potencia de dicha turbina, se consideró su factor de carga como 6 puntos porcentuales mayor al mayor factor de carga entre las otras tres turbinas (por ejemplo, si el mayor factor de carga es un 29 %, se asigna a la E-70 un 35 %)⁴.
- Precio de nudo de la potencia entregada: Las centrales generadores reciben un pago por la energía que entregan y otro pago por la potencia reconocida. En el caso de parques eólicos sucede lo mismo. El precio de nudo por la potencia fue considerado constante, indexado al CPI. Este supuesto se tomó considerando que la variación de este precio es muy leve de un año a otro, por lo que no vale la pena estimar algún alza o baja anual.
- MDL: Se consideró que el MDL se mantendrá vigente hasta el año 2012 inclusive. Después de eso no se considera la posibilidad de venta de bonos de carbono.
- Precio de los bonos de carbono: Dado que este trabajo contempla un análisis de expansión de la matriz energética de Endesa Chile, se tomó el precio de venta de los bonos al que está suscrita dicha empresa, que venderá los bonos de carbono a Endesa España a un precio de 10 € por cada CER.

⁴Los 6 puntos porcentuales fueron aumentados solo para el caso de los datos de viento medidos. Para los casos de velocidad de viento aumentada se tomó un factor de carga para la turbina E-70 de 5 puntos porcentuales mayor al mejor factor de carga de las otras tres.

- Terreno: Se considerará que el terreno necesario para el parque eólico sería arrendado por un valor anual correspondiente al 5 % de los ingresos producto de la venta de energía. Este criterio ha sido utilizado en países europeos y es bastante común.
- Precio de nudo de la energía: Se consideró que el precio de nudo de la energía se mantiene fijo, sin embargo también se indexó al CPI, lo que hace que suba anualmente según este índice.

Se consideró además, para todos los casos siguientes, los siguientes sub-casos:

- Caso base: considera todos los supuestos descritos para el caso base, además de las modificaciones que contemple cada encabezado.
- Caso sin MDL: Considera que el proyecto no recibe ingreso alguno por concepto de venta de bonos de carbono. Este caso se tomó en cuenta por dos motivos: el primero es que resulta interesante observar el efecto real de los bonos de carbono sobre un proyecto eólico, y el segundo es que en ciertos casos es posible que no se tenga derecho a vender bonos (por el requisito de adicionalidad explicado en el capítulo 4).
- Caso sin excención de peaje troncal: En este caso se considera que el peaje troncal se paga por completo. Esto simplemente para visualizar el efecto de la excención de peaje establecida por la Ley Corta I.
- Caso con terreno comprado: En algunos casos el terreno no puede ser arrendado, o simplemente podría resultar más conveniente comprarlo. Para esto se considera la compra de terrenos en un valor de 1,2 US\$/m², y el tamaño del terreno se consideró como 10 hectáreas más 1,3 veces el espacio estrictamente necesario para los aerogeneradores (el espacio *estrictamente necesario* considera que los rotores de los aerogeneradores deben estar al menos a una distancia de 1,5 veces su diámetro uno de otro; el factor 1,3 fue escogido arbitrariamente a partir del tamaño del terreno del proyecto eólico Canela, de Endesa Eco).

Los resultados obtenidos de la evaluación se presentan a continuación, separados por categorías.

8.5. Caso base

Los resultados para este caso se presentan a continuación, en las figuras 8.1 a 8.4.

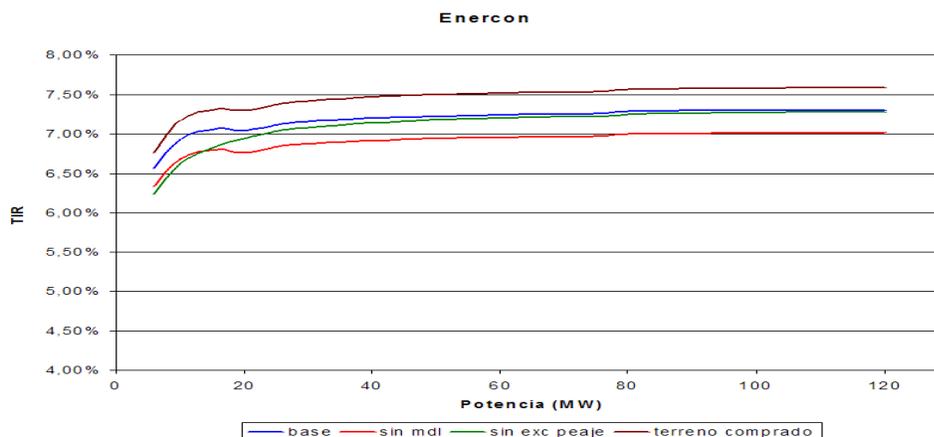


Figura 8.1: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

Se puede notar que en el caso la turbina Enercon E-70, resultaría más conveniente comprar el terreno que arrendarlo (ver figura 8.1). Esto se podría deber a que al tener esta turbina un mayor factor de carga⁵, es capaz de generar una mayor cantidad de energía, lo que encarece el arriendo (ya que éste corresponde a un porcentaje de los ingresos por venta de energía). Por otro lado, la turbina Enercon E-70 es la que presenta la mejor relación potencia/diámetro, es decir para una misma potencia instalada necesita utilizar menos espacio, lo que se traduce en un terreno más barato (esto se ve potenciado por el hecho de tener esta turbina un mejor factor de carga, lo que a su vez aumenta la potencia promedio).

En cuanto al efecto de la exención de peaje, se puede decir que éste existe hasta aproximadamente los 90 MW de potencia instalada (lo que se explica debido a que, a pesar de tener una potencia instalada sobre los límites de la exención, en ciertas ocasiones el parque generará menos de 20 MW, lo que permite una pequeña exención), sin embargo el efecto es despreciable para parques que superen los 40 MW de potencia instalada.

El efecto del MDL es más notorio que el del peaje, produciéndose un aumento en la TIR de aproximadamente 0,25 puntos porcentuales. Este efecto es pequeño debido a que se consideró que el MDL seguirá vigente solo hasta el año 2012. También se puede afirmar que un parque eólico con turbinas E-70 calificaría para el MDL, ya que su TIR sin venta de bonos de carbono es excesivamente baja, y con la venta de bonos supera la tasa de descuento.

Se puede ver que bajo los supuestos asumidos, un parque eólico instalado con turbinas E-70 podría llegar a tener una TIR del 7,25 % aproximadamente. Otro punto interesante de notar es que la TIR aumenta a medida que crece la potencia instalada, sin embargo a partir de 30 a 40 MW el cambio en la TIR es demasiado pequeño, por lo que antes de aumentar mucho la potencia sería más conveniente instalar un segundo parque.

Si bien una TIR del 7,25 % supera la tasa de descuento asumida (6 %), esta rentabilidad aún no resulta

⁵Esto en base a uno de los supuestos explicados al principio de este capítulo.

atractiva para una empresa como Endesa, que normalmente realiza proyectos con rentabilidades superiores al 10%.

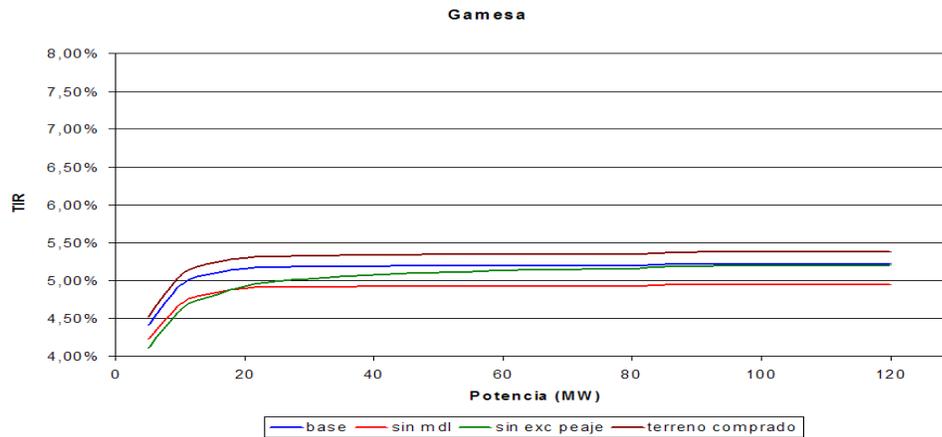


Figura 8.2: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

En el caso la turbina Gamesa G-58-850 kW resultaría más conveniente comprar el terreno que arrendarlo, al igual que en el caso anterior (ver figura 8.2). Esto se puede atribuir a que esta turbina tiene el mayor factor de carga (después de la turbina E-70), por lo que es capaz de generar una alta cantidad de energía, lo que encarece el arriendo del terreno. En cuanto a la relación potencia/diámetro, la turbina G-58 es la más deficiente de las cuatro evaluadas, razón por la cual la diferencia de la TIR con terreno comprado o arrendado es menor que para el caso de la turbina E-70.

El efecto de la excención de peaje es practicamente el mismo que en el caso de Enercon, sin embargo en este caso su influencia se hace despreciable para potencias algo mayores (entre los 50 y 60 MW).

El efecto del MDL también es notorio para la turbina G-58, y la TIR aumenta de la misma manera que para la turbina Enercon. No se puede afirmar que un parque eólico con turbinas G-58 calificaría para el MDL, ya que si bien su TIR sin venta de bonos de carbono es excesivamente baja, la TIR incluyendo los ingresos por concepto del MDL aún no supera la tasa de descuento.

Un parque eólico instalado con turbinas G-58 podría llegar a tener una TIR de alrededor del 5,3 %, lo que es demasiado bajo para realizar el proyecto. Nuevamente la TIR aumenta a medida que crece la potencia instalada, y para este caso, suponiendo que una TIR del 5,3 % fuera atractiva, convendría poner un parque de a lo más 20 MW.

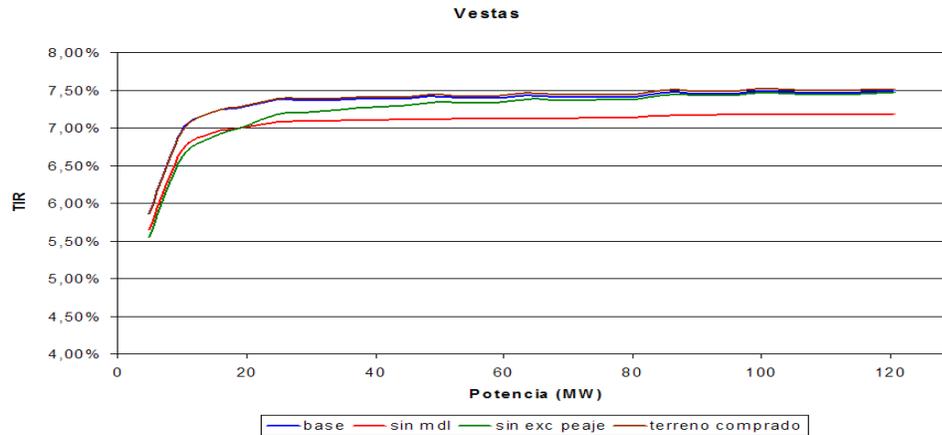


Figura 8.3: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

Para la turbina Vestas V-82 resulta casi indiferente comprar el terreno o arrendarlo (ver figura 8.3). Esto se debe a que el factor de carga de esta turbina hace que el VAN del pago por arriendo sea casi igual al VAN de la compra del terreno.

El efecto de la excención de peaje existe hasta aproximadamente los 90 MW de potencia instalada (al igual que para la turbina E-70), y el efecto es despreciable para parques que superan los 40 a 50 MW de potencia instalada.

El efecto del MDL es ligeramente mayor que en los casos anteriores, produciendo un aumento en la TIR de aproximadamente 0,3 puntos porcentuales. Un parque eólico con turbinas V-82 podría eventualmente calificar para el MDL, ya que si bien su TIR sin venta de bonos de carbono excede la tasa de descuento, ésta aún no aporta adicionalidad a la empresa (es decir la rentabilidad del proyecto sin MDL es menor que la rentabilidad de la empresa); y aunque la TIR incluyendo la venta de bonos de carbono aún no supera la rentabilidad de la empresa, si mejora bastante, lo que podría justificar la venta de bonos.

Un parque eólico instalado con turbinas V-82 podría llegar a tener una TIR cercana al 7,5 %, y en este caso resultaría conveniente construir un parque de hasta 20 a 30 MW de potencia. Esta alternativa aún no resulta altamente atractiva para Endesa, ya que disminuiría su rentabilidad como empresa.

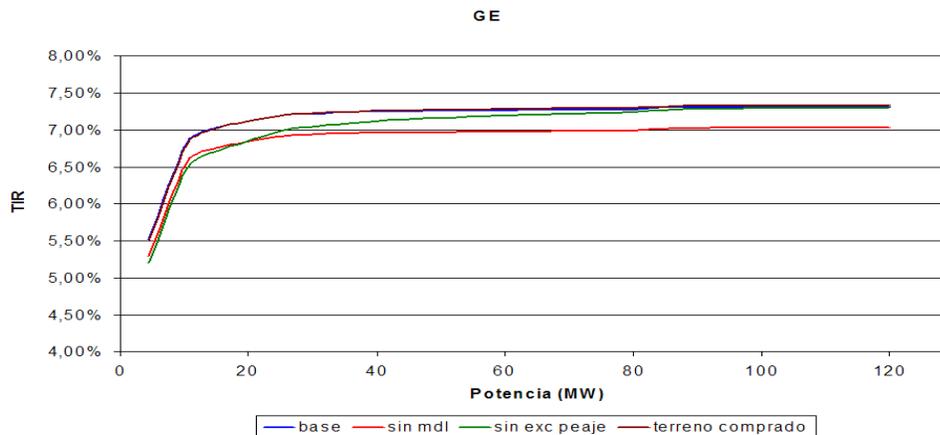


Figura 8.4: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

Para la turbina GE 1.5sle también resulta casi indiferente comprar el terreno o arrendarlo (ver figura 8.4). Esto ocurre por la misma razón que para el caso de Vestas.

El efecto de la exención de peaje existe también hasta aproximadamente los 90 MW de potencia instalada, y el efecto es despreciable para parques que superan los 50 a 60 MW de potencia instalada.

El efecto del MDL es bastante similar al del caso de Vestas. Un parque eólico con turbinas GE 1.5sle podría eventualmente calificar para el MDL, ya que se encuentra en las mismas condiciones que el caso anterior.

Un parque eólico instalado con turbinas GE 1.5sle podría llegar a tener una TIR cercana al 7,4 %, y en este caso resultaría conveniente construir un parque de hasta 20 a 30 MW de potencia. No obstante lo anterior, aún no resultaría altamente atractivo para Endesa instalar un parque eólico en tales condiciones.

8.6. Análisis de sensibilidad

A continuación se presenta un análisis de sensibilidad de la evaluación, para el cual se consideró la variación de diversas variables del problema, tales como la velocidad del viento y el precio de nudo de la energía, entre otras.

8.6.1. Precio nudo en alza

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque se considera que el precio de nudo sube en un 1 % anual, además de estar indexado al CPI.

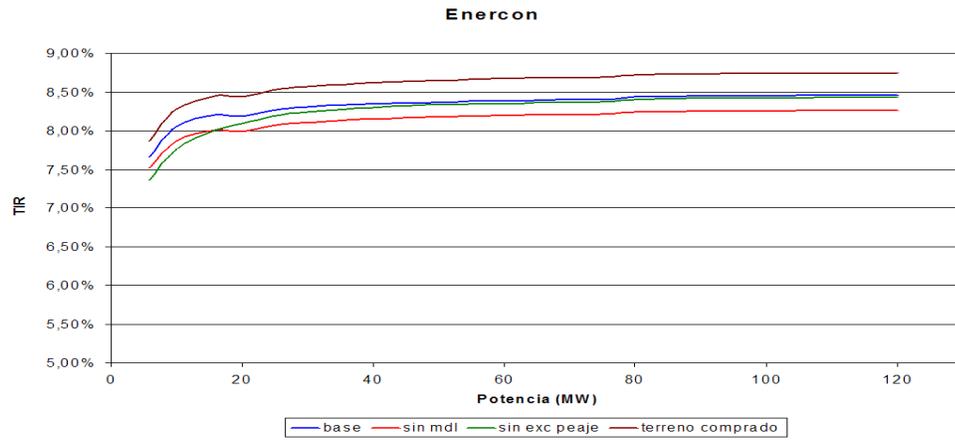


Figura 8.5: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

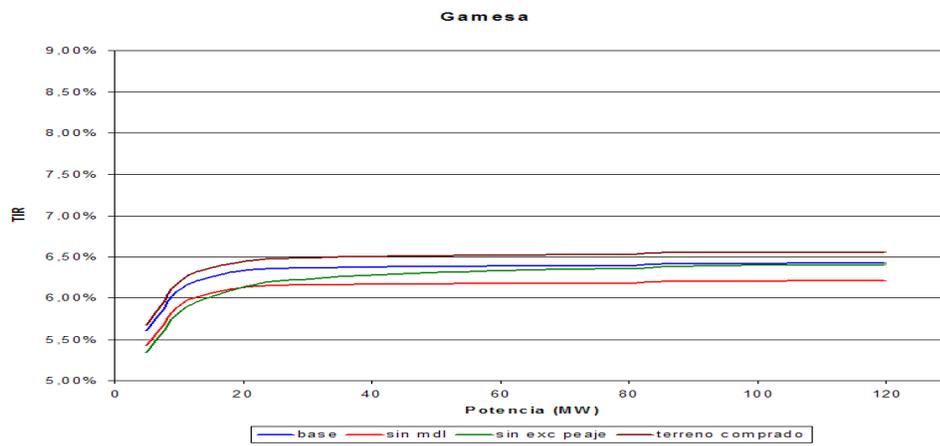


Figura 8.6: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

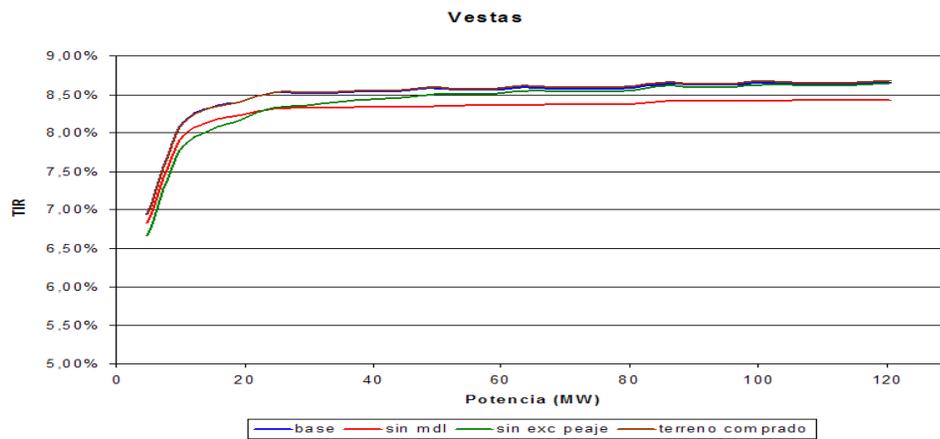


Figura 8.7: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

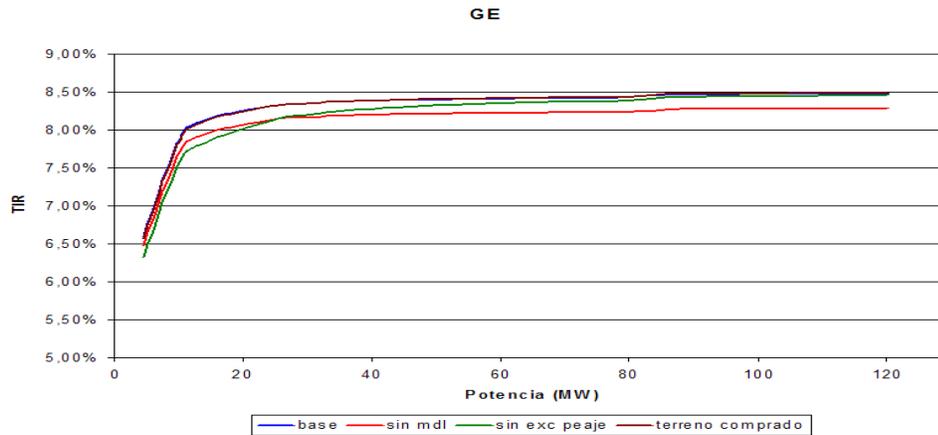


Figura 8.8: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

Como se puede observar en las figuras 8.5 a 8.8, un precio de nudo en alza aumentaría considerablemente la rentabilidad de todas las alternativas; sin embargo ninguna pasaría aún a ser realmente atractiva para Endesa, ya que ninguna de las alternativas logra llegar a una TIR del 9 % siquiera. Por otro lado, si el precio de nudo aumentara, la rentabilidad de Endesa subiría, por lo que para que un proyecto le resultara atractivo tendría que tener una TIR aún mayor al 10 %.

La influencia de la exención de peaje, MDL y compra o arriendo de terrenos se mantiene en este caso para todas las tecnologías.

8.6.2. Precio nudo en baja

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque se consideró que el precio de nudo de la energía disminuye en un 1,5 % anual. No obstante lo anterior, el precio de nudo fue indexado al CPI, lo que atenúa la disminución.

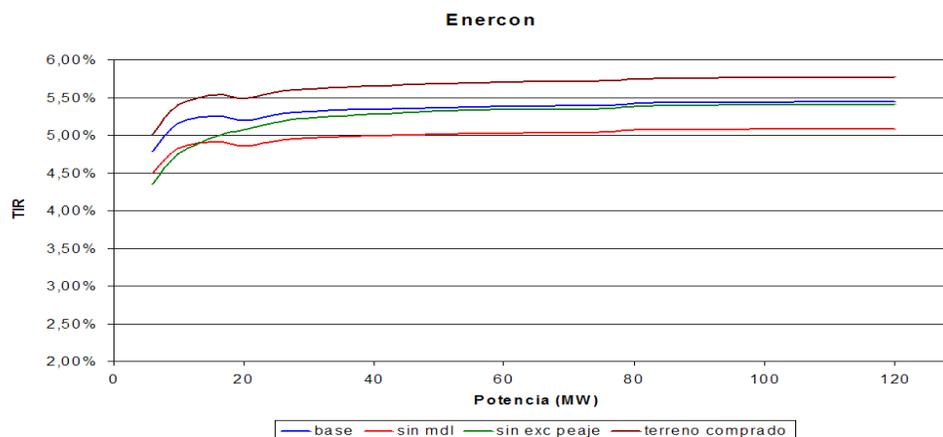


Figura 8.9: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

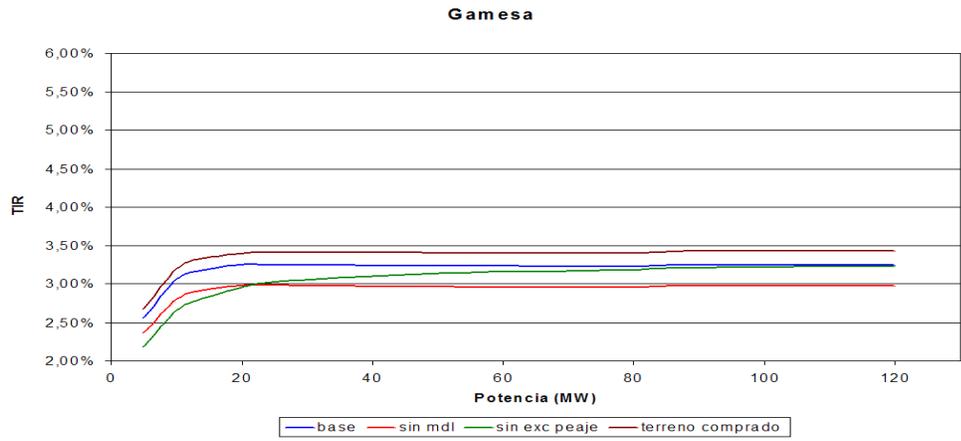


Figura 8.10: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

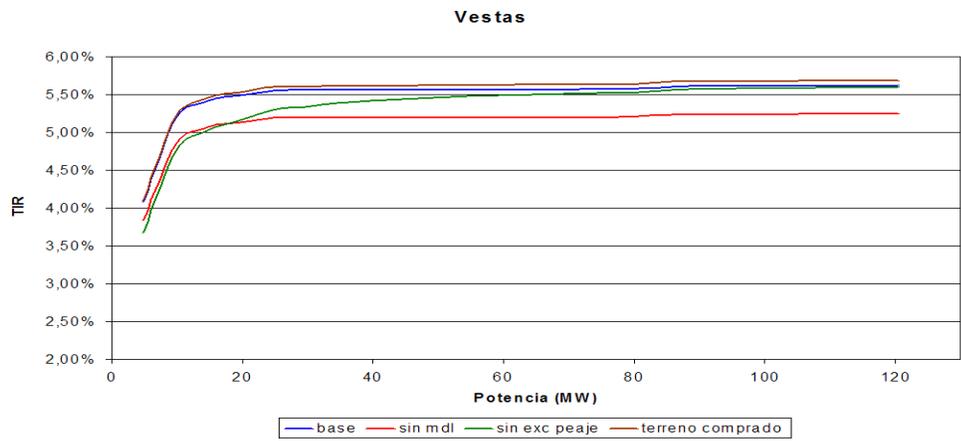


Figura 8.11: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

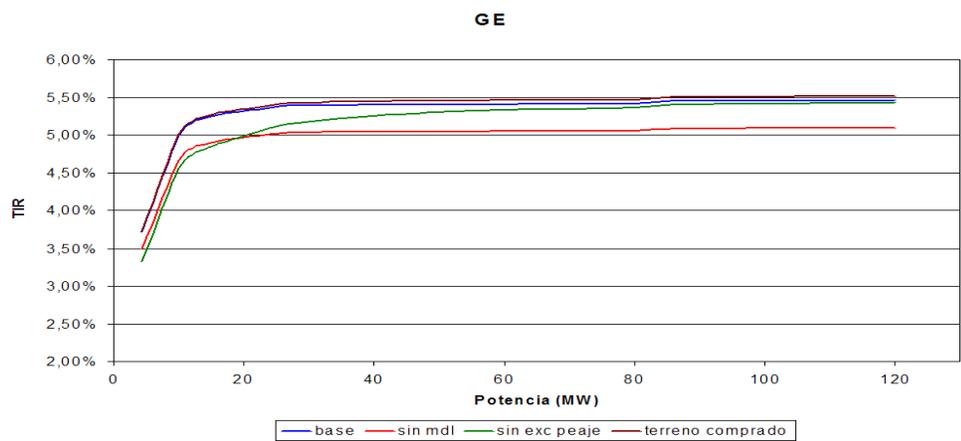


Figura 8.12: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

En este caso ninguna de las tecnologías logra siquiera alcanzar la tasa de descuento (es decir todas tienen

VAN negativo). La tecnología cuya TIR más se acerca al 6 % es Enercon, que llega a tener una TIR cercana al 5,7 % a partir de cierta potencia (ver figura 8.9). El resto de las turbinas presentan una TIR menor aún (ver figuras 8.10 a 8.12). Es decir, hoy en día abordar un proyecto eólico es altamente riesgoso, puesto que si llegara a bajar el precio de nudo la rentabilidad sería bajísima.

La influencia de la exención de peaje, MDL y compra o arriendo de terrenos se mantiene también en este caso para todas las tecnologías.

8.6.3. Velocidad del viento aumentada en 1 m/s

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque suma 1 [m/s] a cada uno de los datos medidos, lo que se traduce en una velocidad promedio de alrededor de 7,2 [m/s].

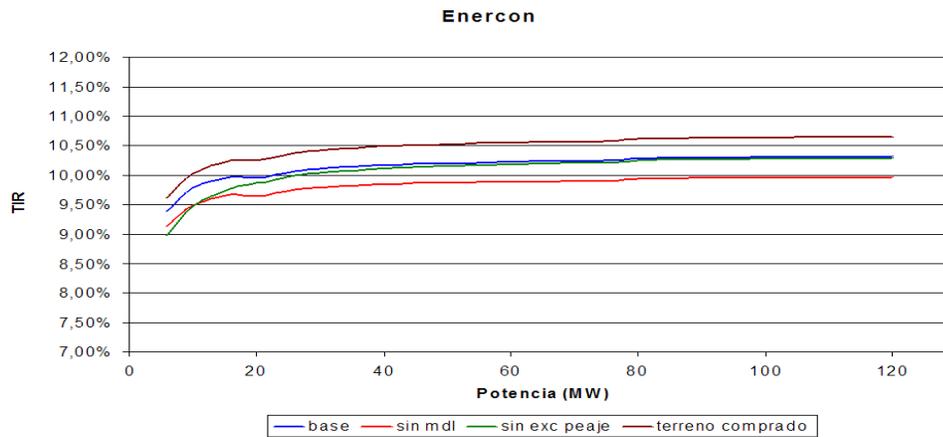


Figura 8.13: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

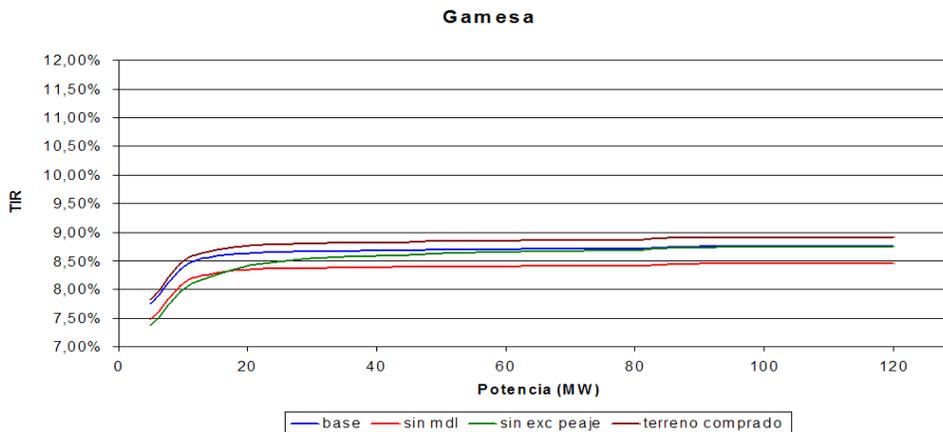


Figura 8.14: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

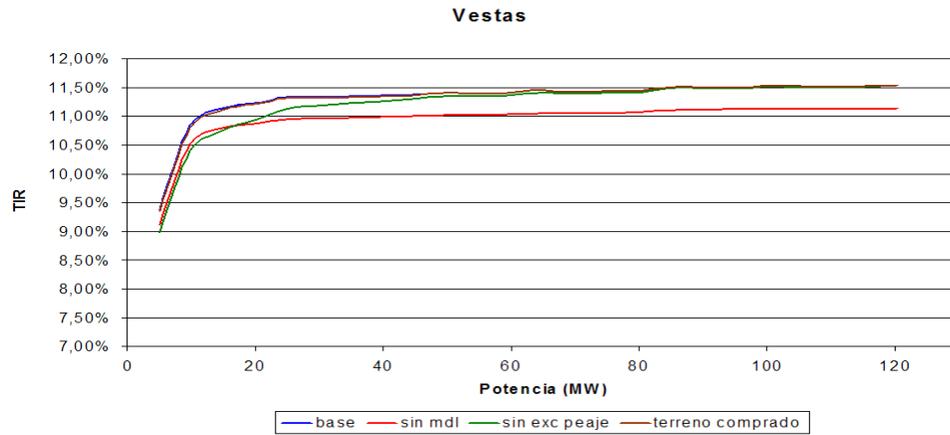


Figura 8.15: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

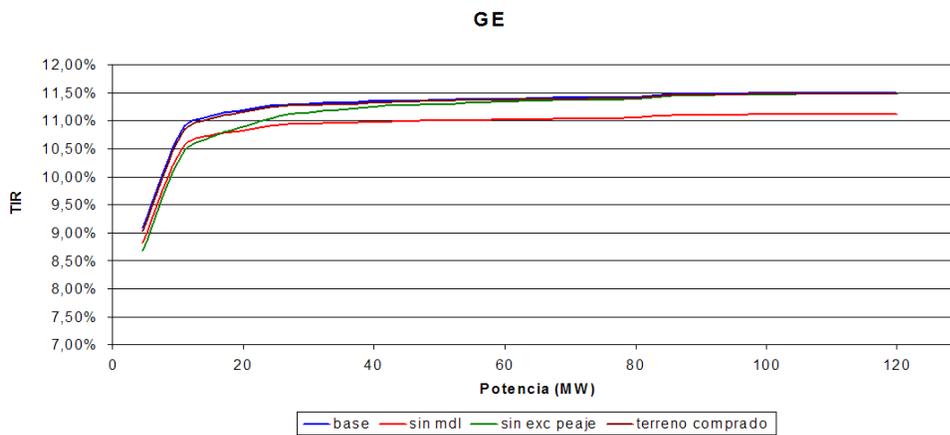


Figura 8.16: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

En caso de tener un recurso eólico mejor, cuyo promedio de velocidades sea de 7,2 [m/s], todas las tecnologías presentarían una TIR superior a la tasa de descuento, incluso sin contar con la venta de bonos de carbono (y para cualquier potencia entre 5 y 120 MW, ver figuras 8.13 a 8.16).

Más aún, sólo un parque con turbinas Gamesa podría optar con cierta seguridad al MDL, mientras que Enercon estaría en el límite (aunque para potencias de 30 a 40 MW podría calificar) y las demás tecnologías, Vestas y GE, sólo podrían vender bonos de carbono en caso de instalar parques con potencias inferiores a los 10 MW.

En este caso la exención de peaje influye de manera similar que en el resto de los casos, aunque disminuye muy ligeramente.

La influencia del MDL se mantiene nominalmente, sin embargo, como se mencionó anteriormente, no todos los parques podrían obtener la certificación, ya que serían rentables por sí solos.

El efecto de comprar o arrendar el terreno se mantiene.

8.6.4. Velocidad del viento aumentada en 2 m/s

Este caso es igual al caso base, salvo porque suman 2 [m/s] a cada uno de los datos medidos, lo que se traduce en una velocidad promedio de alrededor de 8,2 [m/s].

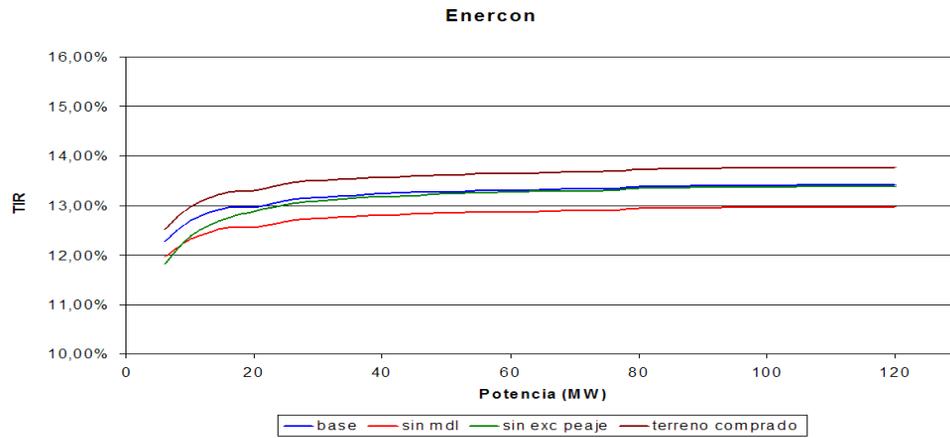


Figura 8.17: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

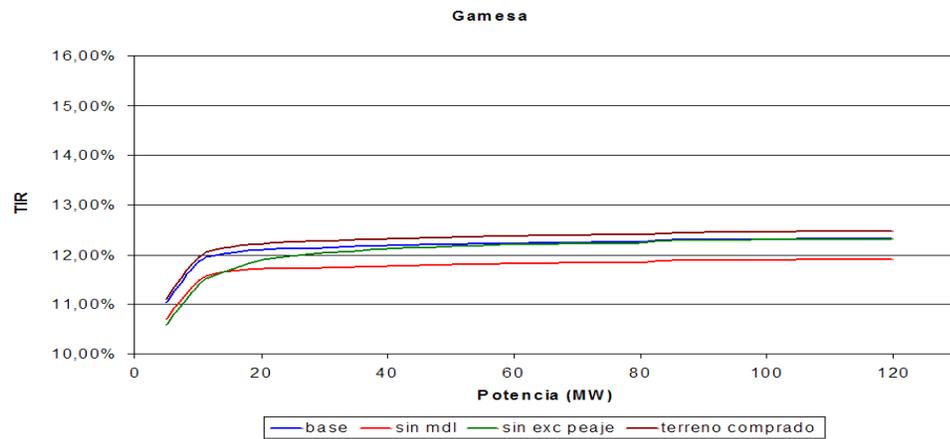


Figura 8.18: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

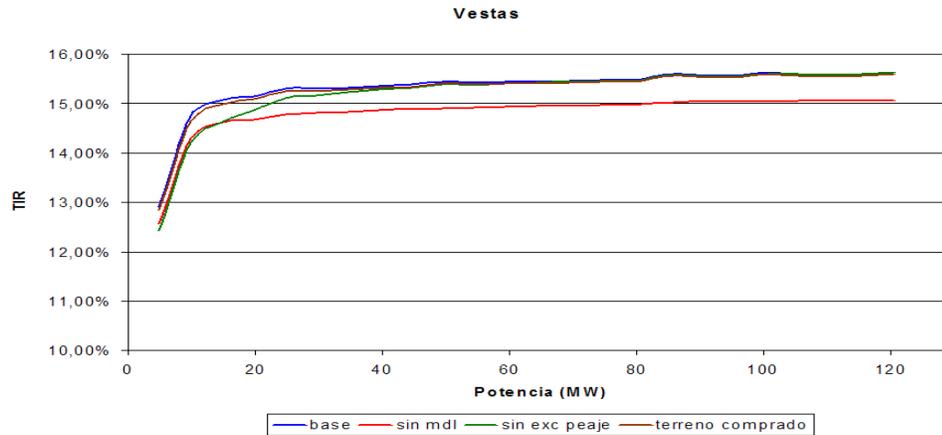


Figura 8.19: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

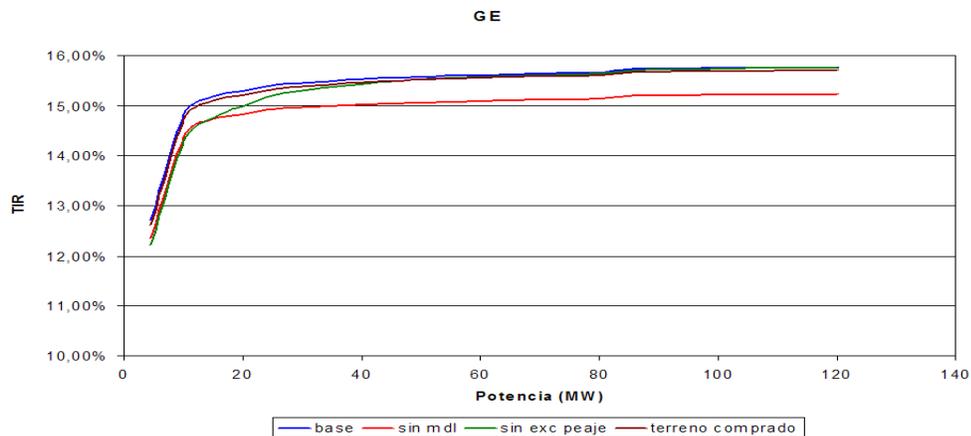


Figura 8.20: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

En caso que se tuviera un recurso eólico de estas características, todas las tecnologías resultarían altamente atractivas, incluso sin MDL (de hecho no se podría optar al MDL en ningún caso dada la alta rentabilidad de los proyectos por sí solos).

Se puede notar también en este caso que la influencia de la excención de peaje disminuye considerablemente en relación al caso base, ya que ésta se puede apreciar hasta 50 MW para los casos de Enercon y Gamesa (ver figuras 8.17 y 8.18) y hasta los 40 MW para Vestas y GE (ver figuras 8.19 y 8.20); por otro lado esta influencia comienza a hacerse despreciable alrededor de los 30 MW, salvo para las E-70, en cuyo caso el efecto de la excención de peaje alcanza a ser notorio hasta cerca de los 20 MW.

Dado que en este caso todas las tecnologías resultan rentables, no existe efecto del MDL, ya que no se podría certificar la venta de bonos de carbono en ninguno de los casos.

El efecto de compra o arriendo de terrenos en este caso cambia levemente. Para los casos de Enercon y Gamesa sigue siendo conveniente comprar el terreno, sin embargo la diferencia ante el arriendo es menos que en el

caso base. Por otro lado, se puede notar que, por una pequeña diferencia, para los casos de Vestas y GE resultaría más conveniente arrendar el terreno (en contraposición con el caso base, en que no se nota una diferencia entre ambas alternativas).

8.6.5. Conexión en el nodo más barato del SIC

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque el peaje troncal unitario considerado es de 0,04 [mills/kWh], que corresponde al nodo troncal de Quillota, que es el de peaje más barato del SIC. Para este caso no se tomó en cuenta la turbina Enercon E-70, puesto que al no tener su curva de potencia resulta poco apropiado analizar su sensibilidad ante un cambio en el peaje unitario, ya que este depende altamente de la potencia horaria debido a la excención de peaje establecida por la Ley Corta I (en consecuencia, la turbina Enercon E-70 no será tomada en cuenta para ninguno de los casos que incluyen una variación del peaje).

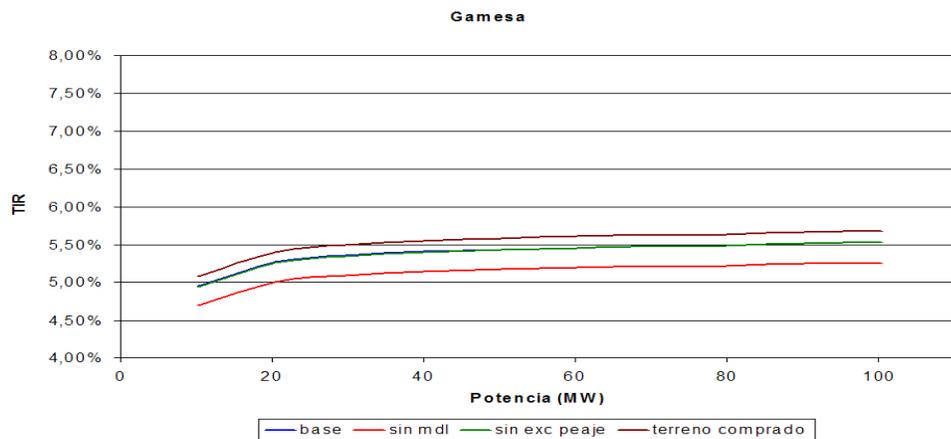


Figura 8.21: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

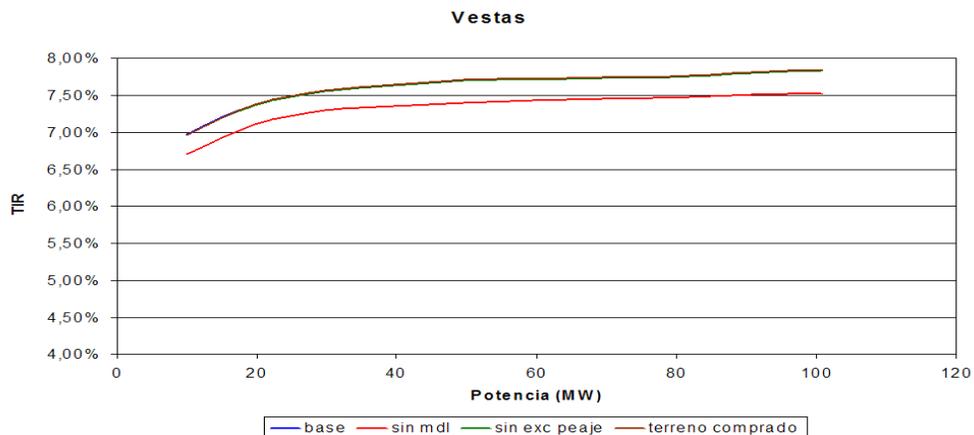


Figura 8.22: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

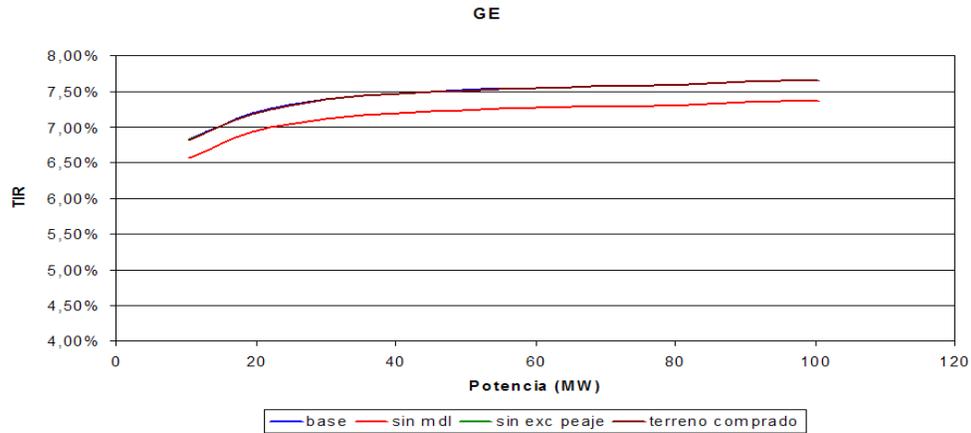


Figura 8.23: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

En este caso, en que se ha bajado el peaje troncal unitario de 2 a 0,04 mills/kWh, la TIR sube aproximadamente 0,3 puntos porcentuales en los tres casos evaluados (ver figuras 8.21 a 8.23).

El efecto de arriendo o compra de terrenos es el mismo que en el caso base, al igual que el efecto del MDL.

Al ser tan barato el peaje, la excención es despreciable. Solo para casos de muy baja potencia hay una leve diferencia, sin embargo ésta no se logra apreciar en los gráficos.

Por otro lado, se puede notar un leve cambio en la forma de la curva, ya que si bien la TIR sigue aumentando de manera cada vez más lenta a medida que aumenta la potencia, esta disminución del aumento de la TIR es menor que en un caso con alto peaje, en que la curva tiende a ser más plana para potencias sobre los 30 MW.

8.6.6. Conexión al nodo más caro del SIC

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque el peaje troncal unitario considerado es de 5,94 [mills/kWh], que corresponde al nodo troncal más caro del SIC, que es el de Puerto Montt.

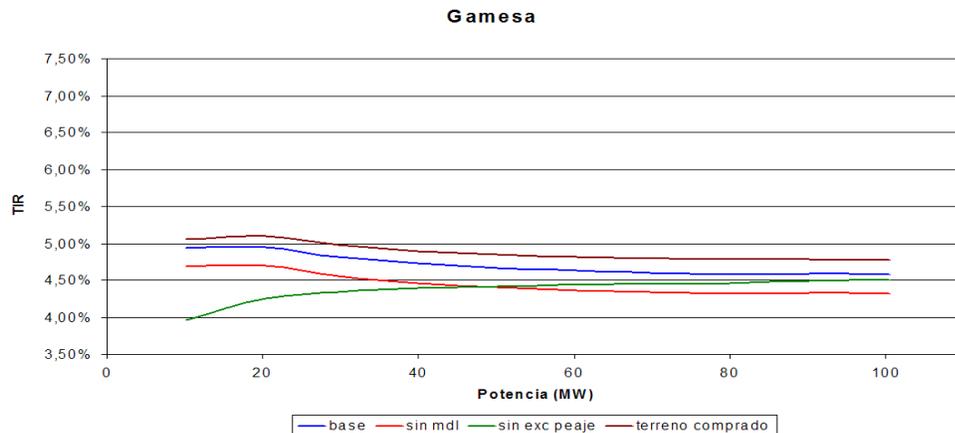


Figura 8.24: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

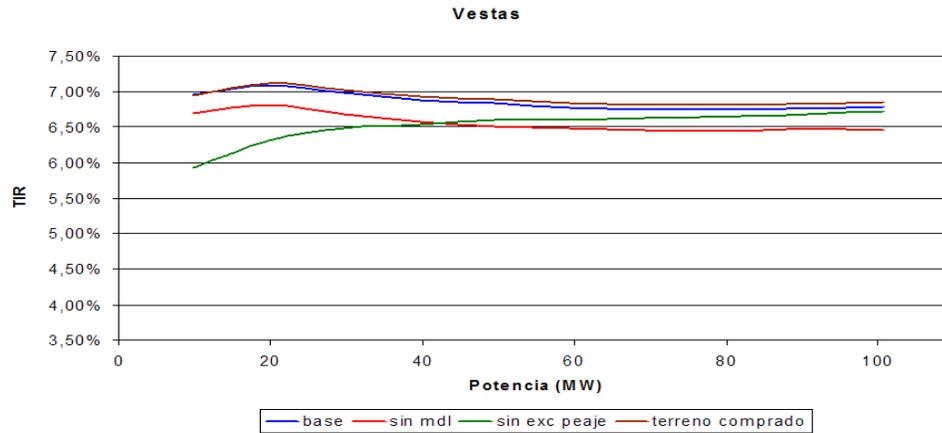


Figura 8.25: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

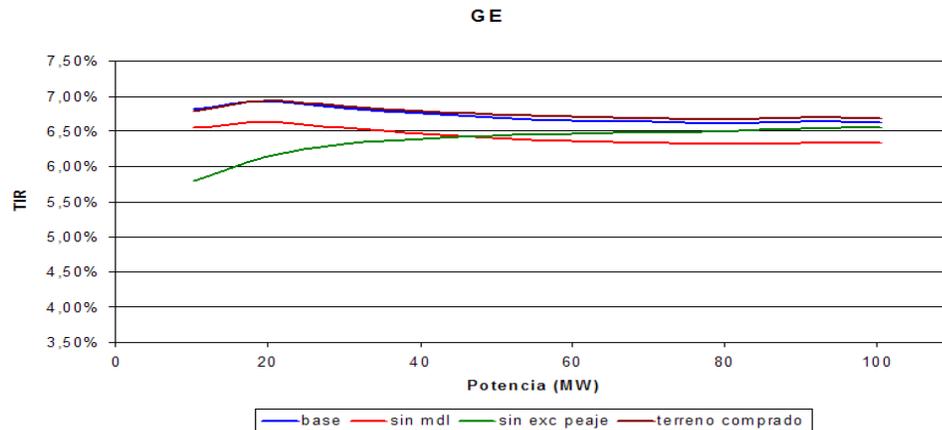


Figura 8.26: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

El aumento del peaje troncal unitario de 2 a 5,94 mills/kWh afecta notoriamente la TIR de los proyectos. No solo disminuye su valor para cada potencia, sino que causa que la curva tenga un máximo alrededor de los 20 MW para todos los casos evaluados, el cual es aproximadamente 0,4 puntos porcentuales inferior a la situación más favorable (la potencia instalada más conveniente) correspondiente al caso base (figuras 8.24 a 8.26).

En este caso el efecto de la excención de peaje es incluso mayor al efecto del MDL (hasta un poco más de los 40 MW instalados), y afecta a los proyectos incluso por sobre los 100 MW, siendo notoria su influencia hasta aproximadamente los 90 MW.

El cambio en la curva reafirma la idea planteada anteriormente: mientras mayor sea el peaje troncal unitario, mayor será el desincentivo a aumentar la potencia instalada, ya que la curva pasa de ser estrictamente creciente (para un peaje troncal unitario muy bajo) a tener un máximo y luego ser decreciente (para un peaje troncal unitario muy alto).

8.6.7. MDL durante 21 años

En este caso se considera que el MDL seguirá vigente y que se pueden vender bonos durante 21 años (que es el plazo máximo definido en el Mecanismo de Desarrollo Limpio). Los resultados se pueden apreciar en las figuras 8.27 a 8.30.

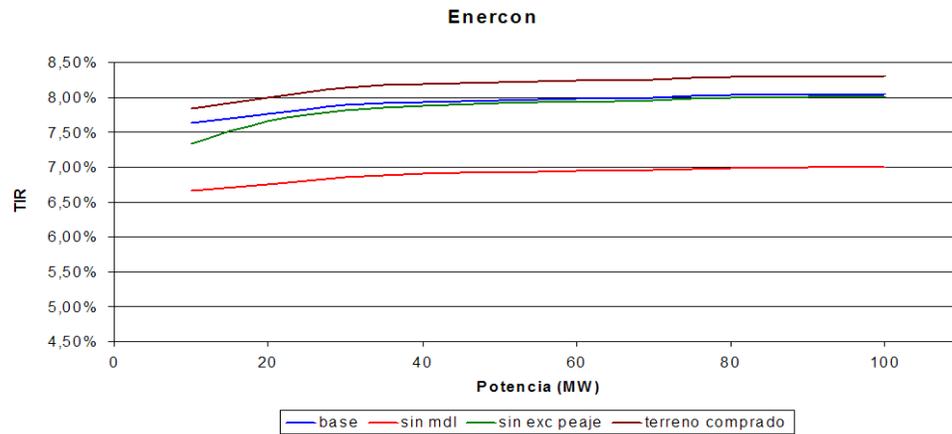


Figura 8.27: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

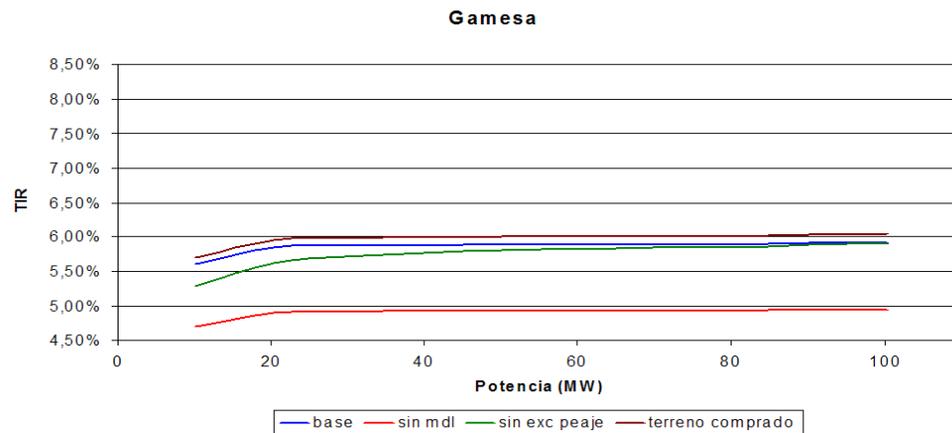


Figura 8.28: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

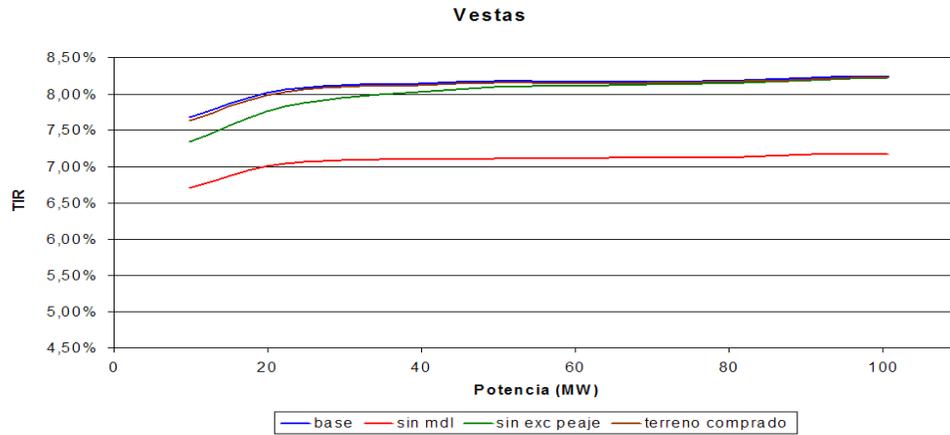


Figura 8.29: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

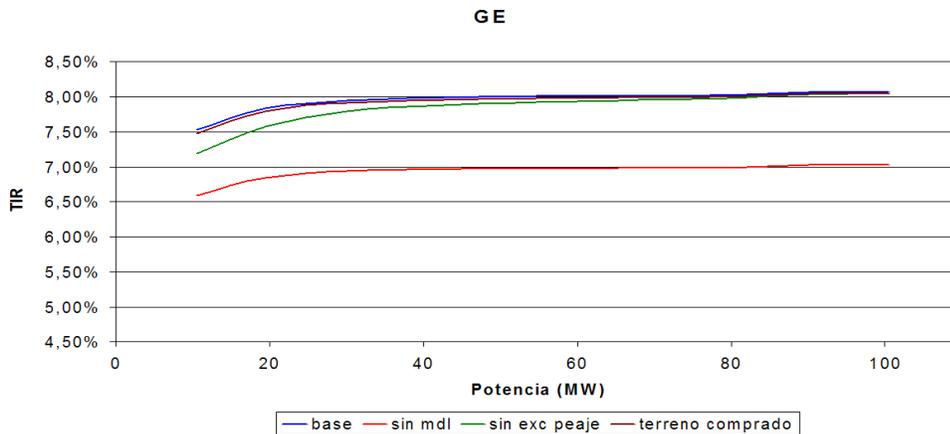


Figura 8.30: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

Si se pudieran vender bonos de carbono durante 21 años (es decir si el MDL extendiera su vigencia lo suficiente), aumentaría considerablemente la TIR de los proyectos (aproximadamente 0,7 puntos porcentuales).

Claramente en este caso aumenta la influencia del MDL, ya que en lugar de operar durante 5 años, lo hace durante 21.

La compra o arriendo de terrenos mantiene su efecto, y lo mismo sucede con la excención de peaje.

8.7. Costo total de las instalaciones

El costo total de las instalaciones (es decir cuánto cuesta tener el parque eólico instalado y listo para entrar en marcha) depende de las turbinas utilizadas y de la potencia instalada, ya que existen algunas economías de escala (como la subestación de potencia, por ejemplo).

Otro punto que influye bastante en este aspecto es si el terreno se compra o arrienda, por lo que se incluyen

ambos casos.

8.7.1. Terreno arrendado

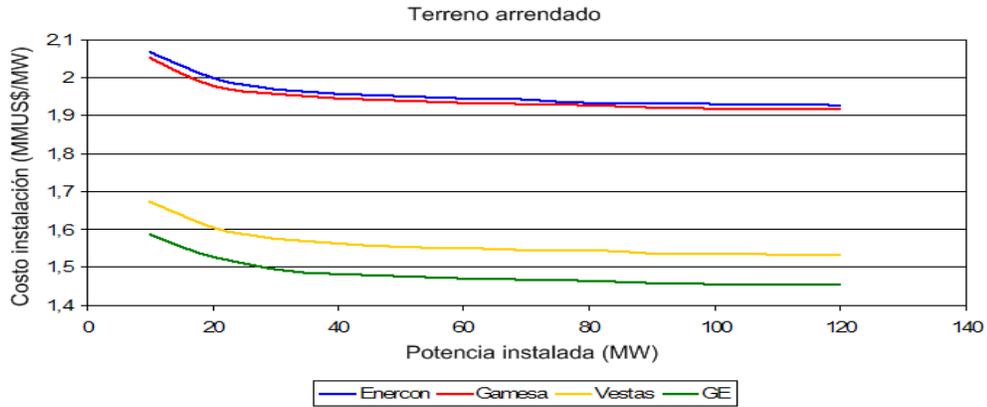


Figura 8.31: Costo de instalación de un parque eólico en función de la potencia instalada.

En la figura 8.31 se puede apreciar que existen economías de escala en la instalación de parques eólicos. Es decir cada MW de potencia adicional cuesta menos que el anterior.

Llama especialmente la atención la brecha de costos que existe entre Enercon-Gamesa y Vestas-GE. Esta brecha se podría deber a que las últimas dos empresas han hecho ofertas concretas a proyectos desarrollados en Chile y otros países de Sudamérica, y es posible que hayan reducido sus precios a este sector por motivos estratégicos de posicionamiento en el mercado. Por otro lado, Enercon y Gamesa aún no pretenden expandir su mercado hacia Sudamérica, por lo que los costos de los equipos (que corresponden a la mayor parte de los costos de instalación) que se han utilizado en este trabajo corresponden a ofertas recibidas por Endesa España. Esto podría explicar la alta diferencia de costos de los equipos, ya que en Europa hay un *boom* de parques eólicos desde hace algún tiempo, por lo que sus costos aún no disminuyen (dada la alta demanda) y la mayoría de las empresas fabricantes tienen sus líneas de producción copadas. Luego, tal vez la apuesta de Vestas y GE por posicionarse en el mercado Sudamericano disminuyendo sus precios ocurre como un intento de mantener los niveles de producción cuando en Europa disminuya la demanda, lo que debería ocurrir paulatinamente ya que, como se ha comentado anteriormente, no conviene que la potencia eólica instalada supere el 10 a 20 % de la red. Luego, pronto se debiera estabilizar el mercado de aerogeneradores en Europa, y entonces resultará más atractivo para los fabricantes el vender a países sudamericanos y, según parece, Vestas y GE se están preparando a abarcar una buena parte de este nuevo mercado.

Otra posible explicación a esta diferencia es que simplemente Gamesa y Enercon hayan enfrentado una mayor demanda al momento de realizar las ofertas respectivas a Endesa España (de las cuales se obtuvieron los costos de equipos para el presente trabajo).

Dado que las ofertas realizadas a Endesa España (Enercon y Gamesa) fueron realizadas con anterioridad a las recibidas por Endesa Chile (Vestas y GE), cabe una tercera posibilidad, que es que los aerogeneradores

simplemente hayan bajado su precio con el tiempo. Esta posibilidad parece poco probable dada la alta demanda de aerogeneradores, que aún mantiene copadas las líneas de producción de los fabricantes (cuando Endesa Chile licitó el proyecto eólico Canela, solo Vestas y GE entregaron una propuesta, a pesar que Gamesa y Enercon también fueron invitados; más aún, GE no podía ofrecer un contrato de operación y mantenimiento por falta de capacidad).

8.7.2. Terreno comprado

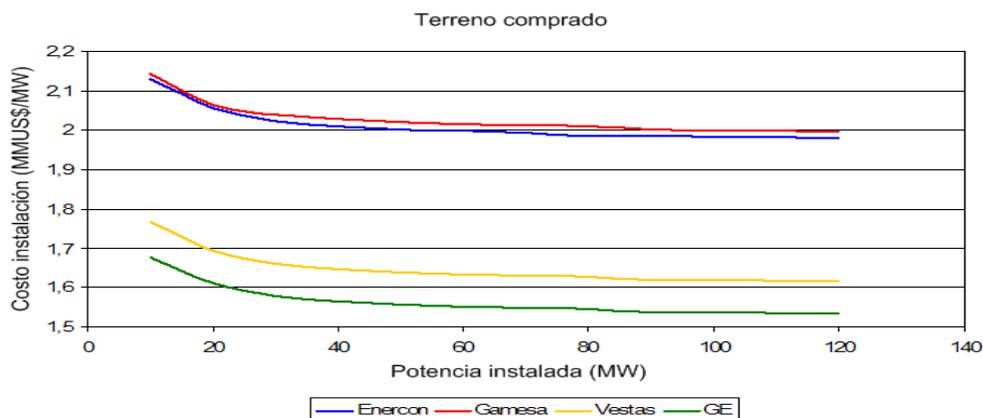


Figura 8.32: Costo de instalación de un parque eólico en función de la potencia instalada.

En caso de comprar el terreno, los costos de tener el parque instalado aumentan, ya que se debe sumar el monto correspondiente a la compra del terreno. En la figura 8.32 se puede apreciar este aumento con respecto a la figura 8.31.

Al comparar los gráficos se puede notar también la importancia del tamaño de las turbinas y, especialmente, su relación potencia/tamaño. Comparando las curvas de Enercon y Gamesa, se puede notar que en el caso de terreno comprado los costos de instalación de Gamesa superan a los de Enercon, cosa que no sucede en el caso de terreno arrendado. Esta diferencia se debe exclusivamente a que las turbinas Gamesa G-58 tienen una relación potencia/espacio más baja que Enercon, por lo que para una misma potencia instalada las turbinas Gamesa necesitarán un terreno más grande (diferencia que se acentúa a medida que aumenta la potencia instalada).

8.8. Costos de generación

Los costos de generación (es decir cuánto cuesta generar cada MWh de energía eléctrica) dependen de las turbinas utilizadas y de la potencia instalada, principalmente por los peajes que se deben pagar, ya que la exención de peaje establecida en la Ley Corta I depende de la potencia inyectada al sistema, que a su vez depende de la potencia instalada.

Por otro lado, en el caso de arriendo de terreno también influye la potencia instalada, ya que el monto que se paga por arriendo depende de la energía generada al año, que a su vez depende de la potencia instalada del parque. Por esta razón, se incluyen los casos con arriendo de terreno y con compra de terreno.

No se incluye el caso de las turbinas Enercon E-70, ya que al no tener su curva de potencia no se puede asegurar realmente cuál es el costo por arriendo ni, especialmente, por peaje troncal.

8.8.1. Terreno arrendado

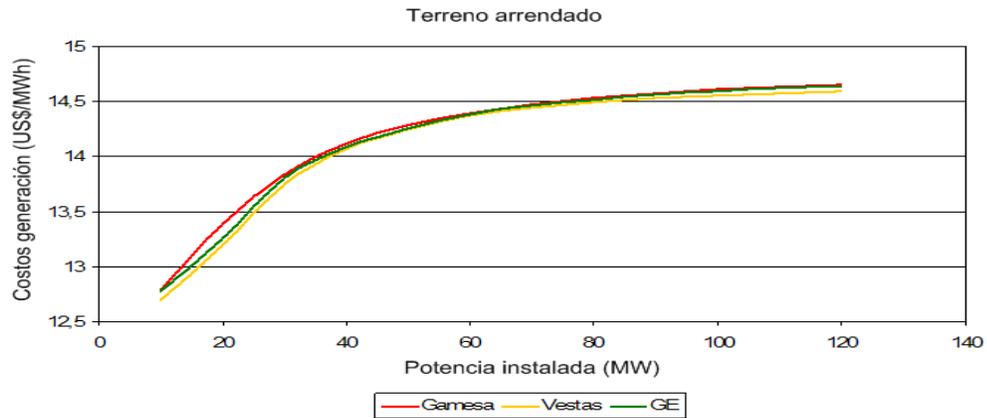


Figura 8.33: Costos de generación de un parque eólico en función de la potencia instalada.

Los costos de generación, al contrario que los de instalación, aumentan a medida que se incrementa la potencia instalada (ver figura 8.33). Esto se debe únicamente al peaje troncal, ya que la exención de su pago disminuye a medida que aumenta la potencia instalada, por lo que a mayor potencia instalada, mayor es el peaje troncal unitario.

8.8.2. Terreno comprado

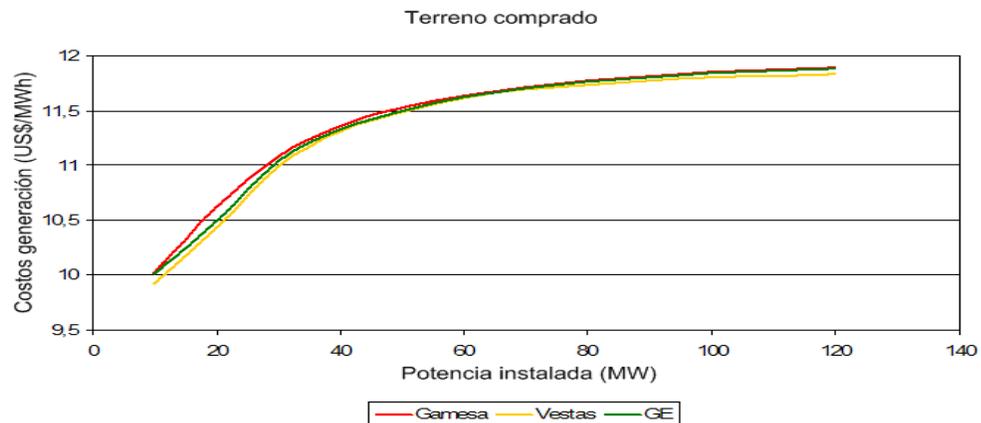


Figura 8.34: Costos de generación de un parque eólico en función de la potencia instalada.

En caso de comprar el terreno, lo único que cambia es que no se paga un arriendo, por lo que los costos de generación disminuyen (ver figuras ?? y ??). La forma de las curvas se mantiene, ya que el pago de peaje es

proporcional a la energía generada, que es a su vez proporcional a la potencia instalada del parque.

8.9. Ganancias producto de los bonos de carbono

Las ganancias por bonos de carbono dependen de las turbinas instaladas y la potencia del parque. Se incluyen a continuación las ganancias producto de bonos de carbono para las cuatro tecnologías evaluadas en este trabajo, considerando dos posibles casos:

1. MDL vigente hasta el 2012.
2. MDL vigente indefinidamente (es decir, posibilidad de vender bonos de carbono hasta por 21 años).

8.9.1. MDL vigente hasta el año 2012

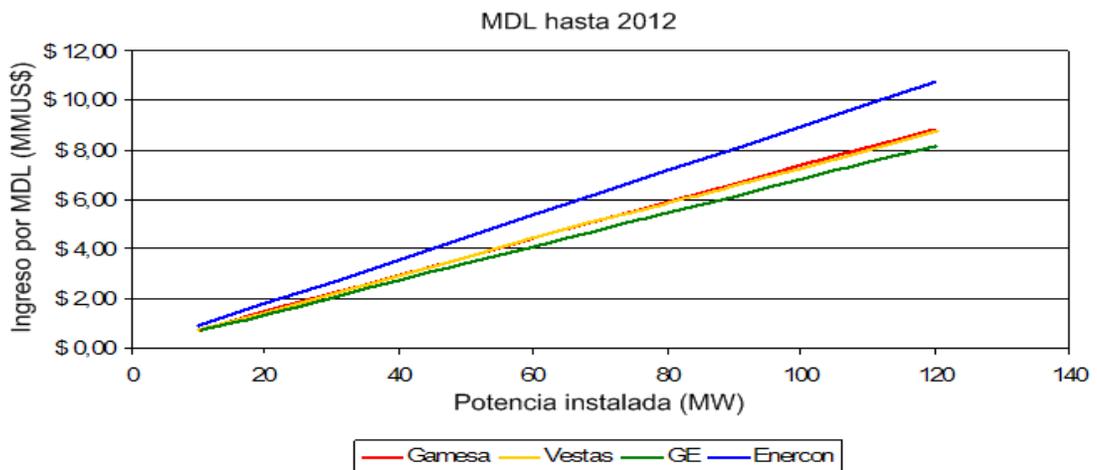


Figura 8.35: Ingresos por venta de bonos de carbono durante el proyecto.

Si el MDL se mantiene vigente sólo hasta el año 2012, entonces un parque eólico que comenzara a generar el año 2008 podría obtener las ganancias que se aprecian en la figura 8.35 (estos valores están actualizados al año de inicio del proyecto). Si bien los valores no son demasiado altos, tampoco son despreciables. Para un parque de 40 MW de potencia instalada se podría ganar, por concepto de bonos de carbono únicamente, entre 3 y 4 millones de dólares.

8.9.2. MDL vigente indefinidamente

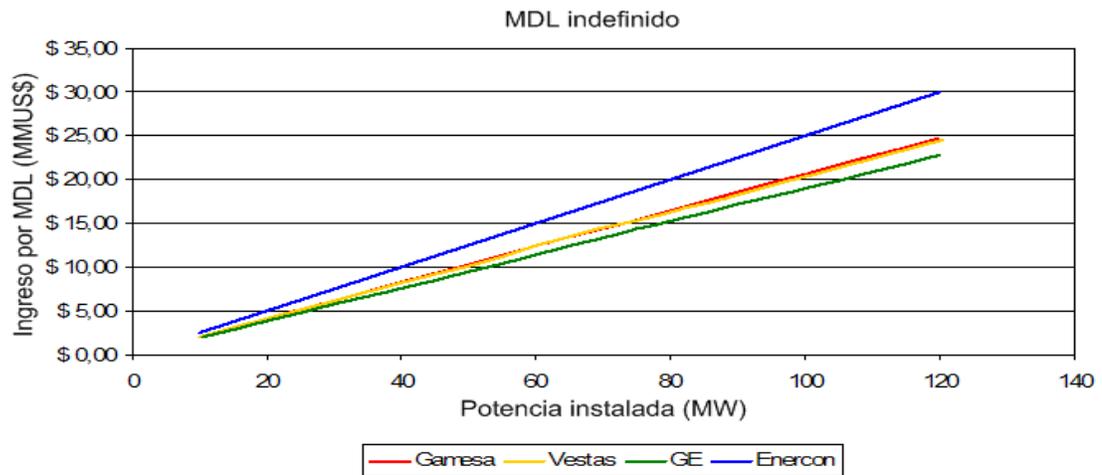


Figura 8.36: Ingresos por venta de bonos de carbono durante el proyecto.

En caso de poder vender bonos de carbono por 21 años aumenta considerablemente, llegando a obtenerse, para los mismos 40 MW instalados, ya no 3 a 4 millones, sino 8 a 10 millones de dólares (ver figura 8.36). No se sabe aún si el Mecanismo de Desarrollo Limpio seguirá operando después del 2012, por lo que no se puede asegurar que los bonos se puedan vender hasta más allá.

8.10. Pago de impuestos

Dado el alto monto de inversión y la baja rentabilidad de los proyectos eólicos, éstos pagan pocos impuestos en relación a otros proyectos de similar embergadura. Para ilustrar este fenómeno, en la figura 8.37 se muestran los impuestos que pagaría un proyecto eólico para el caso base de este trabajo (los valores corresponden a los flujos de impuestos actualizados, es decir el VAN de los impuestos).

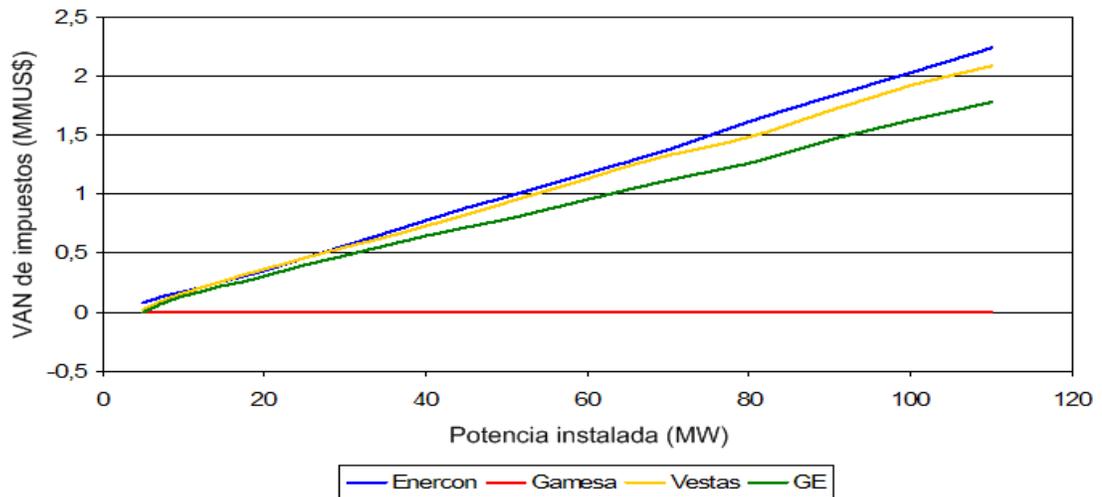


Figura 8.37: Impuestos pagados durante todo el proyecto.

El VAN de los impuestos pagados es bajísimo. Esto se debe al alto monto de inversión inicial y a la baja tasa de retorno, lo que permite que durante varios años del proyecto se arrastren pérdidas (más aún al depreciar los equipos, instalaciones y otros). Luego, sólo se pagarían impuestos durante los últimos años del proyecto, lo que permite que el valor actualizado de los flujos sea muy pequeño (para el caso de Gamesa no se alcanzaría nunca a recuperar la inversión, por lo que no se pagarían impuestos).

De lo anterior es interesante notar que una exención de impuestos a este tipo de proyectos no sería de gran utilidad, por lo que no serviría como medida de incentivo a su desarrollo.

8.11. Comparación por recurso disponible

En la figura 8.38 se aprecia un resumen comparando los casos base para cada una de las tecnologías, además de los casos con mayor recurso eólico⁶.

Se puede notar que para todos los recursos eólicos considerados resultan más convenientes las turbinas Vestas y GE, siendo para el recurso base levemente mejor Vestas, situación que se invierte al incrementar la velocidad del viento.

⁶Para los casos con 8,2 m/s de velocidad promedio del viento se consideró el caso base sin MDL, ya que en tales casos los proyectos son atractivos por sí solos y no necesitan un mayor incentivo.

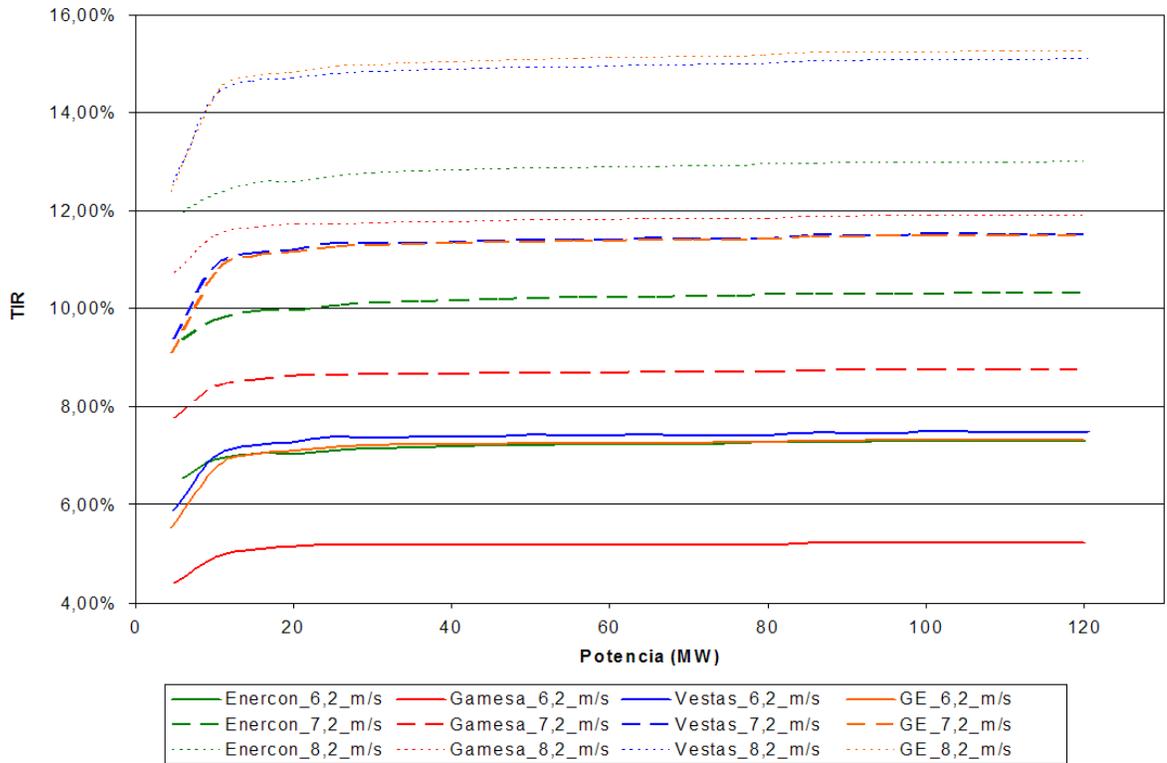


Figura 8.38: Tasa interna de retorno para el caso base y casos con mayor velocidad del viento.

Como se puede apreciar en la figura 8.38, un aumento en 1 m/s en la velocidad promedio del viento se traduce en un enorme aumento en la tasa interna de retorno (alrededor de cuatro puntos porcentuales, incluso al perder la posibilidad de venta de bonos de carbono).

Capítulo 9

Análisis

A partir de los resultados obtenidos, se puede decir que la rentabilidad un parque eólico en Chile está sujeta a muchas restricciones:

1. El sitio debe tener una velocidad promedio anual de viento cercana o superior a los 7 m/s.
2. El parque debe estar situado cerca de un nodo troncal del SIC, cuyo peaje unitario no sea muy elevado (el valor exacto de peaje para el cual sería rentable el parque depende de muchas condiciones, por ejemplo, para un peaje unitario de 5,94 mills/kWh, un proyecto eólico podría resultar atractivo sólo con una alta velocidad promedio del viento, y para potencias bajas).
3. El punto de conexión no debe ser demasiado crítico, ya que eso aumenta la seguridad de las líneas y, por lo tanto, el costo de la subestación de potencia y de peajes.

Por otro lado, debido al impacto ambiental de los aerogeneradores, el sitio debe reunir ciertas características para aminorar su efecto sobre el medio ambiente. Luego, además de los requisitos anteriormente mencionados, el terreno destinado a la instalación del parque debe cumplir las siguientes características:

4. Contar con caminos de acceso adecuados.
5. Estar lo suficientemente alejado de lugares habitados (principalmente por el ruido que generan, aunque también por el impacto visual).
6. Lejos de antenas de televisión (a más de 5 km), ya que generan interferencias.
7. No debe ser parte de una ruta de aves migratorias, a menos que se puedan tomar medidas para que las aves no choquen con los aerogeneradores.

Encontrar sitios que reúnan todas esas características resulta bastante difícil, por lo que sería conveniente idear algún tipo de incentivo a la energía eólica, ya que en muchos casos le falta una pequeña ayuda para llegar a ser económicamente atractiva. Como se mencionó anteriormente, una exención de impuestos no sería de gran utilidad, ya que los impuestos pagados por proyectos eólicos serían muy pocos.

Un posible incentivo a las ERNC sería crear una subvención, la cual podría consistir en un pago extra por la energía generada (como se hace hoy en día en Alemania), o bien podría exigirse que, por ejemplo, las centrales

térmicas más contaminantes de la zona aporten algún monto al proyecto para la construcción de la subestación. Una subvención financiada por los consumidores sería bastante factible: bastaría con subir la cuenta de la electricidad en un pequeño porcentaje, a modo de *impuesto para el fomento de energías limpias*, por ejemplo; incluso, esta subvención podría ser voluntaria, es decir que cada consumidor escogiera un porcentaje de energía *renovable* que desea comprar¹, siendo ésta más cara que la energía convencional, pero más amigable con el medio ambiente.

Si bien los bonos de carbono influyen de manera importante (y lo harían más aún si el MDL siguiera vigente más allá del 2012, situación que no se puede asegurar), esta ayuda es en muchos casos insuficiente. Es importante notar, sin embargo, que la venta de bonos puede hacer la diferencia para que un parque eólico de baja rentabilidad pase a ser atractivo en términos económicos. De hecho, dados los supuestos asumidos en el presente trabajo, un parque eólico resultaría atractivo (TIR sobre el 10%) por sí mismo sólo si se encuentra un lugar con velocidad promedio del viento sobre los 8 m/s. Es decir, en Chile el MDL es un requisito necesario para que un parque eólico sea rentable.

El peaje troncal unitario también es importante, ya que al ser tan baja la rentabilidad de un parque eólico, un peaje muy elevado puede hacer que el proyecto deje de ser rentable. En este aspecto la exención de peaje establecida por la Ley Corta I tiene un efecto importante (igual de importante que los bonos de carbono para potencias hasta los 20 MW), aunque su influencia disminuye con la potencia instalada (para potencias sobre los 40 MW influye poco, sobre 80 MW el efecto ya es despreciable). Es decir, un peaje troncal elevado (sobre los 4 mills/kWh) desincentiva el aumento de la potencia de los proyectos eólicos. Por otro lado, un peaje bajo aumentaría la rentabilidad del proyecto y disminuye el desincentivo a aumentar la potencia instalada.

Por otro lado, para todos los recursos eólicos considerados (vientos promedio de 6,2, 7,2 y 8,2 m/s), resultan más convenientes las turbinas Vestas y GE, siendo para el recurso base (velocidad promedio del viento de 6,2 m/s) levemente mejor Vestas, situación que se invierte al incrementar la velocidad del viento. La baja conveniencia de Enercon y Gamesa se explica principalmente por el alto costo de los equipos, ya que ambas turbinas (Enercon y Gamesa) son las que tienen el mayor factor de carga²; es decir generan más energía y potencia, sin embargo aún resultan menos convenientes.

En contraste con lo anterior, los costos de generación son bastante similares para las cuatro tecnologías, y van en aumento con la potencia instalada. Este aumento de los costos unitarios de generación se debe al peaje troncal, cuya exención disminuye a medida que aumenta la potencia instalada.

En cuanto a la potencia instalada óptima, dependiendo del caso (tipo de turbina, velocidad del viento, nodo de conexión, etc.) ésta será de entre 20 y 50 MW.

Es importante recalcar que todo el análisis planteado en este trabajo considera una conexión directa al sistema troncal, y que una conexión al sistema de subtransmisión o al de transmisión resultaría poco conveniente, ya que no existe exención para el peaje correspondiente a esas líneas, por lo que el peaje unitario de tales sistemas influye de manera más fuerte sobre el proyecto. Luego, si con un peaje troncal de 5,94 mills/kWh no resulta

¹También podría ocurrir que el Estado fije un porcentaje de energías renovables a los usuarios.

²El factor de carga de la turbina Enercon E-70, como fue mencionado con anterioridad, se supuso mayor al de las demás turbinas debido a la no utilización de caja reductora y a que su velocidad de entrada es menor que la de las demás.

conveniente instalar un parque sobre los 20 MW³ (y esto sólo para velocidades promedio del viento sobre los 7 m/s, porque para velocidades menores no resulta conveniente para ninguna potencia), el peaje de subtransmisión que podría tolerar un proyecto eólico sin dejar de ser rentable será menor aún. No obstante lo anterior, es posible que un lugar con un muy buen recurso eólico resulte conveniente a pesar de tener un peaje alto, aunque habría que evaluar la situación detalladamente.

En cuanto a la conveniencia de arriendo o compra del terreno, ésta depende de cada caso en particular y no tiene mucho sentido analizarla en detalle, especialmente debido a que tanto el precio de compra del terreno como las condiciones de arriendo se pueden negociar. Por otro lado, no siempre se tiene la posibilidad de escoger, ya que en muchos casos el dueño del terreno estará dispuesto sólo a vender, o sólo a arrendar.

Un aumento de la velocidad promedio del viento se traduce en un enorme aumento en la tasa interna de retorno (aproximadamente 4 puntos porcentuales por cada m/s que aumente la velocidad promedio), aún si se perdiera la posibilidad de vender bonos de carbono. Luego, resulta importantísimo tener mediciones adecuadas del viento en el terreno donde se instalará el parque, puesto que este factor es altamente determinante de la conveniencia o no del proyecto.

Los proyectos eólicos son muy sensibles no sólo al viento disponible, sino también al precio de nudo de la energía. En caso de un alza en el precio de nudo de la energía de un 1 % anual (además de una indexación a un CPI del 1 % anual, lo que incrementa el alza), la tasa interna de retorno de los proyectos sube bastante (aproximadamente un punto porcentual), y en caso de baja en el precio de nudo (1,5 % anual, además de una indexación a un CPI del 1 %, lo que atenúa la baja del precio), la TIR disminuye aún más (a pesar que el alza considerada se ve incrementada por el CPI y la baja se ve atenuada por el mismo), bajando aproximadamente 1,5 puntos porcentuales⁴. Es decir, al evaluar un proyecto eólico se debe dar alta importancia a evaluar las condiciones del mercado de la electricidad, puesto que una baja en el precio de nudo de la electricidad puede hacer que un proyecto inicialmente rentable para una empresa deje de serlo.

Por último, un aspecto muy importante a tomar en cuenta es que ante todo proyecto eólico, para tomar la decisión acerca de qué turbina utilizar, no se puede sólo considerar el VAN o la TIR, ya que en muchas ocasiones se presentan ofertas que pueden parecer muy atractivas en términos económicos, sin embargo presentan problemas técnicos. En este punto, una consideración muy importante tiene relación con la operación y mantenimiento: algunos fabricantes de turbinas no cuentan con la capacidad para ofrecer un contrato de operación y mantenimiento del parque una vez instalado, lo que podría afectar gravemente la etapa de explotación del proyecto. En otras palabras, es muy importante evaluar detenidamente cada oferta recibida a la hora de licitar un proyecto eólico.

³Esto se puede apreciar en el capítulo 8

⁴En ambos casos se compara la TIR con respecto al caso de un precio de nudo de la energía constante indexado al CPI, es decir con un alza anual del 1 %.

Capítulo 10

Conclusiones

Es posible reunir las características necesarias para instalar un parque eólico en el SIC y que éste sea competitivo con otras fuentes de generación de electricidad; sin embargo, difícilmente se podría lograr un desarrollo amplio de la energía eólica en el país, ya que la conveniencia de los parques eólicos es muy sensible a numerosas variables (viento, distancia a líneas de transmisión, peajes de transmisión). Luego, es altamente conveniente que se desarrollen más incentivos a este tipo de centrales, como pueden ser subvenciones al precio de la energía o a las instalaciones necesarias para su operación. Se ha planteado al respecto implementar una excención de impuestos a este tipo de energías, sin embargo el valor actualizado de los impuestos pagados por un proyecto eólico es muy bajo, por lo que una excención de impuestos no sería una buena medida para fomentar su desarrollo. Se puede mejorar la legislación en términos de las ERNC mediante el desarrollo de mayores incentivos a estas fuentes de energía. Una buena alternativa sería crear una subvención, tal como en países europeos, que podría ser financiada por los consumidores mediante una pequeña alza en la cuenta de la electricidad.

Una importante ayuda a los parques eólicos proviene de la venta de bonos de carbono, aunque no siempre basta para hacer que un parque eólico sea rentable. El valor presente de las posibles ganancias producto de los bonos de carbono varía, según la turbina utilizada y la potencia instalada, entre 1 y 11 MMUS\$ (para potencias entre 10 y 120 MW), lo que genera un aumento en la tasa interna de retorno de aproximadamente 0,3 puntos porcentuales con respecto a un caso sin venta de bonos (considerando vigencia del MDL hasta el año 2012).

En cuanto al impacto medioambiental que causan las turbinas eólicas, se puede afirmar que éste tiene relación principalmente con el ser humano, y basta instalar los parques en zonas aisladas para eliminar la mayoría de los efectos (interferencia con ondas de TV, impacto visual, ruido). Los otros aspectos importantes son las rutas de aves migratorias, efecto que se aminora pintando las turbinas de colores fácilmente visibles; así como otros animales que puedan verse afectados por las obras civiles del parque.

Para todos los recursos eólicos considerados, las turbinas más convenientes son la Vestas V-82 y la GE 1.5sle, encontrándose la potencia óptima del parque entre los 20 y 50 MW. La baja conveniencia de Enercon y Gamesa se explica principalmente por el alto costo de sus equipos, a pesar que ambas tienen el mayor factor de carga de las tecnologías evaluadas.

Los costos totales de instalación de parques eólicos varían, según la tecnología utilizada y la potencia instalada, entre los 1,4 y 2,1 MMUS\$/MW. Existen economías de escala para estos costos, que disminuyen a medida

que aumenta la potencia instalada. Estas economías de escala responden principalmente a obras civiles y de conexión al sistema eléctrico. Por otro lado, los costos unitarios de generación (US\$/MWh), incluyendo peajes, son bastante similares para las cuatro tecnologías, variando entre los 12,7 y los 14,6 US\$/MWh. Estos costos van en aumento con la potencia instalada, al contrario que los costos de instalación. Este aumento se debe al peaje troncal, cuya exención disminuye a medida que aumenta la potencia instalada. Esta exención de peaje establecida por la Ley Corta I tiene un efecto muy importante, aunque su influencia disminuye con la potencia instalada (para potencias sobre los 40 MW influye poco, sobre 80 MW el efecto ya es despreciable). Es decir, un peaje troncal elevado (sobre los 4 mills/kWh) desincentiva el aumento de la potencia de los proyectos eólicos. Por otro lado, un peaje bajo aumenta la rentabilidad del proyecto y disminuye el desincentivo a aumentar la potencia instalada.

A pesar de todo lo anterior, el recurso eólico disponible es el principal determinante de la rentabilidad de un proyecto eólico. Una diferencia de 1 [m/s] en la velocidad promedio del viento se traduce en un cambio en la tasa interna de retorno de aproximadamente cuatro puntos porcentuales, aún si se perdiera la posibilidad de vender bonos de carbono para un caso con alta velocidad de viento; por lo tanto, es importantísimo tener mediciones apropiadas del viento en el terreno donde se instalará un parque.

El precio de venta de la energía es relevante también. En caso de un alza en el precio de nudo de la energía (1 % anual adicional a la indexación a un CPI del 1 %), la tasa interna de retorno de los proyectos subiría aproximadamente en un punto porcentual, y en caso de baja en el precio de nudo (1,5 % anual, además de la indexación a un CPI del 1 %), la TIR disminuye aproximadamente 1,5 puntos porcentuales.

La energía eólica es rentable en Chile bajo ciertas condiciones muy específicas, sin embargo hacen falta incentivos para fomentar un amplio desarrollo de parques eólicos, que mejorarían la matriz energética del país en términos medioambientales (menos emisiones de gases de efecto invernadero), técnicos (mayor estabilidad del sistema, en tanto su matriz es más diversa), y estratégicos (menor dependencia energética). La energía eólica significaría un gran aporte al país, y para su desarrollo sólo falta generar una mayor conciencia medioambiental.

Bibliografía

- [1] *Oportunidades para las Energías Renovables No Convencionales en generación eléctrica conectada a la Red*, Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile (2005).
- [2] *Fuentes energéticas, energías renovables*, Comisión Nacional de Energía (<http://www.cne.cl>), Chile (2005).
- [3] *Desarrollo de las Energías Renovables en Chile*, Jaime Bravo Oliva, Jefe Área Medioambiente, Comisión Nacional de Energía, Chile (2005).
- [4] *Simulación Preliminar de Desempeño Operacional y Comercial de Centrales de Generación Eléctrica Geotérmicas y Eólicas*, Área de Energía, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile (2003).
- [5] *Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC)*, Endesa Eco, Wilfredo Jara Tirapegui, Chile (2006).
- [6] *Sector Eléctrico en Chile* (<http://www.cristianurrutia.cl/me621/electrico2004/index.htm>), Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, Santiago, Chile (2004).
- [7] *Análisis Dinámico de la Operación de Parques Eólicos Interconectados al SIC*, Luis Vargas, Claudia Rahmann, Rodrigo Palma-Behnke, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Chile (2005).
- [8] *Danish Wind Industry Association* (<http://www.windpower.org/>), Dinamarca (2006).
- [9] *Emprendimiento de Proyectos Basados en Energías Renovables*, Energía Eólica, Dr. Rolf Bungart, Chile (2006).
- [10] *Mecanismo de Desarrollo Limpio: Presentación EcoSecurities*, Carbon Credits-Origination to Commercialization, Chile (2006).
- [11] *Protocolo de Kyoto: Opinión de un Disidente* (<http://homepage.mac.com/uriarte/protocolo.html>), Antón Uriarte Cantolla, España (2006).
- [12] *Actividad Forestal: Mitigación del Efecto Invernadero*, Corma (http://www.cormabiobio.cl/6accionar/departamentos/gaef/docgaef/anexos/Carbono%20GAEF_3.ppt), Chile (2006).
- [13] *United Nations Framework Convention on Climate Change* (<http://unfccc.int>), U.S.A. (2006).
- [14] *Plan de Cambio Tecnológico para el Sistema de Transporte Público de Santiago Chile*, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Pontificia Universidad Católica, Deuman Ingenieros, Chile (2003).
- [15] *Sistema de Gestión de la Operación*, Endesa Chile, Chile (2006).
- [16] *Ámbito Empresarial, Estrategia* (<http://www.estrategia.cl/histo/200504/13/ambito/hidro.htm>), Chile (2005).

- [17] *International Coal Report*, platts, The McGraw Hill Companies, U.S.A. (25 de abril del 2005 al 14 de agosto del 2006).
- [18] *Precio del Petróleo y Política Monetaria*, Vittorio Corbo, Presidente del Banco Central de Chile, Santiago, Chile (2005).
- [19] *Oilgram Price Report*, platts (<http://www.platts.com>¹), The McGraw Hill Companies, U.S.A. (3 de abril a 27 de julio 2006).
- [20] *Fijación de Precios de Nudo Abril 2006, Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Definitivo*, Comisión Nacional de Energía, Chile (2006).
- [21] *Anteproyecto de una Planta de Combustible Sintético a Partir de los Carbones de Magallanes a Través del Proceso H-Coal*, Memoria Para Optar al Título de Ing. Civil Químico, (http://cabierta.uchile.cl/revista/12/educacion/12_1/index.html), Patricio José Dip Segovia, Chile (2000).
- [22] *Enap*, (<http://www.enap.cl>), Chile (2000).
- [23] *Precios Internacionales del Petróleo Crudo y de los Combustibles Derivados del Petróleo que exporta e Importa el Perú*, (<http://www.minem.gob.pe/archivos/dgh/publicaciones/planreferencial2005-2014/Cap05.pdf>), Perú (2005).
- [24] *Risk Commodity* (<http://www.riskcommodity.com>), Chile (agosto 2006).
- [25] *Bay Winds, Wind Energy Systems* (<http://www.baywinds.com/>), Bay Winds, Alemania (2005).
- [26] *Diario Financiero*, 13/11/2006, Chile (2006).

¹*Oilgram Price Report* es un informe diario (emitido sólo los días laborales) y es parte de una suscripción de Endesa Chile; no se encuentra en el sitio web.

Apéndice A

Demostración de la Ley de Betz [8]

A.1. El frenado del viento

Cuanto mayor sea la energía cinética que un aerogenerador extraiga del viento, mayor será la ralentización que sufrirá el viento que deja el aerogenerador.

Si se intenta extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería energía en absoluto, ya que también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. En el otro caso extremo, el viento podría pasar a través de la turbina sin disminuir su velocidad. En este caso tampoco se extraería energía del viento.

Así pues, se puede asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento que esté entre estos dos extremos, y que sea más eficiente en la conversión de la energía del viento en energía mecánica útil. Resulta que hay una respuesta a esto sorprendentemente simple: un aerogenerador ideal ralentizaría el viento hasta $\approx 2/3$ de su velocidad inicial. Para entender el porqué, se debe utilizar la ley física fundamental para la aerodinámica de los aerogeneradores: *La ley de Betz*.

A.2. Ley de Betz

La ley de Betz dice que sólo puede convertirse menos de $16/27$ (el 59 %) de la energía cinética del viento en energía mecánica usando un aerogenerador.

La ley de Betz fue formulada por primera vez por el físico alemán Albert Betz en 1919. Su libro “Wind-Energie”, publicado en 1926, proporciona buena parte del conocimiento que en ese momento se tenía sobre energía eólica y aerogeneradores.

Esta afirmación general tan tajante se puede aplicar a cualquier aerogenerador con un rotor en forma de disco.

A.3. Demostración

Si se considera que la velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin perturbar antes de la turbina eólica, v_1 , y la velocidad del viento después de su paso por el plano

del rotor, v_2 , esto es, $(v_1 + v_2)/2$ ¹, el flujo másico de la corriente de aire a través del rotor es:

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (\text{A.1})$$

Donde \dot{m} es el flujo másico, ρ la densidad del aire y A el área del rotor. La potencia del viento extraída por el rotor es igual a:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (\text{A.2})$$

Sustituyendo el flujo másico de la ecuación A.1 en la ecuación A.2, se obtiene la siguiente expresión para la potencia extraída del viento:

$$P = \frac{\rho}{4} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot (v_1 + v_2) \cdot A \quad (\text{A.3})$$

Por otro lado, si se llama P_0 a la potencia disponible en el viento a través de la misma área A , se tendrá que:

$$P_0 = \frac{\rho}{2} \cdot v_1^3 \cdot A \quad (\text{A.4})$$

Luego, la razón entre la potencia extraída y la potencia máxima teórica disponible es:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{\frac{\rho}{4} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot (v_1 + v_2) \cdot A}{\frac{\rho}{2} \cdot v_1^3 \cdot A} \quad (\text{A.5})$$

$$\Rightarrow \frac{P}{P_0} = \frac{(v_1^2 - v_2^2) \cdot (v_1 + v_2)}{2 \cdot v_1^3} \quad (\text{A.6})$$

$$\Rightarrow \frac{P}{P_0} = \frac{v_1^2 \cdot \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right) \cdot v_1 \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right)}{2 \cdot v_1^3} \quad (\text{A.7})$$

$$\Rightarrow \frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right) \cdot \left(1 + \left(\frac{v_2}{v_1}\right)\right) \quad (\text{A.8})$$

Al maximizar la razón P/P_0 para v_2/v_1 se obtiene que la razón de velocidades que maximiza la potencia extraída es de aproximadamente $v_2/v_1 = 1/3$, y la máxima potencia aprovechable es $P = 15/27 \cdot P_0$ (en la figura A.1 se muestra la razón de potencias en función de la razón de velocidades).

¹La demostración de esto se puede encontrar en *Wind-Energie* de Betz, 1926.

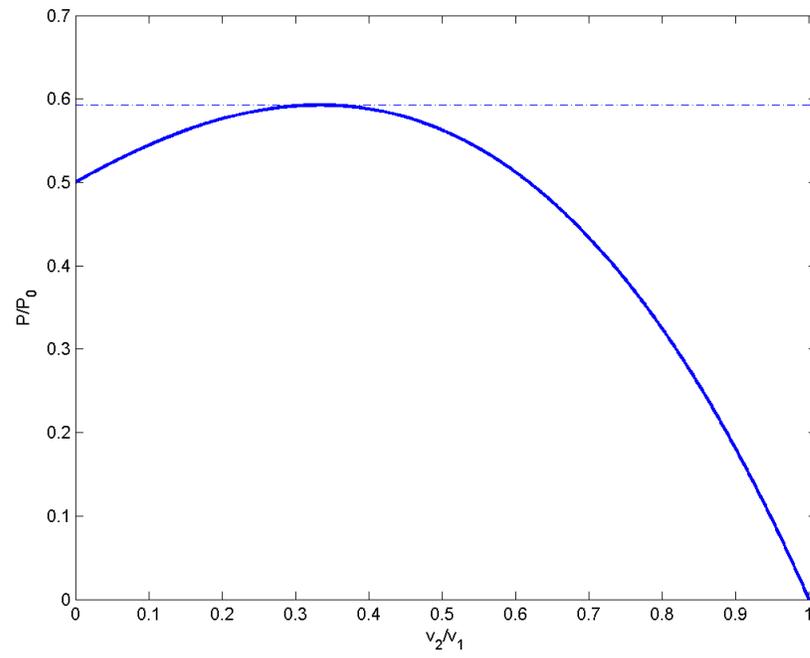


Figura A.1: Fracción de potencia aprovechada con respecto a la teórica disponible en función de la razón de velocidades de entrada y salida del rotor.

Apéndice B

Evaluación económica: otros casos

B.1. Velocidad del viento aumentada en 1 m/s y precio nudo en alza

Este caso es igual al caso base, salvo porque se aumenta la velocidad del viento (para cada dato) y se asume un precio de nudo de la energía en alza.

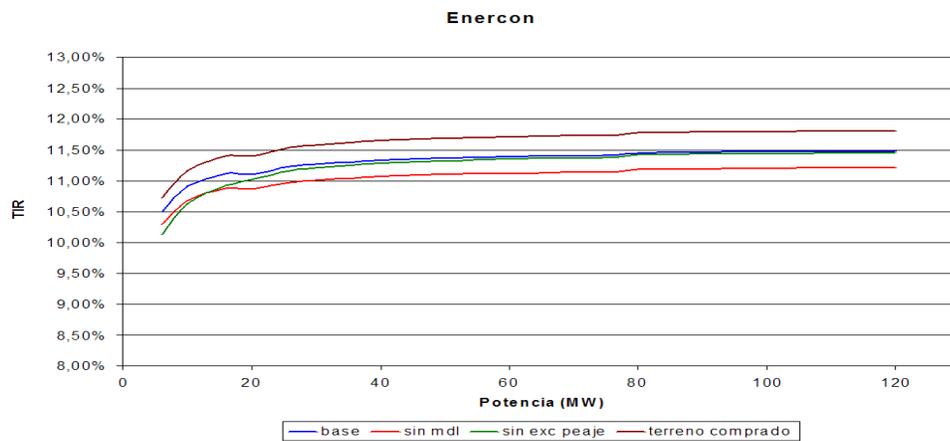


Figura B.1: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

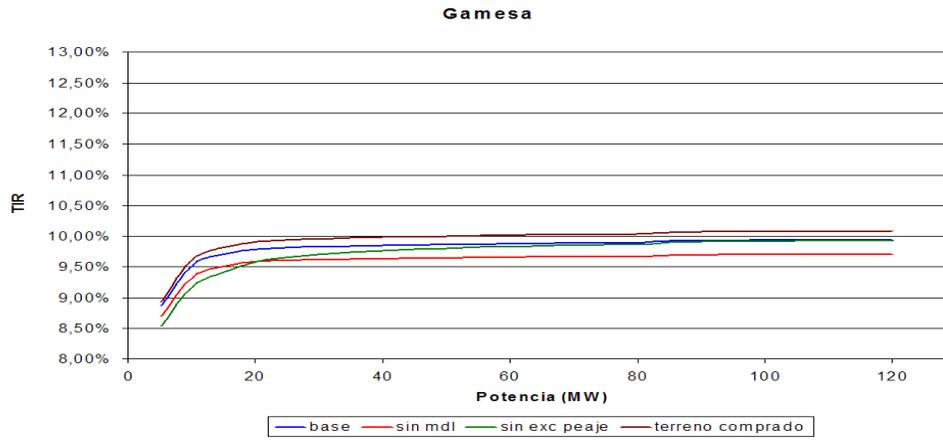


Figura B.2: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

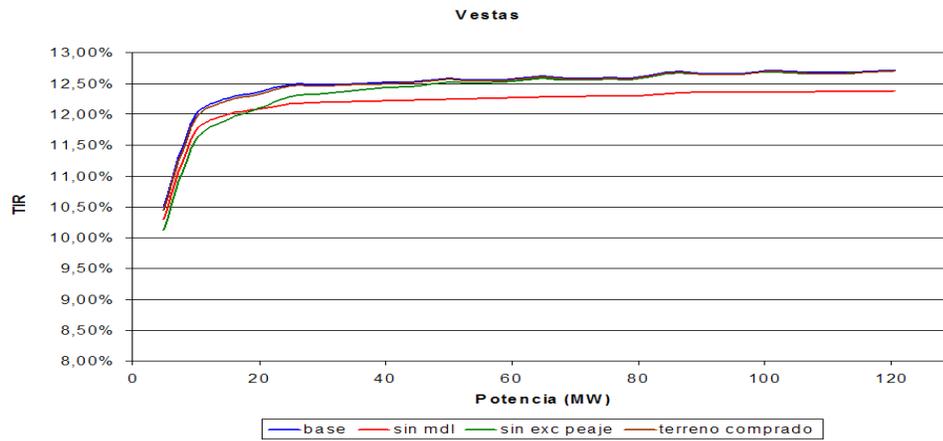


Figura B.3: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

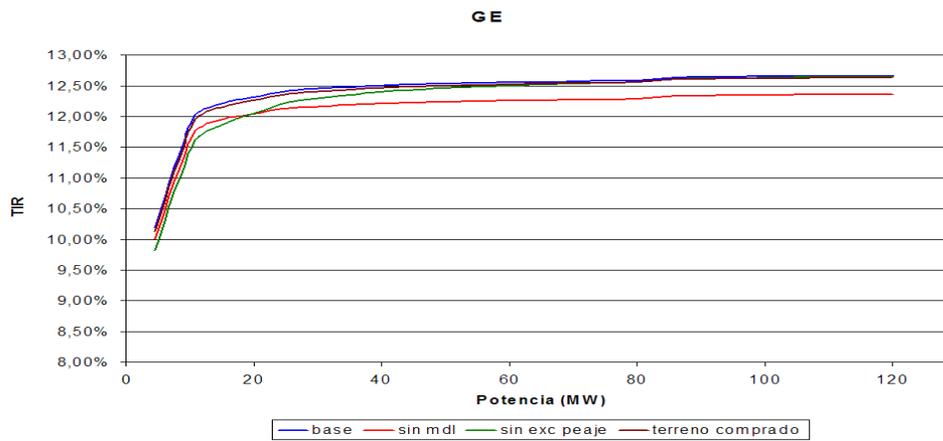


Figura B.4: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.2. Velocidad del viento aumentada en 1 m/s y precio nudo en baja

Este caso es igual al caso base, salvo porque se aumenta la velocidad del viento en 1 m/s (para cada dato) y se asume un precio de nudo de la energía en baja.

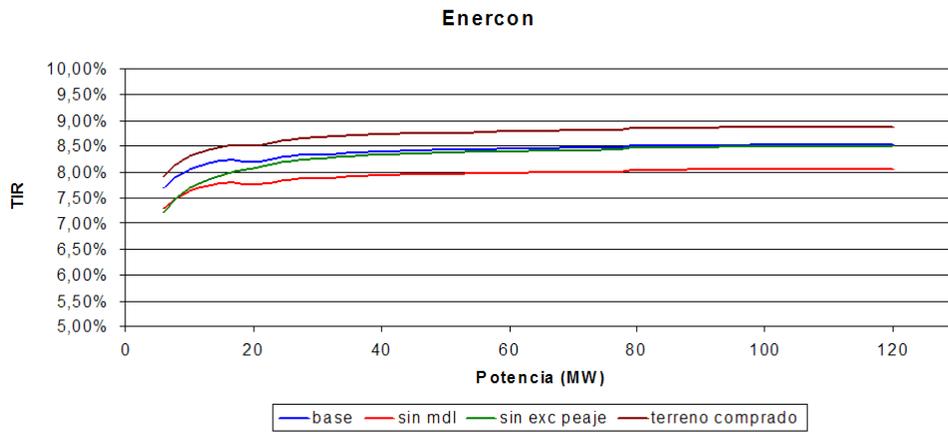


Figura B.5: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

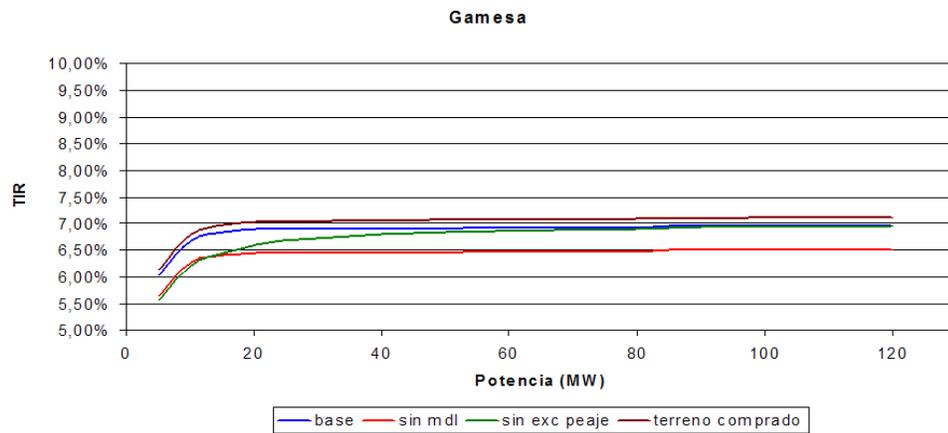


Figura B.6: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

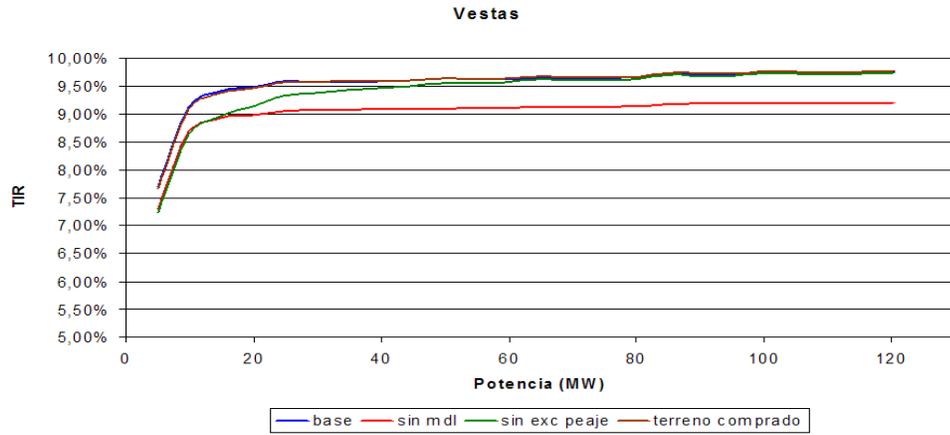


Figura B.7: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

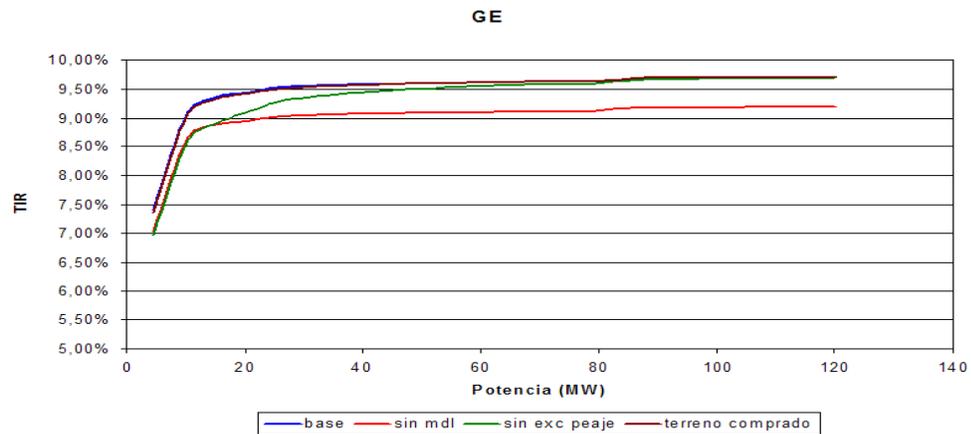


Figura B.8: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.3. Velocidad del viento aumentada en 2 m/s y precio nudo en alza

Este caso es igual al caso base, salvo porque suman 2 [m/s] a cada uno de los datos medidos y se considera un precio de nudo de la energía en alza.

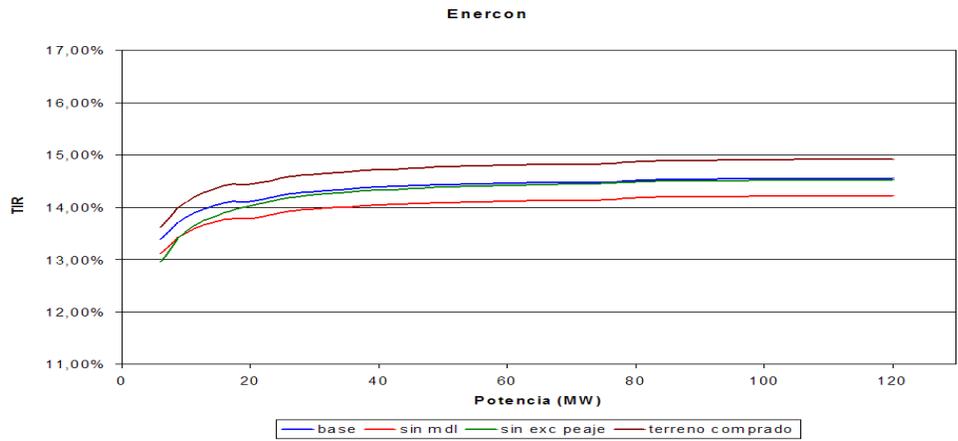


Figura B.9: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

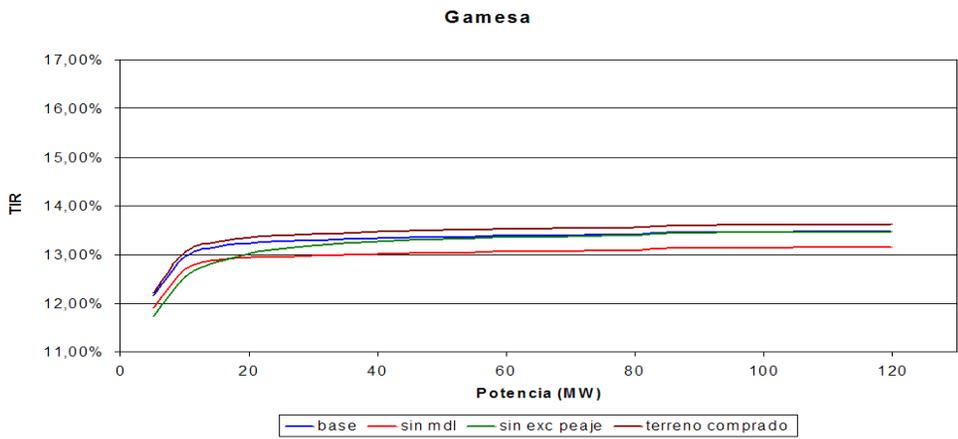


Figura B.10: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

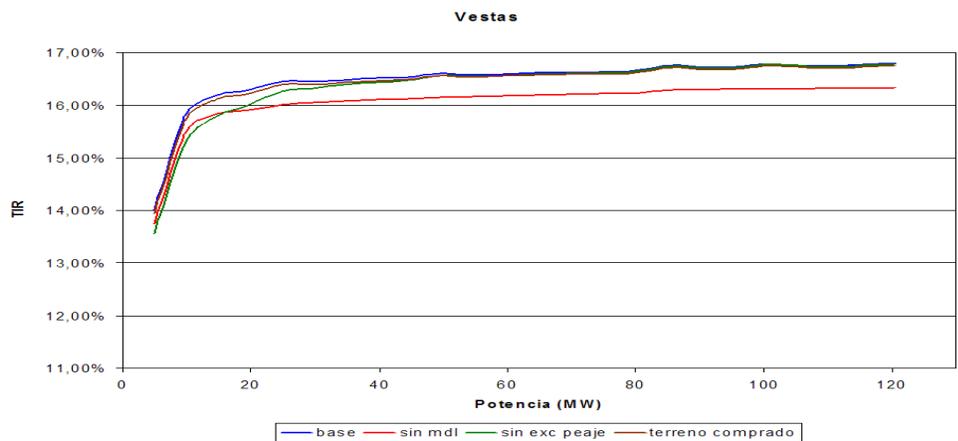


Figura B.11: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

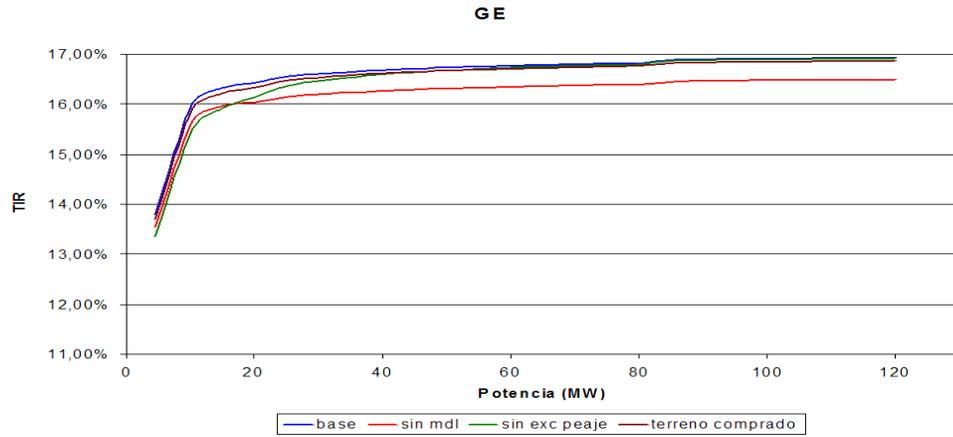


Figura B.12: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.4. Velocidad del viento aumentada en 2 m/s y precio nudo en baja

Este caso es igual al caso base, salvo porque suman 2 [m/s] a cada uno de los datos medidos y se considera un precio de nudo de la energía en baja.

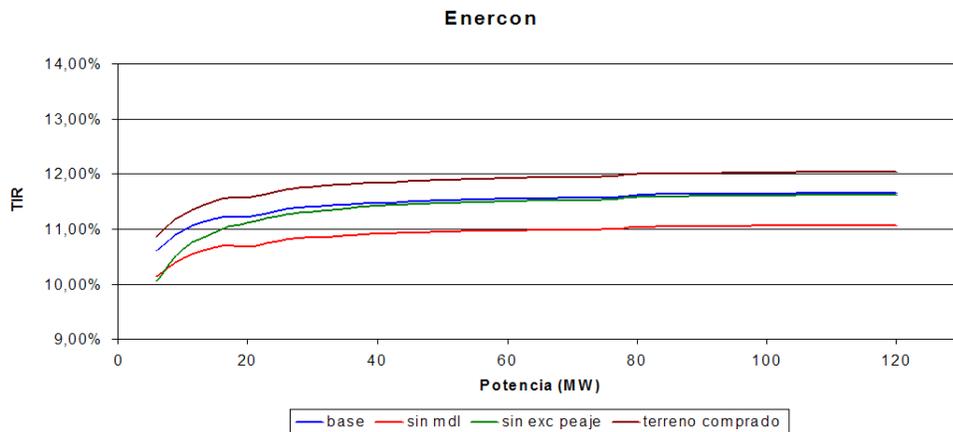


Figura B.13: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

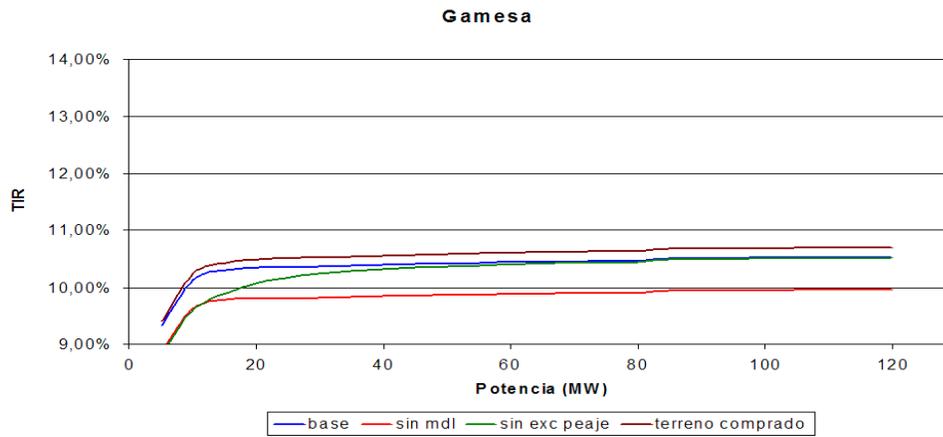


Figura B.14: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

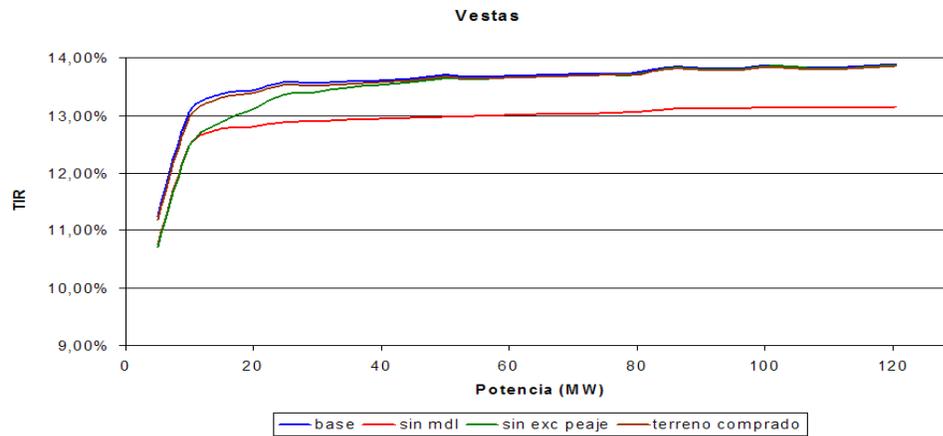


Figura B.15: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

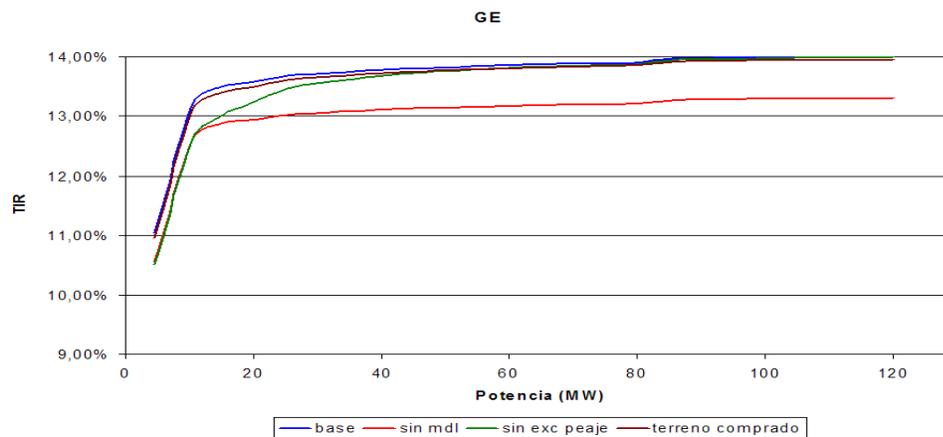


Figura B.16: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.5. Conexión en el nodo más barato del SIC y precio de nudo en alza

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque el peaje troncal unitario considerado es de 0,04 [mills/kWh], que corresponde al nodo troncal de Quillota, que es el de peaje más barato del SIC. Además de lo anterior, se consideró un precio de nudo de la energía en alza.

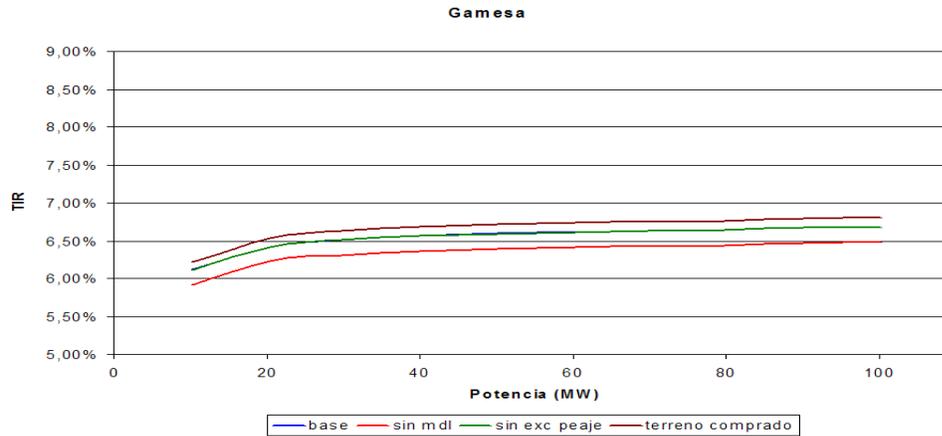


Figura B.17: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

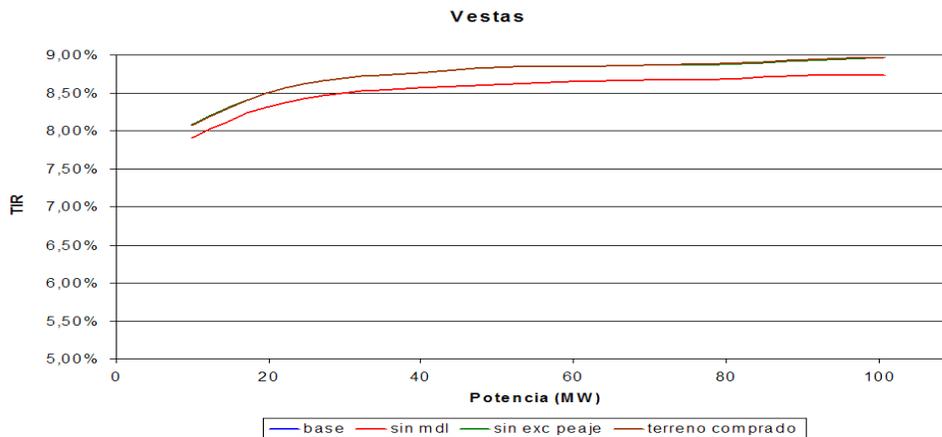


Figura B.18: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

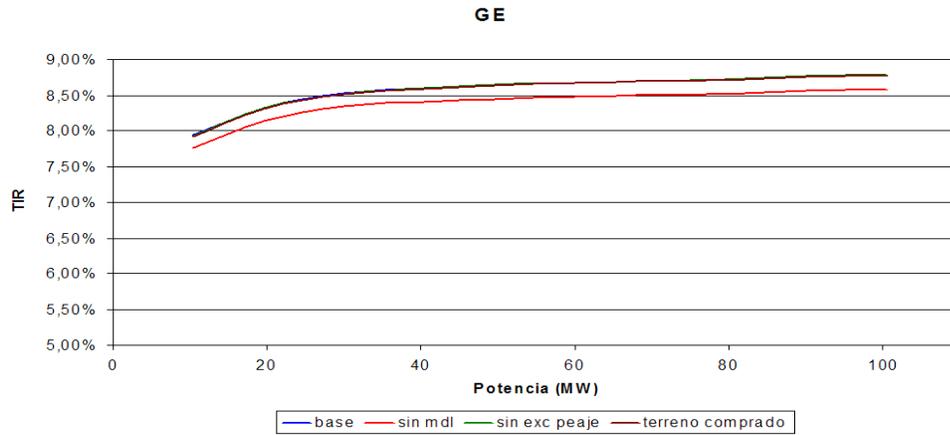


Figura B.19: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.6. Conexión en el nodo más barato del SIC y precio de nudo en baja

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque el peaje troncal unitario considerado es de 0,04 [mills/kWh], que corresponde al nodo troncal de Quillota, que es el de peaje más barato del SIC. Además de lo anterior, se consideró un precio de nudo de la energía en baja.

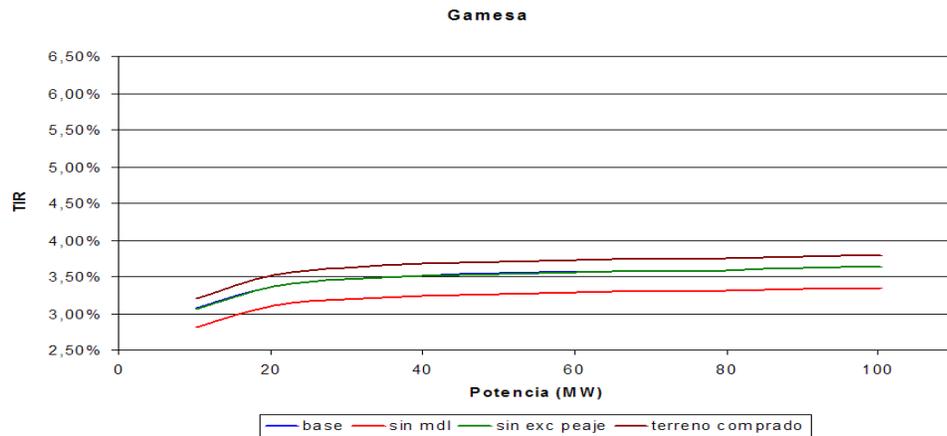


Figura B.20: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

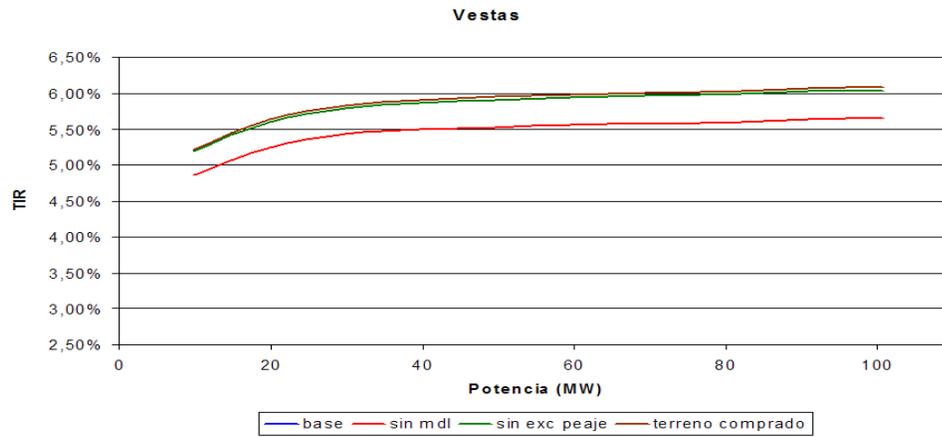


Figura B.21: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

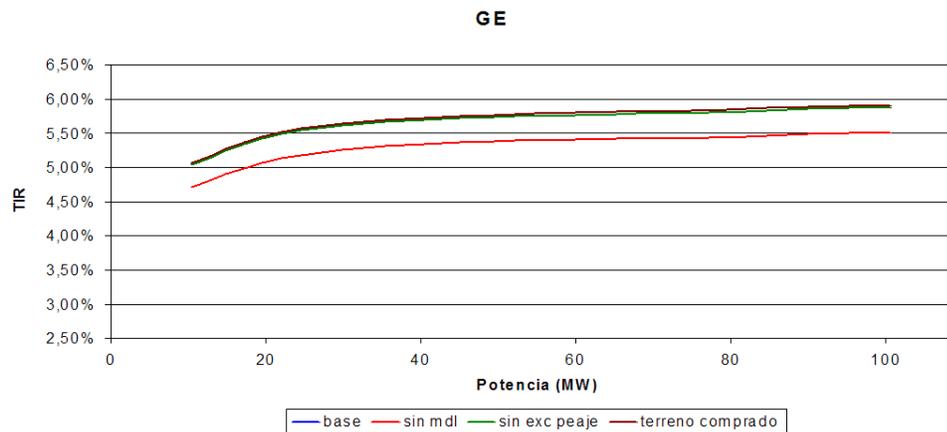


Figura B.22: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.7. Conexión en el nodo más barato del SIC y aumento de velocidad

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque se considera un peaje troncal unitario de 0,04 mills/kWh y suma 1 [m/s] a cada uno de los datos.

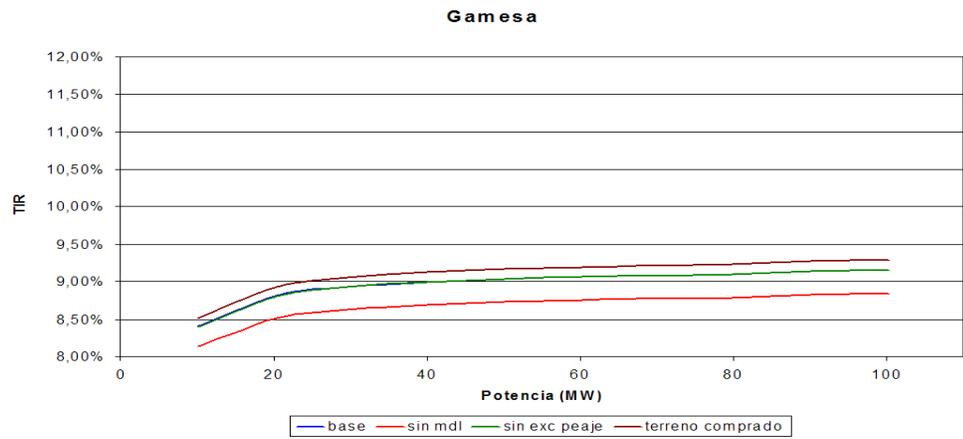


Figura B.23: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

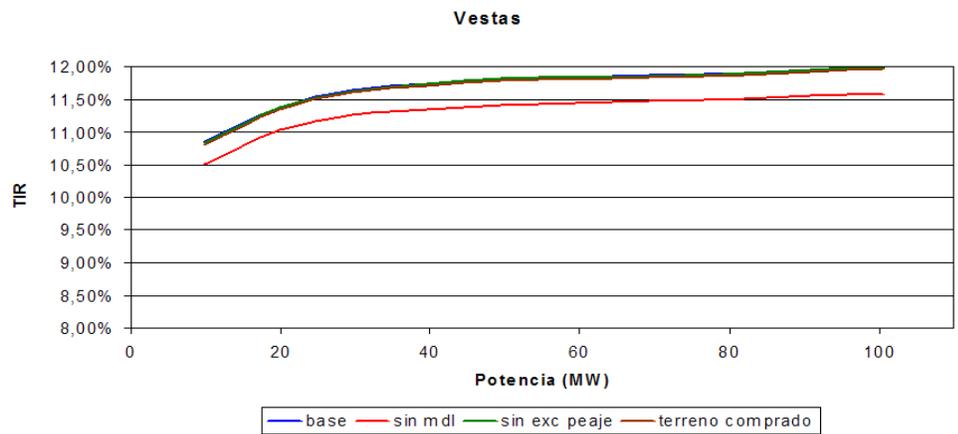


Figura B.24: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

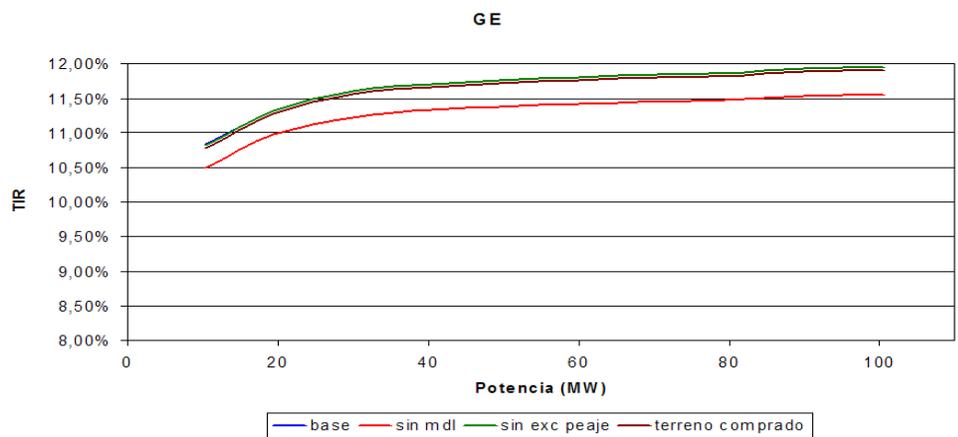


Figura B.25: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.8. Conexión en el nodo más barato del SIC, aumento de velocidad y precio de nudo en alza

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque se considera un peaje troncal unitario de 0,04 mills/kWh, se suma 1 [m/s] a cada uno de los datos y se considera un precio de nudo de la energía en alza.

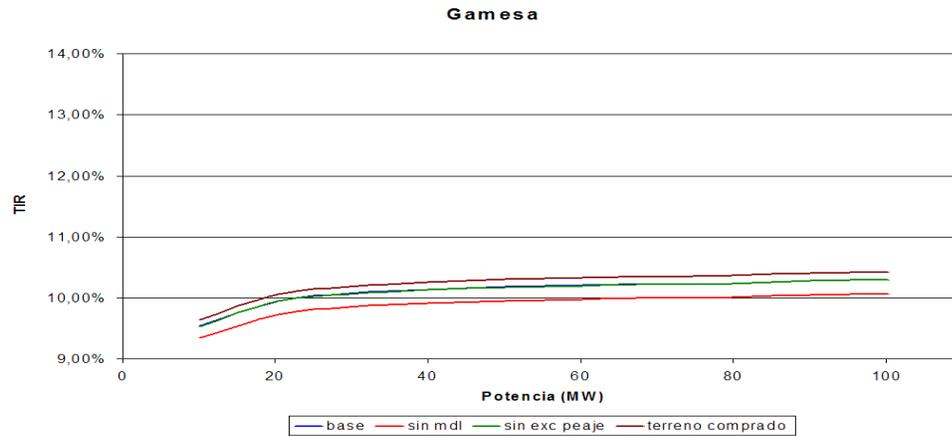


Figura B.26: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

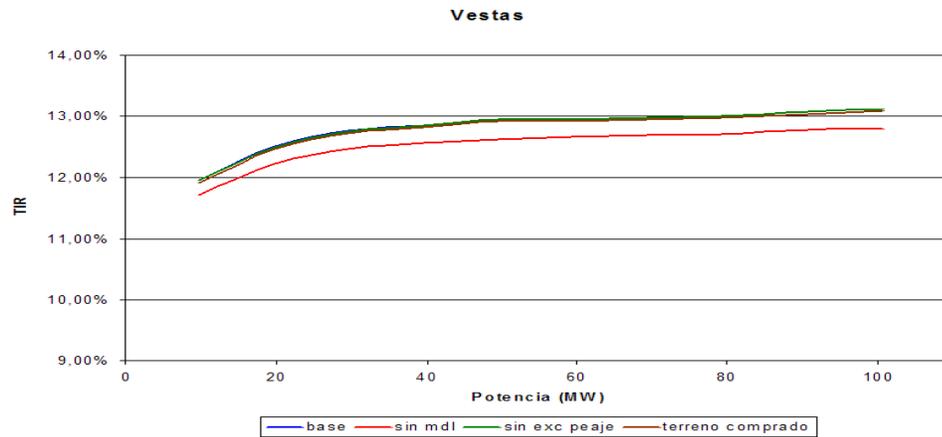


Figura B.27: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

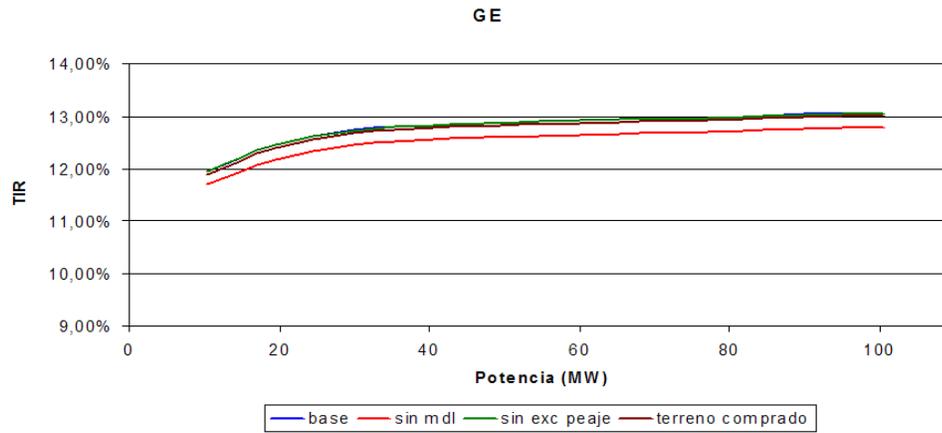


Figura B.28: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.9. Conexión en el nodo más barato del SIC, aumento de velocidad y precio de nudo en baja

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque se considera un peaje troncal unitario de 0,04 mills/kWh, se suma 1 [m/s] a cada uno de los datos y se considera un precio de nudo de la energía en baja.

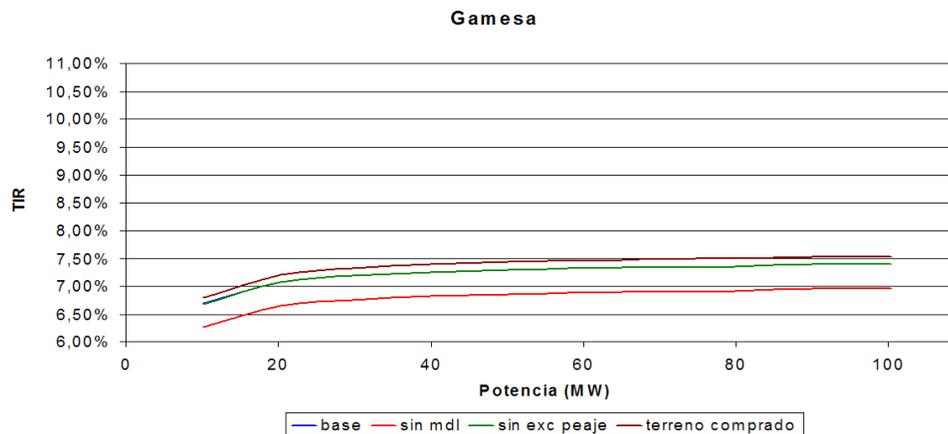


Figura B.29: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

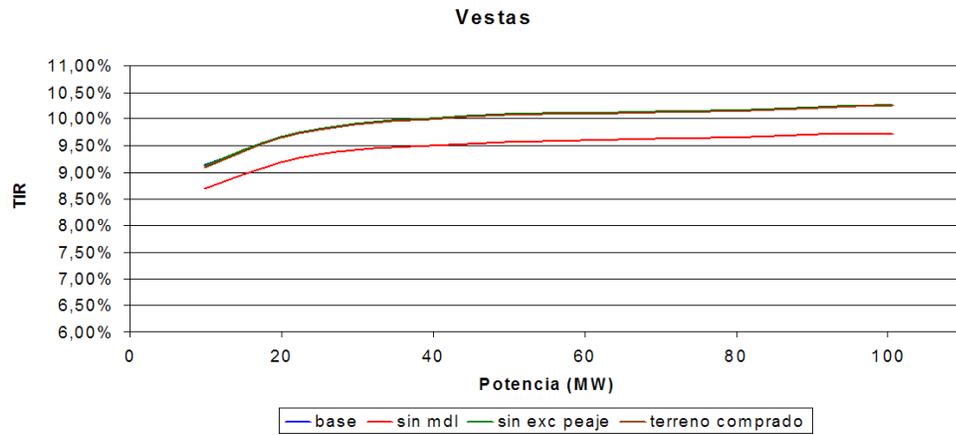


Figura B.30: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

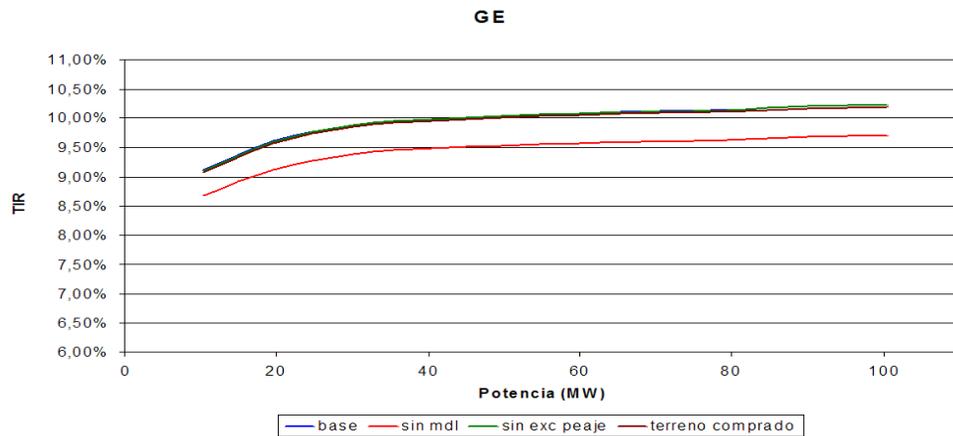


Figura B.31: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.10. Conexión en el nodo más caro del SIC y precio de nudo en alza

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque el peaje troncal unitario considerado es de 5,94 [mills/kWh] y se asumió un precio de nudo de la energía en alza.

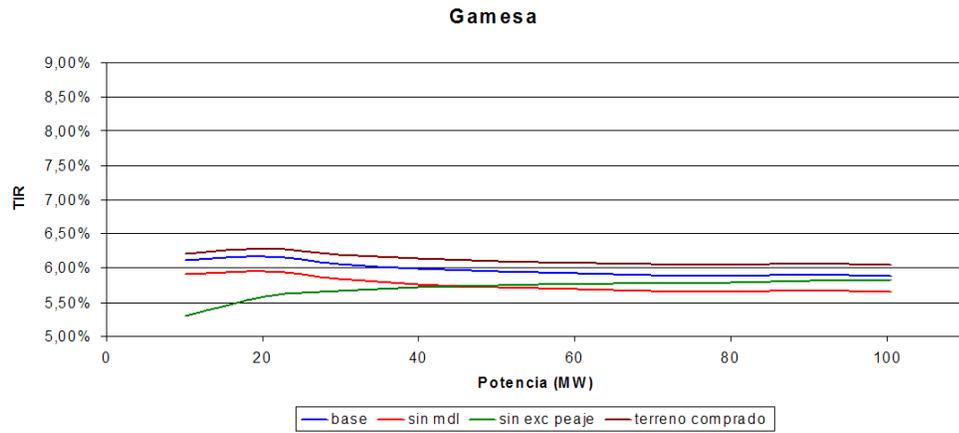


Figura B.32: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

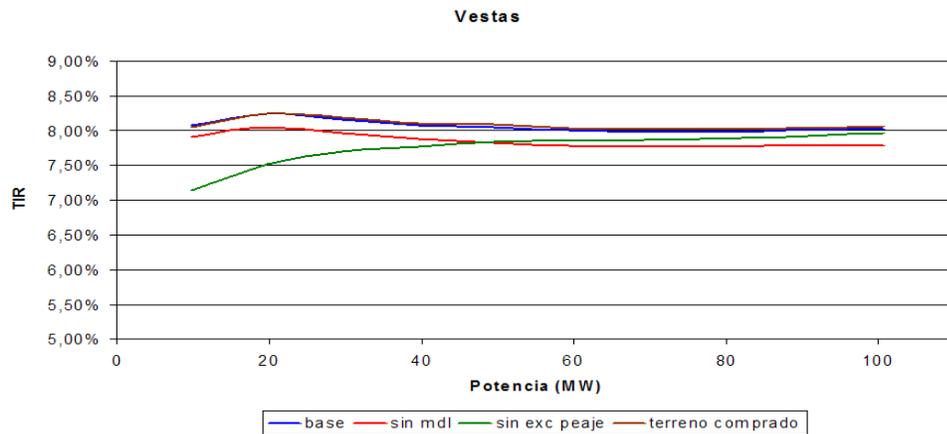


Figura B.33: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

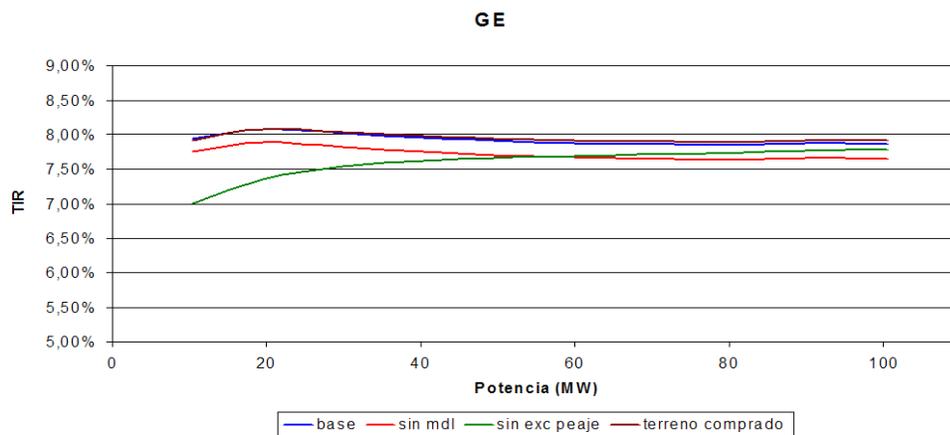


Figura B.34: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.11. Conexión en el nodo más caro del SIC y precio de nudo en baja

Este caso es idéntico al caso base, salvo porque el peaje troncal unitario considerado es de 5,94 [mills/kWh] y se asumió un precio de nudo de la energía en baja.

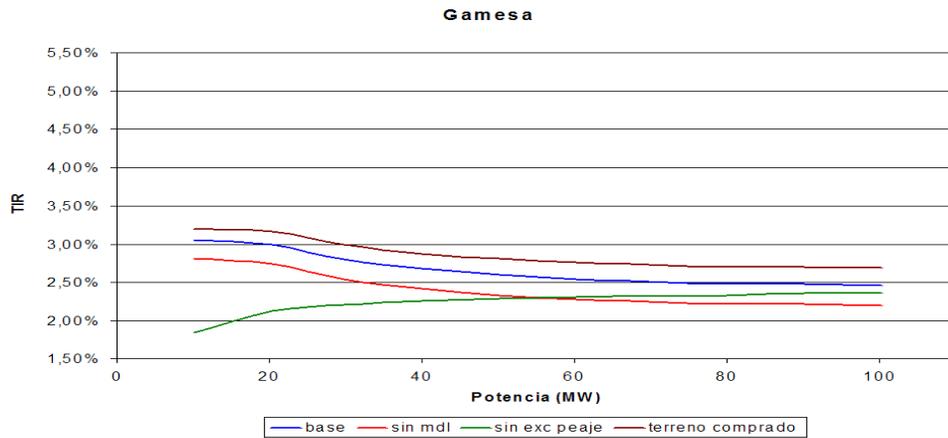


Figura B.35: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

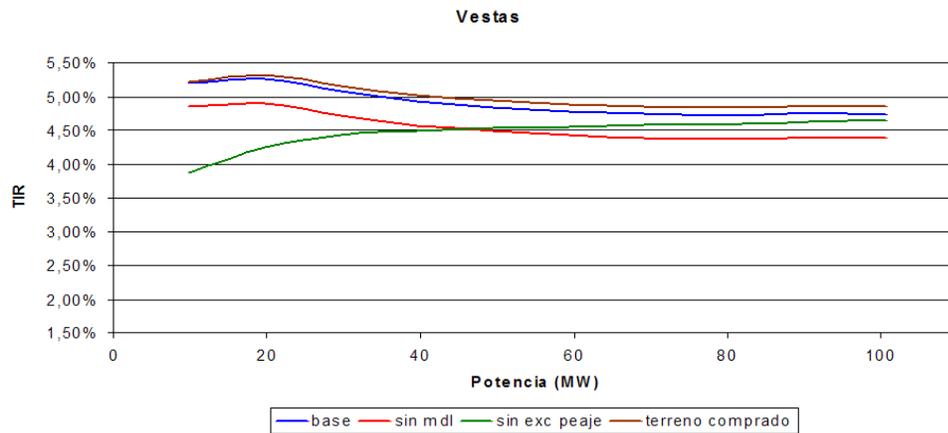


Figura B.36: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

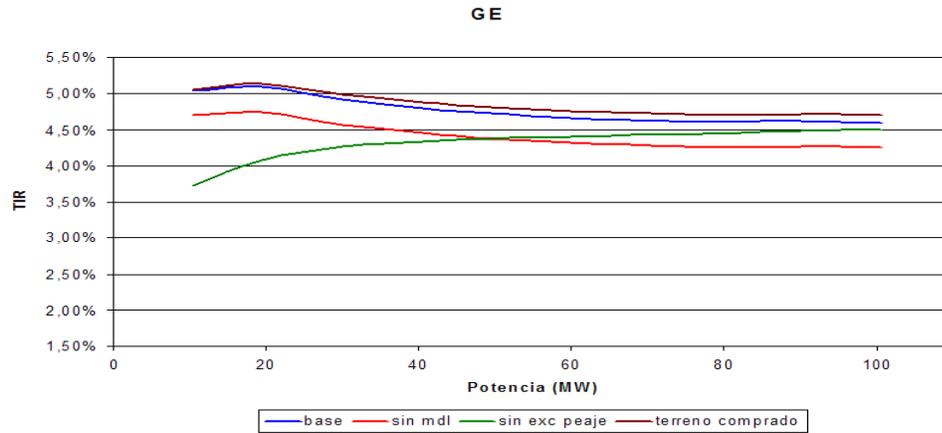


Figura B.37: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.12. Conexión en el nodo más caro del SIC y aumento de velocidad

Este caso se suma 1 [m/s] a cada uno de los datos de velocidad del viento y se considera la conexión al sistema troncal en un nodo cuyo precio unitario es de 5,94 mills/kWh.

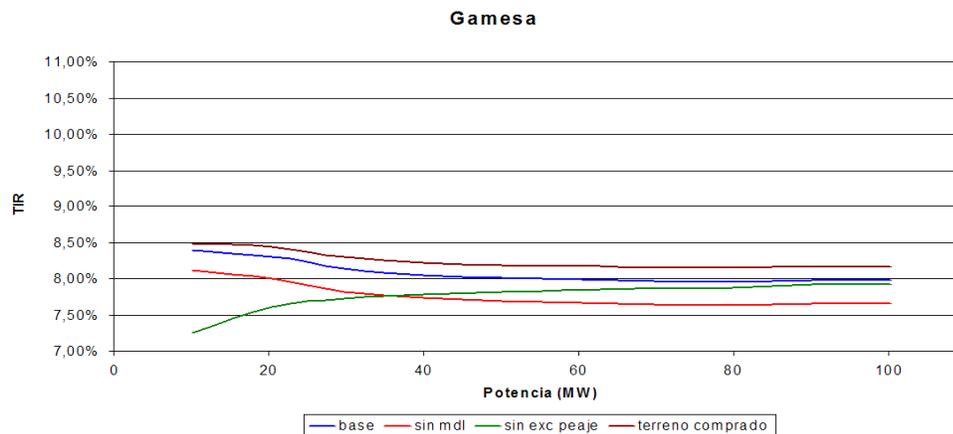


Figura B.38: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

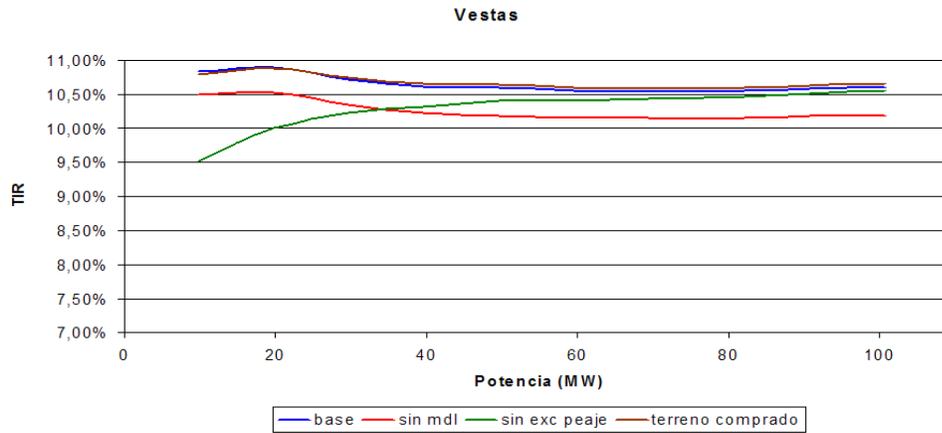


Figura B.39: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

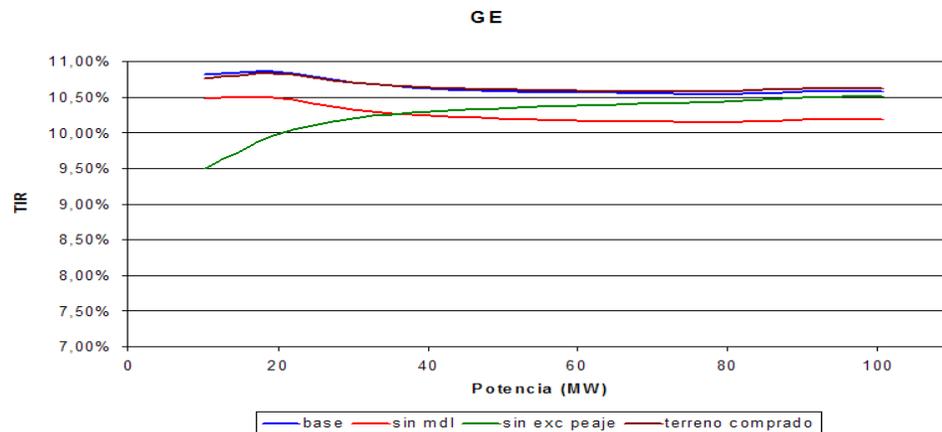


Figura B.40: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.13. Conexión en el nodo más caro del SIC, aumento de velocidad y precio de nudo en alza

Este caso se suma 1 [m/s] a cada uno de los datos de velocidad del viento, se considera la conexión al sistema troncal en un nodo cuyo precio unitario es de 5,94 mills/kWh y se asume un precio de nudo de la energía en alza.

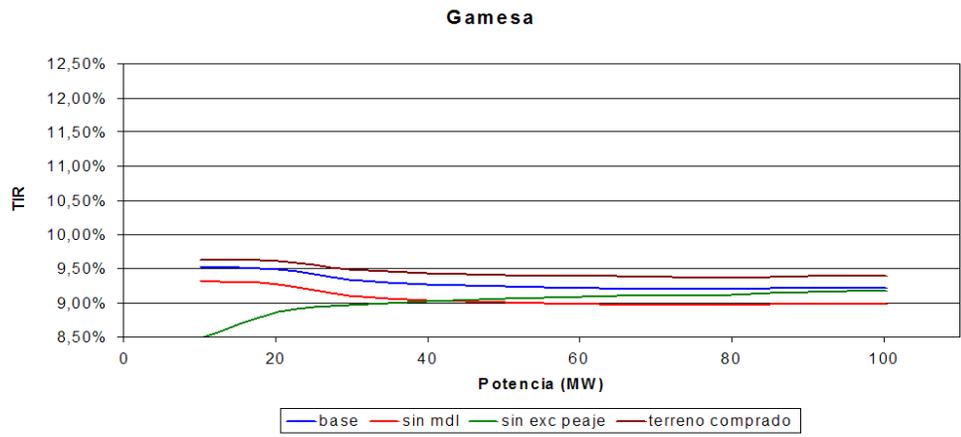


Figura B.41: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

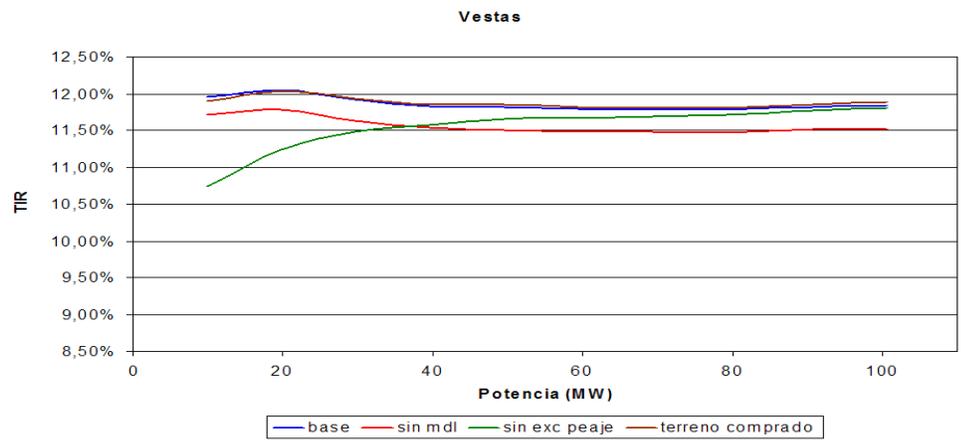


Figura B.42: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

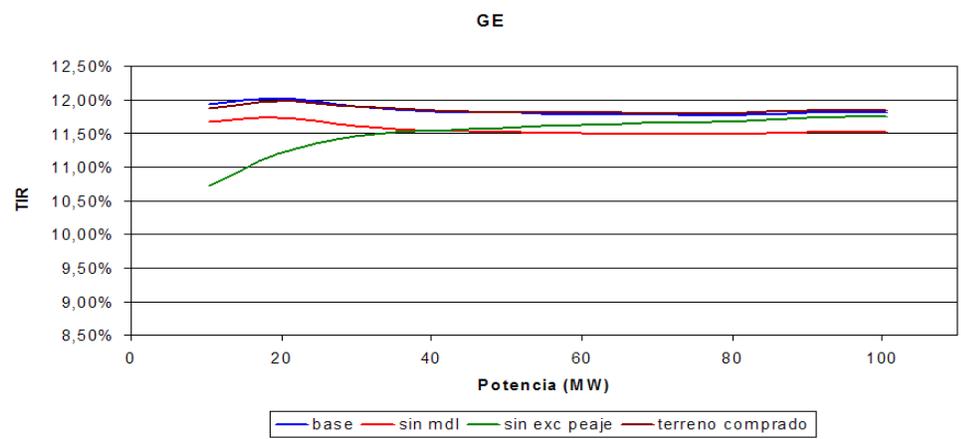


Figura B.43: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.14. Conexión en el nodo más caro del SIC, aumento de velocidad y precio de nudo en baja

Este caso se suma 1 [m/s] a cada uno de los datos de velocidad del viento, se considera la conexión al sistema troncal en un nodo cuyo precio unitario es de 5,94 mills/kWh y se asume un precio de nudo de la energía en baja.

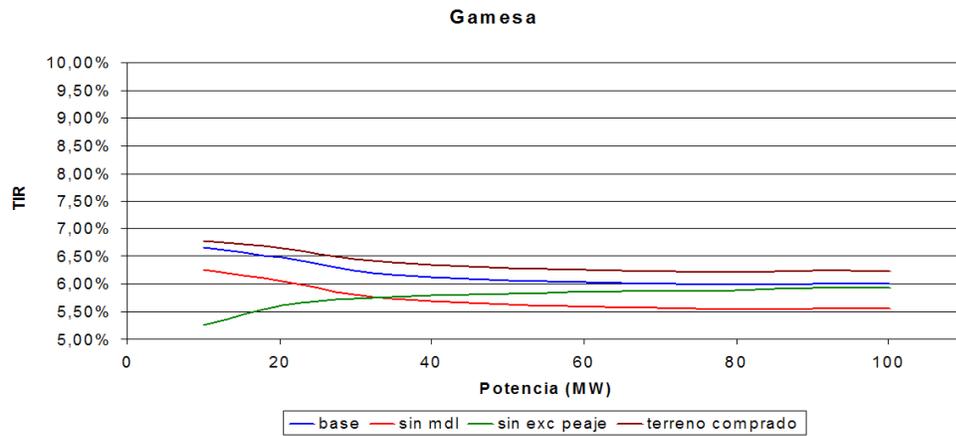


Figura B.44: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

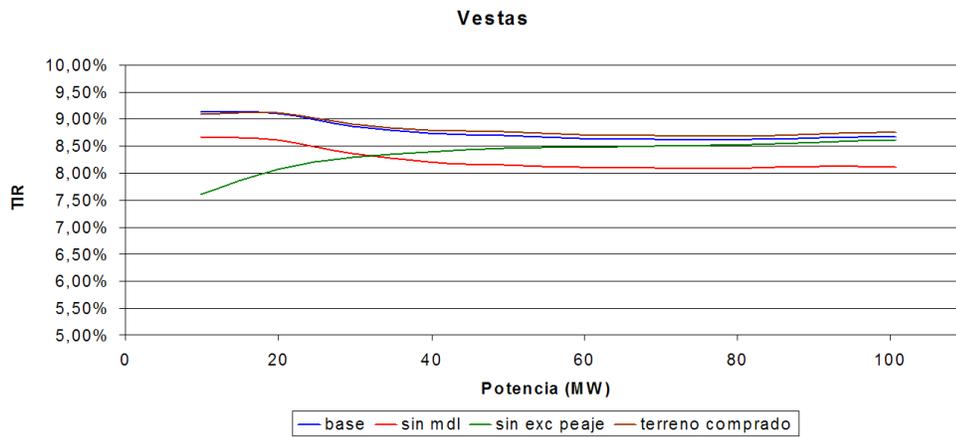


Figura B.45: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

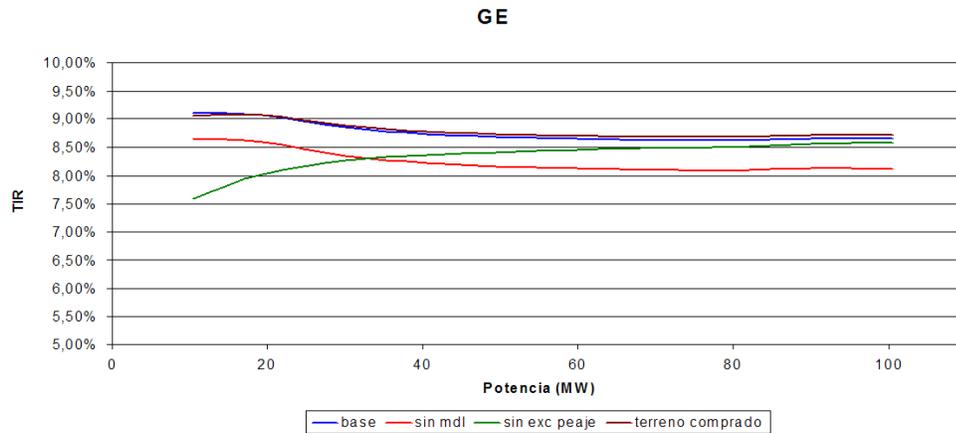


Figura B.46: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.15. MDL durante 21 años y precio de nudo en alza

En este caso se considera que el MDL seguirá vigente y que se pueden vender bonos durante 21 años (que es el plazo máximo definido en el Mecanismo de Desarrollo Limpio) y se asume un precio de nudo de la energía en alza.

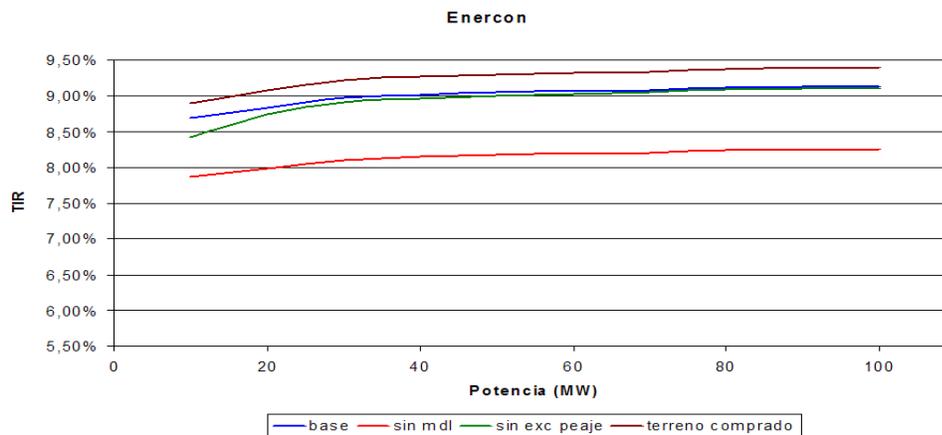


Figura B.47: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

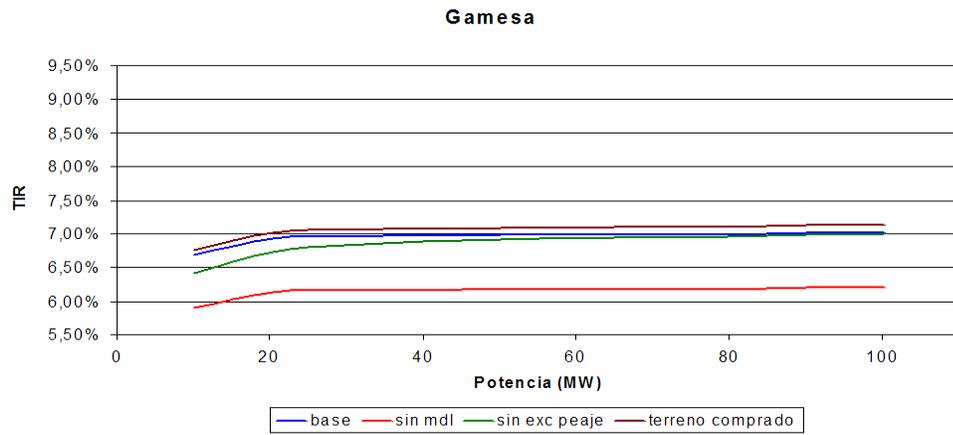


Figura B.48: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

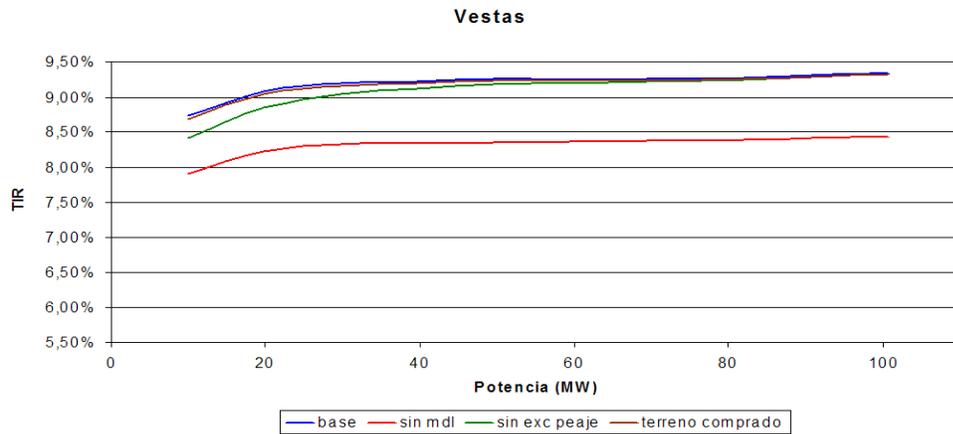


Figura B.49: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

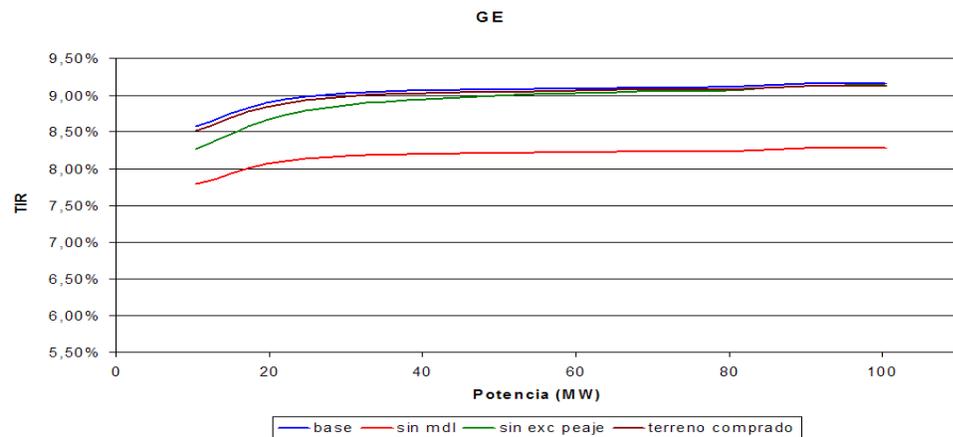


Figura B.50: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.16. MDL durante 21 años y precio de nudo en baja

En este caso se considera que el MDL seguirá vigente y que se pueden vender bonos durante 21 años (que es el plazo máximo definido en el Mecanismo de Desarrollo Limpio) y se asume un precio de nudo de la energía en baja.

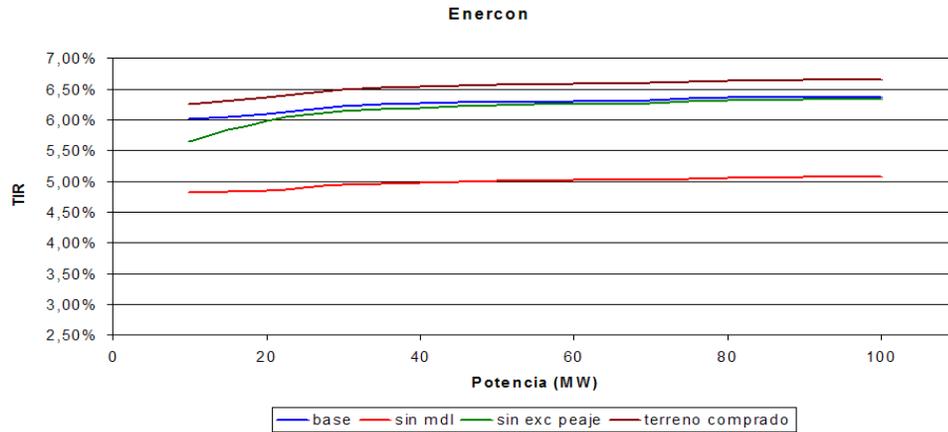


Figura B.51: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

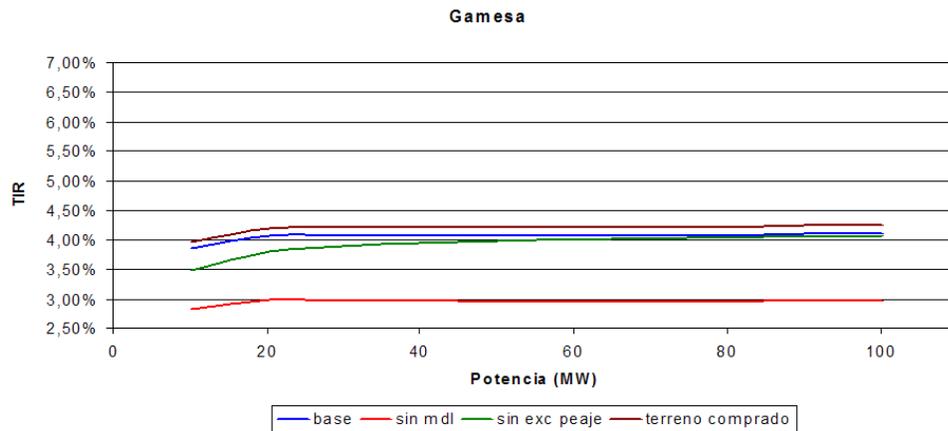


Figura B.52: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

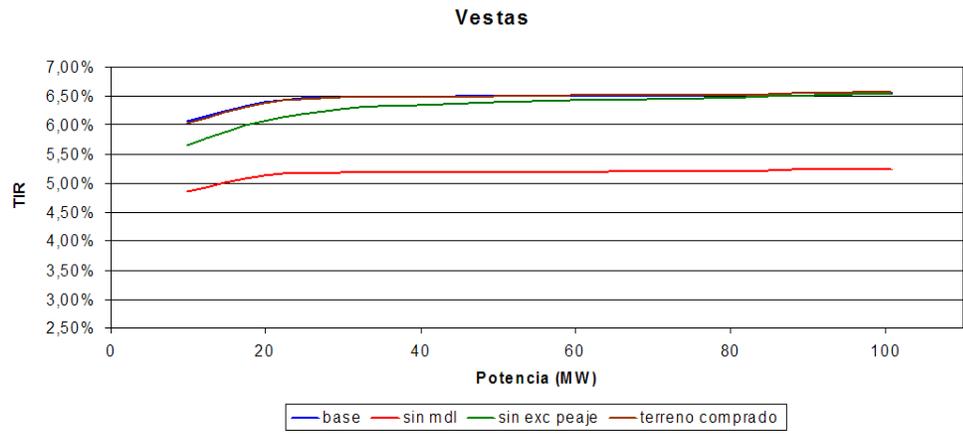


Figura B.53: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

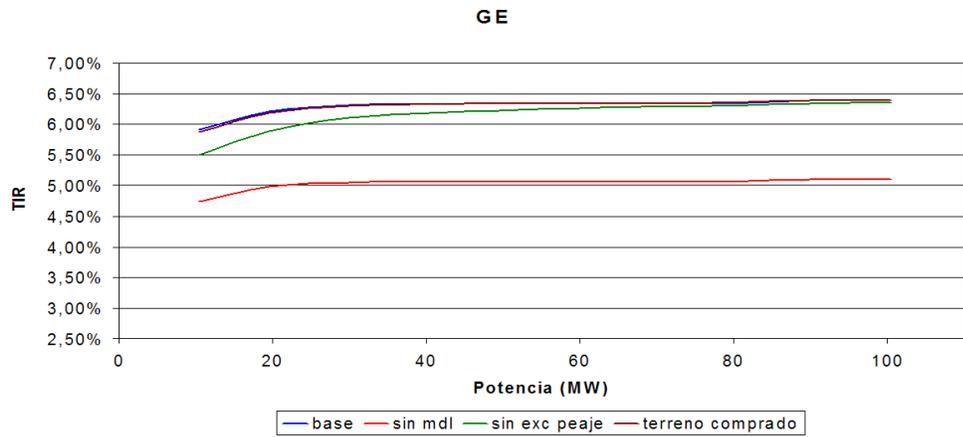


Figura B.54: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5slc en función de la potencia instalada del parque.

B.17. MDL durante 21 años y aumento de velocidad

En este caso se considera que se pueden vender bonos de carbono durante 21 años y se suma 1 [m/s] a cada uno de los datos.

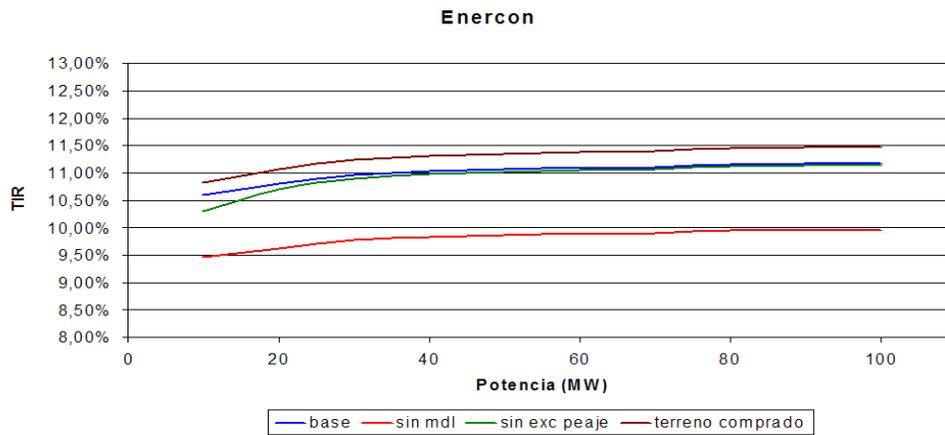


Figura B.55: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

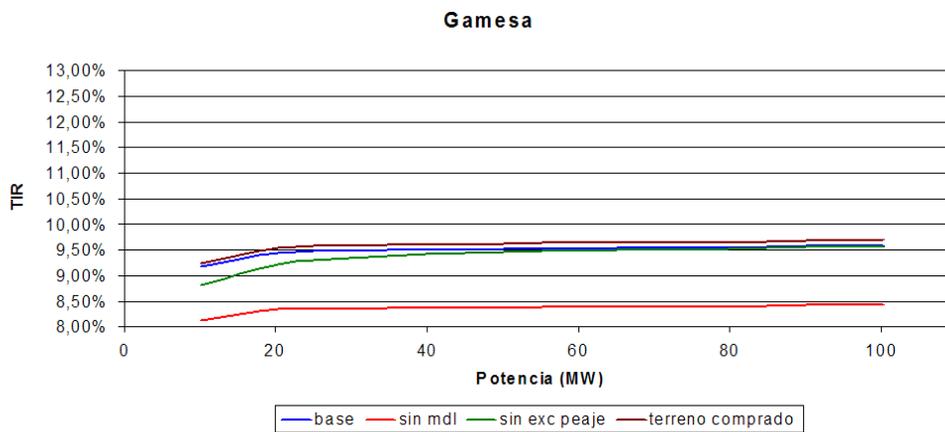


Figura B.56: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

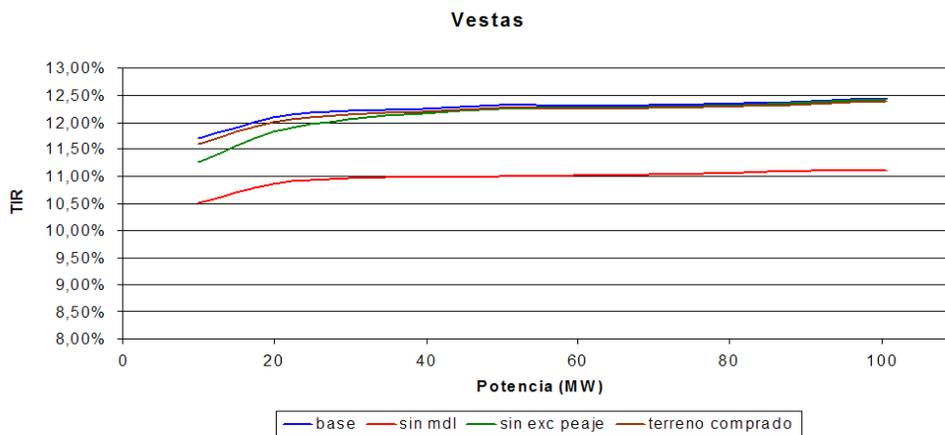


Figura B.57: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

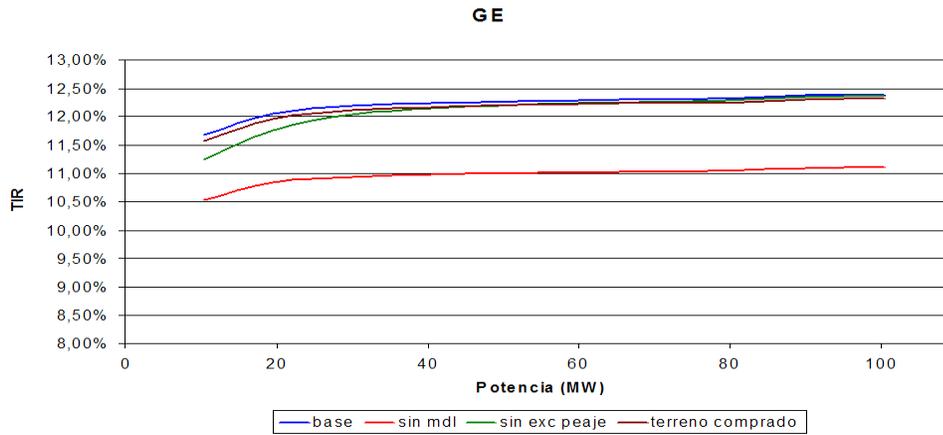


Figura B.58: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.18. MDL durante 21 años, aumento de velocidad y precio de nudo en alza

En este caso se considera que se pueden vender bonos de carbono durante 21 años, se suma 1 [m/s] a cada uno de los datos y se asume un precio de nudo de la energía en alza.

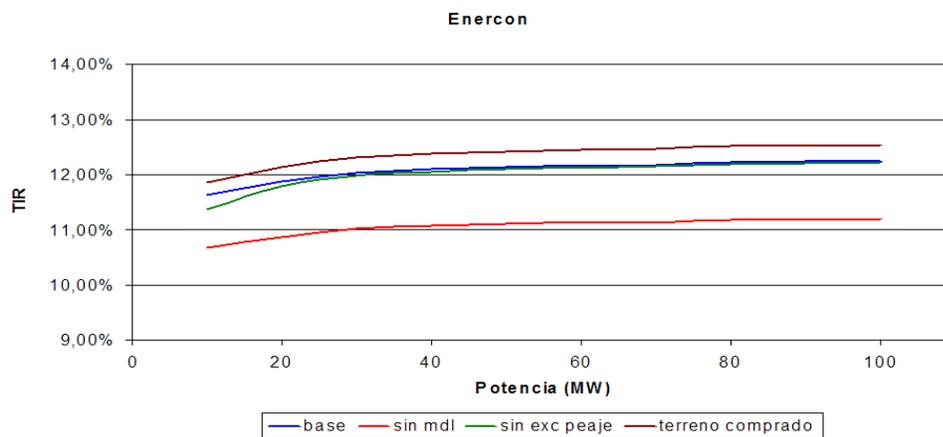


Figura B.59: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

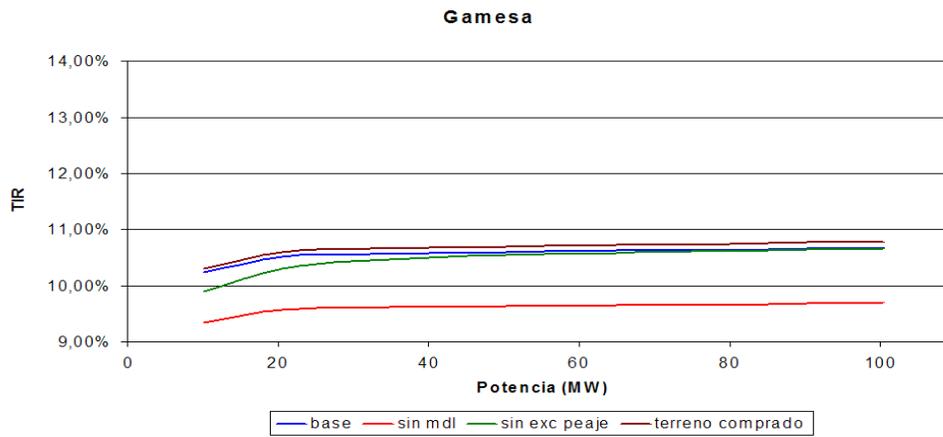


Figura B.60: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

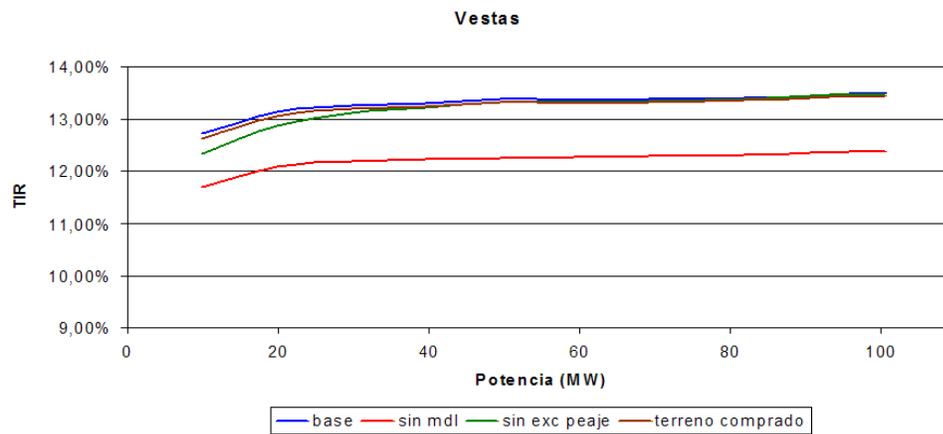


Figura B.61: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

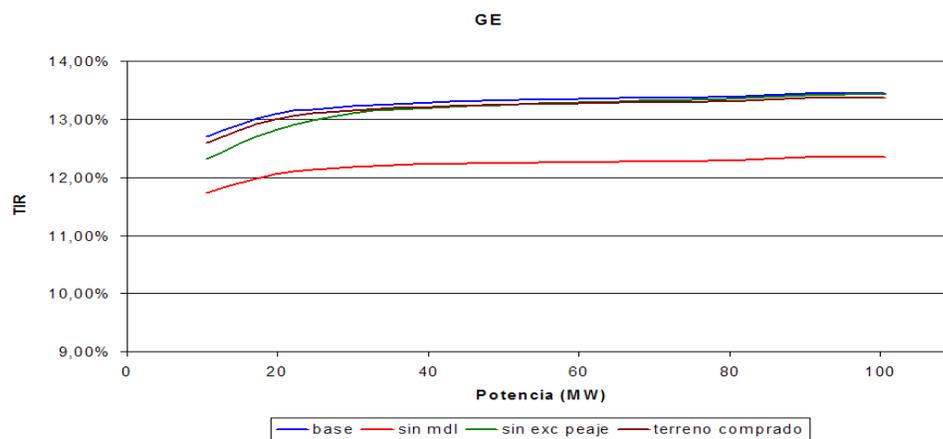


Figura B.62: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

B.19. MDL durante 21 años, aumento de velocidad y precio de nudo en baja

En este caso se considera que se pueden vender bonos de carbono durante 21 años, se suma 1 [m/s] a cada uno de los datos y se asume un precio de nudo de la energía en baja.

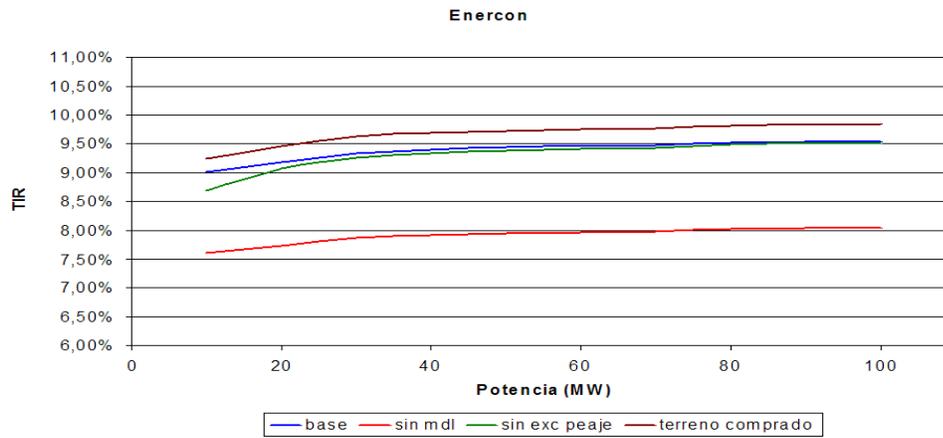


Figura B.63: TIR de un parque eólico con turbinas Enercon E-70 en función de la potencia instalada del parque.

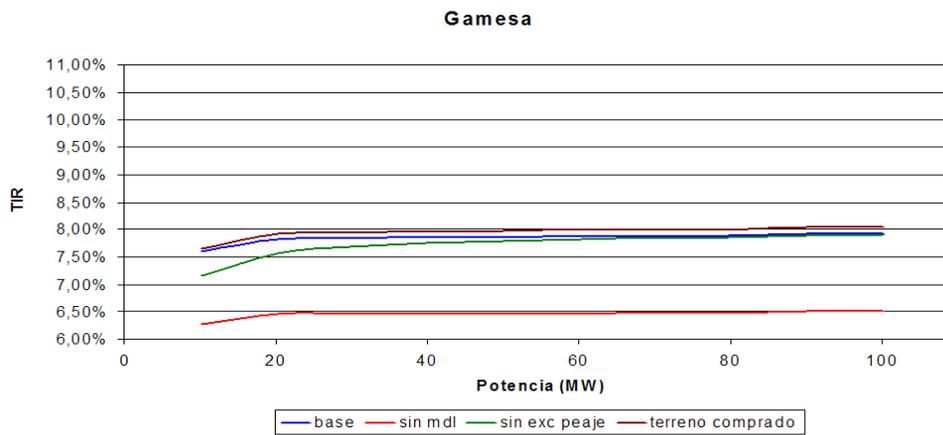


Figura B.64: TIR de un parque eólico con turbinas Gamesa G-58-850 kW en función de la potencia instalada del parque.

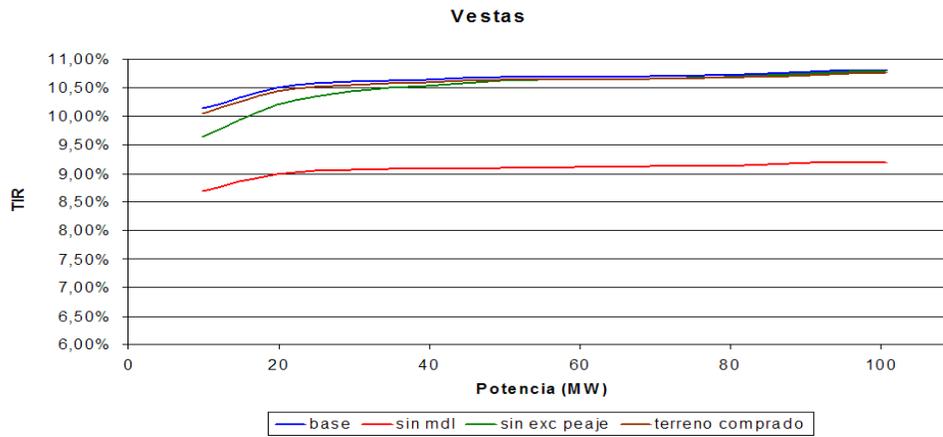


Figura B.65: TIR de un parque eólico con turbinas Vestas V-82 en función de la potencia instalada del parque.

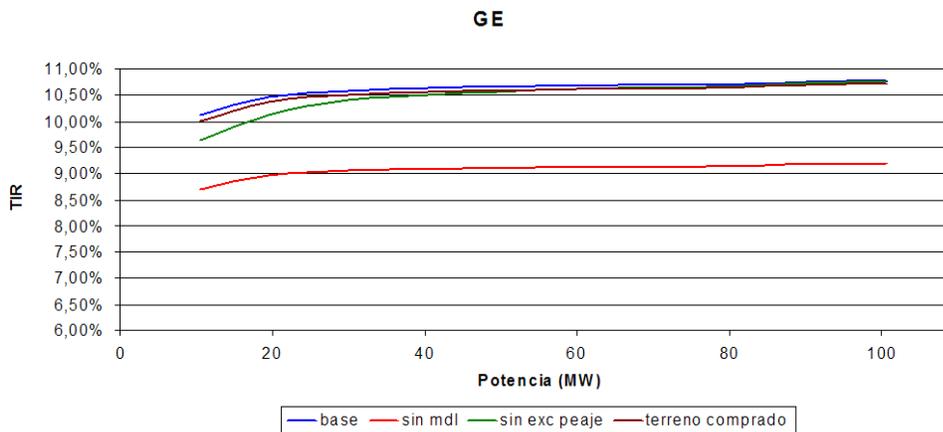


Figura B.66: TIR de un parque eólico con turbinas GE 1.5sle en función de la potencia instalada del parque.

Apéndice C

Manual de uso de planilla para evaluación económica

Planilla de Evaluación de Proyectos de Generación Eólica

Manual de uso

Datos de entrada: Las celdas con valores en azul son las que deben ser ingresadas. Las demás celdas se calculan automáticamente.

- Velocidad del viento: Se debe ingresar en primer lugar la velocidad del viento (promedios horarios) para al menos un año completo (se pueden ingresar datos hasta por tres años, la planilla tomará el valor promedio para las horas en que haya más de un dato). Es importante respetar la posición original de los datos.

Un detalle importante es que la planilla original considera dos torres de 60 m, una de 52 y una de 42 m, sin embargo los cálculos son realizados con los datos tomados a 60 m únicamente. En caso de tenerse solo una torre, los datos deberán ubicarse en la columna que corresponde al promedio de los datos de las dos torres de 60 m.

- Altura de la torre de medición: Para extrapolar la velocidad del viento a la altura del eje correspondiente para cada aerogenerador, es necesario conocer la altura a la cual fueron tomadas las mediciones. En la hoja de los datos de viento de la planilla, específicamente en la celda J4, se debe especificar dicha altura, que en el caso de las mediciones utilizadas en el presente trabajo corresponde a 60 m.
- Datos de aerogeneradores: La planilla considera la evaluación simultánea y comparativa de hasta cuatro modelos de aerogeneradores. Para cada aerogenerador se deben ingresar:
 - Diámetro del rotor.
 - Altura del eje.
 - Potencia nominal.
 - Número de aerogeneradores (para determinar la potencia del parque).
 - Costo de instalación (MMUS\$/MW).
 - Costos de O& M (US\$/MWh).
- Curvas de potencia: Las curvas de potencia deben ser ingresadas, para cada turbina en particular, como la potencia asociada a una velocidad del viento en el eje para un rango de 0 a 25 m/s, con intervalos de 0,5 m/s¹.
- Factor de conversión de velocidades: En la planilla original la velocidad del viento fue ingresada en m/s; sin embargo se incluyó una celda de cambio de unidades en caso de tener las velocidades en algún otro sistema, ya que las velocidades extrapoladas a la altura del eje deben estar en m/s.
- Factor de emisiones del sistema al que se desea conectar el parque (SIC, SING, etc.): Este factor es necesario en caso de pretender vender bonos de carbono y debe estar en toneladas de CO₂ equivalentes por MWh generado. El factor de emisiones del SIC fue calculado en este trabajo mediante otra planilla excel.
- Vida útil: Para efectos de las depreciaciones, es necesario tomar en cuenta la vida útil de equipos, caminos e instalaciones.
- Precio de bonos de carbono: Se debe incluir el precio al que se venderán los bonos de carbono, o bien una estimación de este. Dado que Endesa Chile vendería los bonos de carbono a Endesa España, dicho precio está en euros.
- Valores de monedas: son necesarios los valores del euro y del dólar para realizar ciertas conversiones.
- Líneas de transmisión: es necesario ingresar precios de las líneas (por km) y cantidad de éstas que se necesitarán para el proyecto (km de línea).

¹En el caso de la planilla original se cuenta solo con tres curvas de potencia. Para el caso de la turbina Enercon se asumió un factor de carga anual para realizar los cálculos posteriores.

- Subestación: Según la criticidad del nodo en el cual se inyectará la potencia, la subestación que se necesite construir tendrá una función de costos por MVA. Para la evaluación actual se consideraron subestaciones sencillas y se calculó el costo por MVA por tramos; sin embargo para efectos de una evaluación posterior de un parque en particular, el costo de la subestación debe ser estimado según la complejidad del nodo al cual se va a conectar el parque.
- Caminos: Se debe incluir el costo por km de los tipos de camino (en la planilla original se incluyen tres tipos de camino) y la cantidad de km de cada tipo de camino.
- Tasa de descuento: Se debe incluir la tasa de descuento que se desee aplicar.
- Impuesto: Se debe incluir el impuesto que deben pagar los ingresos. Esta celda se dejó en caso de un cambio en los impuestos a las utilidades, así como para poder evaluar el efecto de una reducción de impuestos a parques eólicos.
- Mediciones de viento: Se deben incluir los costos de las torres de medición, operación y mantenimiento de las mismas, cantidad de torres, etc. De tal modo se puede determinar el costo de los estudios del viento para el proyecto.
- Precio de la energía: Para efectos del trabajo de título, se realizaron evaluaciones para tres escenarios diferentes: precio nudo en alza, en baja y fijo; todos indexados al C.P.I. (el C.P.I. también debe ser entregado a la planilla).
- Precio de la potencia: Se consideró constante e indexado al C.P.I., sin embargo se puede cambiar para una evaluación posterior.
- Factor de carga: Para el caso de la turbina Enercon E-70 es necesario entregar un factor de carga (esto debido a que no se cuenta con su curva de potencia). Dado que esta turbina funciona para un mayor rango de velocidades del viento, y que no utiliza una caja reductora, lo que debiera aumentar su rendimiento, se consideró su factor de carga como 0,5 veces mayor al mejor factor de carga de entre las otras tres turbinas consideradas.

Los demás valores se actualizan automáticamente en las planillas.