



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

PERFILES DE GENERACIÓN EÓLICA PARA LA SIMULACIÓN DE
MEDIANO Y LARGO PLAZO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELÉCTRICO

DIEGO ALBERTO GONZÁLEZ VERA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA
HÉCTOR AGUSTO ALEGRÍA

SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2013

PERFILES DE GENERACIÓN EÓLICA PARA LA SIMULACIÓN DE MEDIANO Y LARGO PLAZO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La necesidad de incluir energías renovables dentro de la matriz energética mundial es cada vez más apreciable. Chile no es ajeno a esta tendencia, observándose una penetración creciente de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en particular a partir de la promulgación de la Ley 20.257 del año 2008. La energía eólica ha liderado en estos primeros años la penetración ERNC en los sistemas eléctricos nacionales. En este contexto, se reconoce la necesidad de disponer de modelos que permitan predecir la generación eléctrica de un parque eólico.

En este contexto, el objetivo general del presente documento es la propuesta conceptual y práctica de una metodología para estimar perfiles de generación de un parque eólico, que permita su simulación en el mediano y largo plazo dentro de un sistema eléctrico de potencia.

Dentro de un parque eólico hay tres efectos importantes a considerar al momento de analizar su generación: la topografía del terreno, el efecto estela y la turbulencia del viento. Son éstos, los que basándose en metodologías de referencia, permiten un cálculo más realista de la potencia generada en un parque eólico. Dada una medición de la velocidad del viento, el diseño del parque y la curva de potencia teórica de los aerogeneradores, es posible incluir los efectos antes mencionados en forma analítica.

La validación del modelo se realiza a través de datos reales de viento y generación pertenecientes al parque Canela I, de la empresa Endesa Chile. Dichos datos corresponden a un período entre septiembre del 2009 y abril del 2010. Dado el modelo, se obtiene un error relativo del 7,81% según la energía total generada en ese período, y de un 11,79% según el error cuadrático medio de la potencia generada.

Las simulaciones corresponden al análisis de tres eventos distintos a considerar: la topografía, el efecto estela y la turbulencia. Para cada evento se analizan distintos escenarios, los cuales contemplan el considerar y despreciar dichos efectos. Se obtiene que el efecto más significativo al momento de predecir la operación de un parque es la topografía del terreno. Lo anterior se debe al emplazamiento sobre colinas o valles de los aerogeneradores, en donde la velocidad del viento cambia. El efecto menos significativo es la turbulencia, obteniéndose una diferencia de 0,05% al no considerarla. Es importante destacar que la operación de un parque dista de ser el simple producto de los aportes individuales de una turbina genérica, aumentando su error relativo a un 10,12% con respecto a la energía, si se realiza dicha consideración.

Como trabajo futuro se propone mejorar la modelación de la topografía y de la velocidad del viento. Así mismo, se sugiere extender el modelo a una versión estocástica.

Agradecimientos

Finalizando el trabajo de título, no puedo dejar de agradecer a todas las personas que estuvieron conmigo durante todo este tiempo, las cuales me dieron su apoyo y comprensión.

En primer lugar, quiero agradecer infinitamente a mi familia. Elena, mi madre, uno de mis apoyos fundamentales en esta y todas las etapas de mi vida. Gracias por todo lo que me has dado, el cariño y comprensión en cada uno de los aspectos de mi vida. Carlos, mi padre, mi consejero y mi cable a tierra. Muchas gracias por todo lo que has dado por mí, por tu dedicación y apoyo incondicional ante cualquier evento. Dany y Seba mis hermanos, mis amigos, mis “manis”, gracias por todos los momentos vividos, por el apoyo durante toda mi vida y la comprensión incondicional que tienen hacia mí. Gracias por darme todo el apoyo que necesitaba, no sólo en esta etapa de mi vida, sino que durante toda ésta.

Quiero agradecer a los amigos incondicionales de la vida. A los “Chuquillos”, Ale, Paty y Favio. Gracias por ser mi segunda familia acá en Santiago, por apoyarme cada vez que caía y celebrar conmigo cada vez que triunfaba. El cariño es incondicional hacia Uds.

A los amigos de la Universidad. Conocí en ustedes personas extraordinarias, leales y sobre todo auténticas, Lais, Pancha, Lore, Keny, Gorda, Enzo, Pelao, Nico, Dolfín, Pablo.

A mis profesores, que me dotaron de todo lo que sé en estos momentos. Gracias al colegio Chuquicamata y a la Universidad de Chile, las cuales me han entregado su gran valor y prestigio. Especialmente quiero agradecer a mi profesor guía, Rodrigo Palma, por darme el apoyo necesario para terminar en forma exitosa esta etapa y quien, desde el primer minuto, me recibió con la mejor disposición.

Finalmente quiero agradecer a mis amigos de Ingeniería Eléctrica, por pasar 3 años de su vida soportándome: Ángela, Dante, Álvaro. Sumar en este saludo a mis amigos de la Salita de Memoristas, les deseo el mejor de los éxitos en todo lo que emprendan de aquí en adelante: Ale, Fallo, Emilio, Tati, Patito, Dacu, Diego.

A todas las personas nombradas les quiero desear el mejor de los éxitos en todo lo que emprendan, y volver a darle las gracias sólo por el hecho de estar ahí.

Finalmente, quiero extender mis agradecimientos a la empresa Endesa Chile por la facilitación de los datos de operación del parque eólico Canela I. Así mismo, agradezco al Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico por los fondos destinados al proyecto N° 1120317, en el cual se desarrolla el presente documento.

Tabla de contenido

RESUMEN	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 MOTIVACIÓN.....	1
1.2 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.4 ALCANCES.....	2
1.5 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA.....	3
CAPÍTULO 2: INTEGRACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA	4
2.1 DESARROLLO MUNDIAL.....	4
2.2 DESARROLLO EN CHILE.....	6
2.3 COMPORTAMIENTO DE LAS MÁQUINAS ANTE DISTINTAS VELOCIDADES DE VIENTO.....	8
2.4 COMPORTAMIENTO DEL VIENTO DENTRO DE UN PARQUE EÓLICO.....	10
2.4.1 <i>Sistemas locales</i>	10
2.4.2 <i>Perfil vertical de viento</i>	11
2.4.3 <i>Turbulencia</i>	14
2.5 INTERACCIÓN ENTRE LAS TURBINAS EN UN PARQUE EÓLICO.....	16
2.5.1 <i>Dos turbinas consecutivas</i>	17
2.5.2 <i>Más de dos turbinas consecutivas</i>	18
2.5.3 <i>Estela en configuración compleja</i>	19
2.6 MÉTODOS DE REPRESENTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO.....	21
CAPÍTULO 3: MODELO PARA LA GENERACIÓN DE PERFILES EÓLICOS	24
3.1 METODOLOGÍA.....	24
3.1.1 <i>Datos de velocidad y dirección del viento</i>	24
3.1.2 <i>Estratificación</i>	24
3.1.3 <i>Velocidad a la altura requerida</i>	25
3.1.4 <i>Efecto estela</i>	26
3.1.5 <i>Ajuste por altura debido a la topografía</i>	26
3.1.6 <i>Turbulencia</i>	26
3.1.7 <i>Curva de potencia modificada</i>	27
3.1.8 <i>Generación del parque</i>	27
3.2 FORMULACIÓN DEL MODELO.....	28
3.2.1 <i>Características del parque Canela I</i>	28
3.2.2 <i>Velocidad del viento a la altura requerida</i>	30
3.2.3 <i>Efecto estela y topografía</i>	31
3.2.4 <i>Topografía</i>	32
3.2.5 <i>Turbulencia</i>	33
3.3 VALIDACIÓN DEL MODELO.....	34
CAPÍTULO 4: IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO	37
4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PARQUE.....	37
4.1.1 <i>Turbinas</i>	37
4.1.2 <i>Ubicación</i>	38
4.2 DATOS DE VIENTO.....	40
4.3 CONSIDERACIÓN DEL MODELO.....	40
4.4 SIMULACIONES.....	41
4.4.1 <i>Influencia de la topografía</i>	41
<i>Escenario 1: Parque dentro de una topografía compleja</i>	41
<i>Escenario 2: Parque dentro de una topografía plana a la altura de la torre más baja</i> ... 41	41
<i>Escenario 3: Parque dentro de una topografía plana a la altura de la torre más alta</i> 42	42
4.4.2 <i>Influencia del efecto estela</i>	42
<i>Escenario 1: Parque en terreno complejo considerando el efecto estela</i>	43

<i>Escenario 2: Parque en terreno complejo sin considerar el efecto estela</i>	43
4.4.3 <i>Influencia de turbulencias</i>	43
4.4.4 <i>Multiplicación por el número de turbinas</i>	44
CAPÍTULO 5: DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	45
5.1 RESULTADOS Y ANÁLISIS	45
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y TRABAJO A FUTURO	51
6.1 CONCLUSIONES.....	51
6.2 TRABAJO A FUTURO	52
REFERENCIAS	53
ANEXOS	55
8.1 ANEXO A.....	55
8.2 ANEXO B.....	56

Índice de Figuras

Fig. 2.1: Instalación de energías renovables en la Unión Europea el 2011, en MW... 5	5
Fig. 2.2: Modelo viento-turbina [26]..... 8	8
Fig. 2.3: Curva Característica del coeficiente de potencia para un aerogenerador de 1,65 [MW] [15]..... 9	9
Fig. 2.4: Curva de potencia típica para un aerogenerador de 1,5 [MW] [11] 9	9
Fig. 2.5: Circulación tierra-mar durante el día [16]..... 10	10
Fig. 2.6: Circulación montaña-valle (Blanco: viento de laderas. Negro: viento de valle). Izquierda: durante el día. Derecha: durante la noche [16] 11	11
Fig. 2.7: Perfiles vertical de viento según la estratificación térmica [16]..... 13	13
Fig. 2.8: Gráfico del espectro de viento [11]..... 15	15
Fig. 2.9: Efecto estela de una turbina eólica [8] 16	16
Fig. 2.10: Esquema del efecto estela [10] 17	17
Fig. 2.11: Esquema modelo multi-estela [10]..... 18	18
Fig. 2.12: Influencia de las turbinas aguas arriba [10]..... 19	19
Fig. 2.13: Sombra producida por turbinas aguas arriba [18] 20	20
Fig. 2.14: Modelo de generador equivalente [12]..... 22	22
Fig. 2.15: Ejemplo de agregación de parques según la dirección del viento [14] 23	23
Fig. 2.16: Esquema de agregación de parque eólicos 23	23
Fig. 3.1: Esquema de la metodología..... 25	25
Fig. 3.2: Efecto de la turbulencia en la curva de potencia [16]..... 27	27
Fig. 3.3: Mapa de la ubicación de Canela I [7] 28	28
Fig. 3.4: Diseño Canela I [7]..... 29	29
Fig. 3.5: Comparación de la curva de potencia según la densidad del aire..... 30	30
Fig. 3.6: Ubicación el mapa de aerogeneradores Canela I 32	32
Fig. 3.7: Curvas de Potencia para distintos rangos de Turbulencia..... 33	33
Fig. 3.8: Comparación curva de potencia dada por fabricante y curva dada por turbulencia..... 34	34
Fig. 3.9: Generación real y estimada de Canela I 35	35
Fig. 3.10: Período de 160 horas de operación de Canela I..... 36	36
Fig. 4.1: Ubicación de las turbinas en el parque simulado 38	38
Fig. 5.1: Curvas de Potencia para distintos rangos de Turbulencia..... 47	47

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Crecimiento mundial de energía eólica 2010-2011.....	6
Tabla 2.2: Potencia instalada según el tipo de central para el 2011.....	7
Tabla 2.3: Proyectos eólicos en calificación y aprobados (EIA).....	7
Tabla 2.4: Longitud de rugosidad para distintos tipos de terreno [16]	14
Tabla 3.1: Datos Central Canela I	28
Tabla 3.2: Coordenadas Canela I [7]	29
Tabla 3.3: Altura sobre el nivel del mar aerogeneradores Canela I.....	32
Tabla 3.4: Errores del modelo frente a la generación real	36
Tabla 3.5: Errores del modelo sin considerar topografía	36
Tabla 4.1: Características del parque simulado	37
Tabla 4.2: Altura sobre el nivel del mar aerogeneradores parque simulado.....	39
Tabla 5.1: Resumen de resultados	45
Tabla 5.2: Errores del modelo completo frente a la Generación Real	47
Tabla 5.3: Errores del modelo multiplicando por la cantidad de turbinas.....	47
Tabla 5.4: Análisis de sensibilidad entre aerogeneradores.....	48
Tabla 5.5: Comparación efecto estela.....	49

Introducción

1.1 Motivación

Se hace cada vez más necesario la utilización de energías renovables dentro de la matriz energética mundial. La generación a través de fuentes térmicas y la industrialización a nivel mundial, han contribuido al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Así mismo en Chile, cada vez se hace más importante el uso de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Lo anterior se enmarca principalmente en un ámbito económico y medioambiental, especialmente por la promulgación de la Ley 20.257 el año 2008. Un aspecto importante de la Ley es la motivación a diversificar la matriz energética del país a través de las ERNC. Dicha diversificación no sólo ayuda en el tema medioambiental, a su vez potencia el aspecto económico (baja el precio de la energía) y la no-dependencia de combustibles fósiles.

La energía eólica, específicamente, esta tomando gran fuerza debido a su madurez tecnológica (una de las ERNC con mayor crecimiento en el último tiempo) y costos asequibles. En Chile, la penetración de energía eólica hacia fines del 2011 fue del 1,2%. Se espera que en los próximos años haya un incremento de casi 4.000 [MW] ya que, a la fecha, se encuentran 1.484 [MW] en calificación y 2.436 [MW] aprobados. Por otro lado, recientes proyectos en Chile se han dedicado a investigar la alta penetración de energía eólica y cómo poder compensar su alta variabilidad.

Es en este ámbito donde se desarrolla el presente trabajo de memoria. Hay una gran cantidad de proyectos eólicos aprobados y en proceso de aprobación por el Servicio de Evaluación Ambiental, para los cuales es muy importante poseer una estimación fidedigna de la cantidad de potencia y energía eléctrica que dicho parque podrá generar en un período de tiempo dado - desde ahora operación del parque. De ahí la importancia de crear un modelo que ayude a predecir de la mejor forma posible la operación de un parque eólico.

Gran cantidad de modelos intentan predecir la generación de un parque, sin embargo no todos unen en un mismo modelo los tres fenómenos más relevantes que se producen en un parque: El efecto estela, la turbulencia del aire y la topografía del terreno. Es así como el siguiente documento busca considerar en un mismo modelo dichos fenómenos, para la predicción de la generación eléctrica de un parque eólico en el mediano y largo plazo.

1.2 Objetivo general

El objetivo general del presente documento, es la propuesta conceptual y posterior aplicación de una metodología para entregar de forma confiable perfiles de generación eólica, para la simulación en el mediano y largo plazo de sistemas eléctricos de potencia.

1.3 Objetivos específicos

Dentro de los objetivos específicos que persigue el siguiente trabajo, se listan:

- Entender el comportamiento de las máquinas eólicas ante distintos escenarios de viento.
- Entender el comportamiento del viento dentro de un parque eólico.
- Proponer un método que represente de buena manera la posición de las turbinas dentro de un parque, así como el tipo -modelo- de aerogenerador usado.
- Comprender el efecto de una turbina sobre el resto de las turbinas de un parque eólico.
- Proponer un método que represente en forma fehaciente el efecto de la topografía del terreno dentro de un parque eólico.
- Proponer un modelo que estime la generación eléctrica de un parque eólico, y comprenda los distintos fenómenos dentro de éste.
- Validar dicho modelo con datos reales de viento y generación.

1.4 Alcances

Dentro de los alcances del presente trabajo se encuentra la revisión bibliográfica de los distintos modelos que estiman la generación de un parque eólico. Lo anterior involucra revisar el comportamiento que poseen los parques eólicos ante distintas velocidades de viento, cómo se comporta el viento dentro de un mismo parque y cómo afecta la posición de las turbinas (topografía), así como la interacción entre las mismas en un parque eólico.

Se contempla el desarrollo de un modelo computacional que permita crear un perfil de generación para parques existentes en Chile y su extrapolación en parques ficticios.

Este trabajo contempla, como dato de entrada, medidas reales de viento o estimaciones dentro del parque eólico en estudio. No está dentro del alcance realizar dicha estimación, este dato se supone conocido históricamente para tiempos pasados o bien de estimaciones meteorológicas para el futuro.

1.5 Estructura de la memoria

El siguiente documento se divide en seis capítulos. A continuación se describen dichas divisiones.

El capítulo 2 entrega las bases teóricas del presente trabajo. Parte con un estado del arte sobre la energía eólica: cómo ha evolucionado, en qué está a nivel mundial y cómo se ha desarrollado en Chile. Luego se describen los distintos fenómenos que afectan la operación de un parque eólico, así como las variables a considerar: efecto estela, turbulencias, topografía del terreno y el viento dentro de un parque.

El capítulo 3 parte presentando el problema a solucionar y la importancia de un modelo correcto de estimación de energía eólica. Luego se presenta la metodología a usar, los distintos pasos a seguir y como están concatenados unos con otros para la posterior formulación del modelo. Éste se basa en los datos de generación real y mediciones reales de viento del parque eólico Canela I, perteneciente a la empresa Endesa Chile. Una vez que se formula el modelo es necesaria su validación. Utilizando los datos de Canela I se valida el modelo realizado.

En el capítulo 4 se implementa el modelo desarrollado. Para ello se simula un parque virtual y se utilizan datos de viento obtenidos a través de una herramienta creada por el departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Se realizan distintas simulaciones, las cuales están pensadas para poder ser analizadas y comparadas según cómo influyen en la generación del parque. Lo anterior se traduce en la consideración de la topografía, el efecto estela y la turbulencia del aire.

En el capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos para cada una de las simulaciones efectuadas, para luego realizar el análisis respectivo de cada simulación. Se incluye también un análisis de sensibilidad del modelo, en donde se utiliza como datos de entrada las mediciones en las distintas turbinas pertenecientes al parque eólico Canela I.

Finalmente el capítulo 6 muestra las conclusiones obtenidas del trabajo realizado, así como el trabajo a futuro que es posible realizar con este estudio.

Integración de la energía eólica

2.1 Desarrollo mundial

El uso de energías renovables a nivel mundial va en aumento. La generación a través de fuentes térmicas y la industrialización a nivel mundial, han contribuido en un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), los cuales están provocando, hoy en día, un cambio climático a nivel internacional. El aumento de la temperatura en la tierra trae consigo eventos inusuales para ciertos sectores geográficos, como tormentas, la disminución de los glaciares, inundaciones, sequías, etc., además de un aumento global del nivel mar y su acidificación. Lo anterior, trae consigo efectos secundarios a largo plazo como es el descenso en las cosechas en la mayor parte de las áreas, descenso en las reservas de agua (incluyendo el Mediterráneo y el sur de África), aumento de las especies en peligro de extinción, pérdida del 30% de los humedales costeros mundiales e incluso efectos en la salud de la población como el aumento de la carga de malnutrición, mayor mortalidad por olas de calor, crecidas y sequías, y mutaciones de enfermedades [1].

Las emisiones de GEI han ido en aumento en las últimas décadas, llegando a 28.999,4 [Mt] de CO₂ el 2009, de las cuales un 43% de las emisiones pertenecen a carbón, el 37% a petróleo y un 20% a gas [2].

Una de las alternativas más adoptadas por los países para la reducción de los GEI, es la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables como lo son el viento, el sol, la geotermia, la biomasa y el agua. Dentro de estas distintas alternativas de generación, una de las que ha tenido mayor desarrollo en últimos años es la energía eólica, siendo la segunda tecnología renovable de mayor capacidad instalada en la Unión Europea (UE) en el 2001 [3].

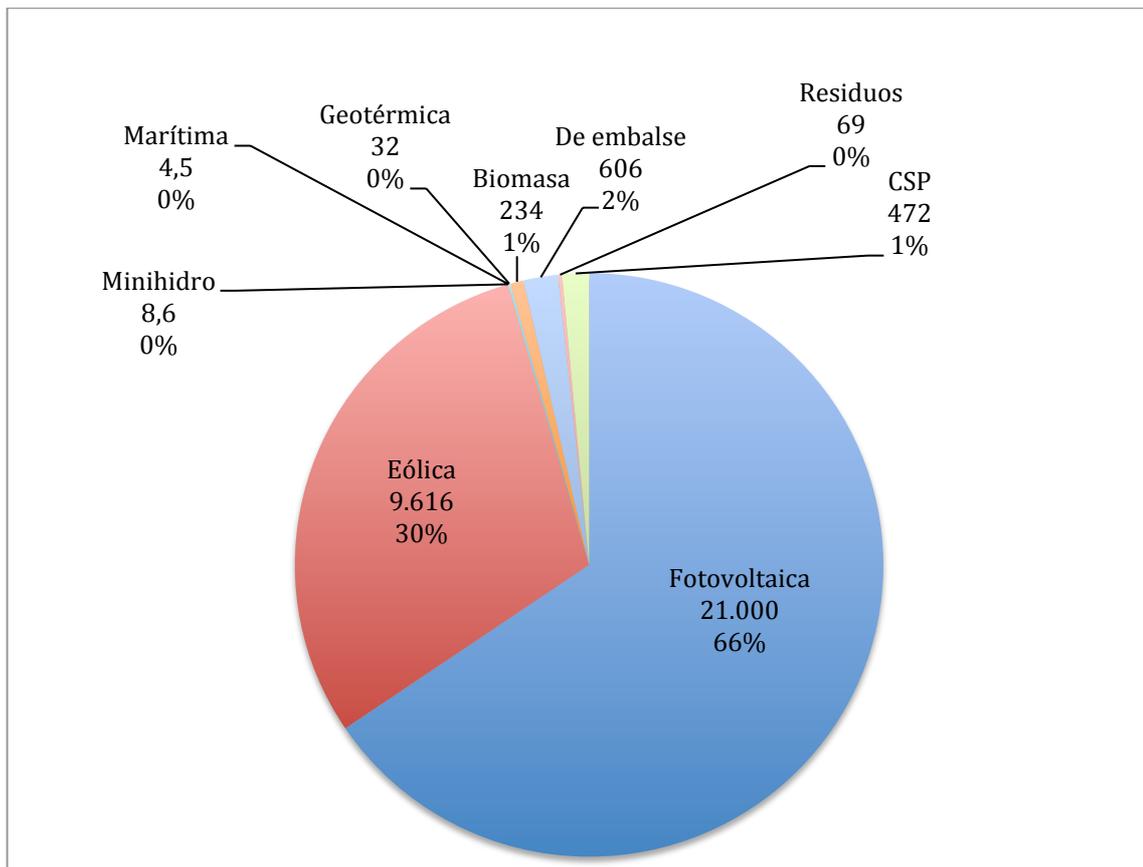


Fig. 2.1: Instalación de energías renovables en la Unión Europea el 2011, en MW.
Fuente: EWEA

En diciembre de 2008, la UE adoptó una ambiciosa posición: “Climate Change and Energy Package”, la cual compromete a los países de la UE-27 a realizar los siguientes objetivos [4]:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 20% para el 2020 en comparación con los niveles de 1.990 (aumentando al 30% si otros países desarrollados hacen esfuerzo similares para la reducción de dichos gases).
- Aumentar el uso de fuentes renovables al 20% del consumo total de Europa para el 2020.
- Reducir el consumo proyectado para el 2020 en un 20%, mediante la mejora de eficiencia energética.

Siendo la energía eólica una fuente limpia y renovable, la cual ha contribuido en gran medida al desarrollo energético mundial en los últimos años, se espera que lo siga haciendo para poder lograr dicho propósito.

La energía eólica en Europa ha crecido rápidamente durante la última década. En el 2008 fue responsable de aproximadamente el 4,8% de la generación total de electricidad de la UE. Se espera que esta proporción al menos se triplique para el 2020 [4].

A nivel mundial, Asia es el continente con mayor desarrollo eólico en el 2011, impulsado principalmente por China e India, el cual a doblado la capacidad instalada de Europa para el mismo año. A la vez, Brasil y México no se han quedado atrás en la implementación de energía eólica, siendo los países americanos que pronostican mayor crecimiento en esta materia. La potencia total instalada a fines del 2011 a nivel mundial es de 237,6 [GW], lo que representa un crecimiento acumulado de más del 20% [5].

A continuación, se muestra la evolución por continente de la capacidad instalada de energía eólica entre el 2010 y 2011.

	Final 2010 [MW]	Instalada 2011 [MW]	Total final 2011 [MW]
África y Medio Oriente	1.065	31	1.093
Asia	61.106	20.929	82.029
Europa	86.647	10.281	96.606
Latinoamérica y Caribe	1.478	852	2.330
América del Norte	44.825	8.127	52.753
Región del Pacífico	2.516	343	2.859
Total Mundial	197.637	40.564	237.669

Tabla 2.1: Crecimiento mundial de energía eólica 2010-2011.
Fuente: GWEC

2.2 Desarrollo en Chile

En Chile, los GEI representaron el 0,26% de las emisiones a nivel mundial al año 2008. Por otro lado, entre los años 1984 y 2006 las emisiones de dichos gases subieron de 6 a 59 [Mt]. Hoy en día los principales sectores que contribuyen en la dinámica son [1]:

- Energía (emite cerca de 57 [Mt])
- Agricultura (emite un poco más de 13 [Mt])
- Sector forestal (captura cerca de 20 [Mt])

Gracias a las distintas conferencias sobre el cambio climático de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), Chile se compromete a tomar medidas de mitigación para alcanzar una disminución del 20% en las emisiones para el año 2020, según las proyecciones del 2007. Para poder lograr dicho objetivo Chile ha implementado una serie de iniciativas, entre las que destacan [1]:

- Programa Nacional de Eficiencia Energética
- Ley 20.257 fomento de Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

- Sistema permanente de inventario nacional de GEI

Por otro lado Chile ha sufrido una serie de crisis de abastecimiento en las últimas décadas. La primera, entre los años 1997 y 1999 producto de una sequía extrema y prolongada, lo que produjo una fuerte disminución en la capacidad de generación hidráulica en dichos años [6]. La segunda ocurre el 2004, en donde el Gobierno argentino impone una serie de restricciones para la exportación de gas natural hacia Chile. Este acontecimiento obliga a pensar en una solución a corto plazo para el abastecimiento de la demanda en Chile, la cual finalmente es suplida a través de centrales térmicas.

Dada las restricciones anteriores, es necesario que Chile diversifique su matriz energética, en particular con recursos propios. La ley 20.257, ha dado pie para que los recursos naturales renovables de Chile sean aprovechados de mejor forma, ya que establece que comenzando en el año 2010, el 5% de la energía demandada debe provenir de una fuente ERNC, estableciendo una tasa de incremento de 0,5% anual hasta alcanzar un 10% en 2024.

Lo anterior ha implicado un aumento en la generación de energía a partir de fuentes renovables. Si bien Chile posee todos los recursos renovables para la generación de electricidad, los únicos implementados hasta la fecha son a través de generación eólica e hidráulica de pasada.

Tipo de central	Potencia neta total [MW]	Potencia neta total [%]
Termoeléctrica	10.392	63,00
Hidroeléctrica	5.874	35,60
Hidráulica Pasada	20	0,10
Eólica	199	1,20
Potencia Total Instalada	16.485	100,00

Tabla 2.2: Potencia instalada según el tipo de central para el 2011.
Fuente: CDEC-SIC

Se puede observar que la energía eólica en Chile es la más explotada hoy en día. Si bien su penetración hasta fines del 2011 es de sólo un 1,2%, se espera un incremento de casi 4.000 [MW] en los próximos años tomando en cuenta los proyectos en clasificación y aprobados por el servicio de impacto ambiental [7].

	Proyectos en calificación [MW]	Proyectos aprobado [MW]
Eólica	1.484	2.436

Tabla 2.3: Proyectos eólicos en calificación y aprobados (EIA).
Fuente: SEA

Dado el gran crecimiento previsto para la energía eólica a nivel mundial (visto en 2.1) y en Chile, es necesario realizar un estudio completo del comportamiento de estos parques (al corto, mediano y largo plazo). Esto permite realizar una buena planificación en su implementación y su posterior conexión a la red eléctrica correspondiente.

2.3 Comportamiento de las máquinas ante distintas velocidades de viento

La generación de energía eólica consiste en convertir la energía cinética de una masa de aire en energía mecánica dentro de una turbina. La Fig. 2.2 muestra la relación entre el viento y la turbina eólica, donde la velocidad del viento que llega (V_1), no igual a la velocidad del viento que sale tras la turbina (V_3)

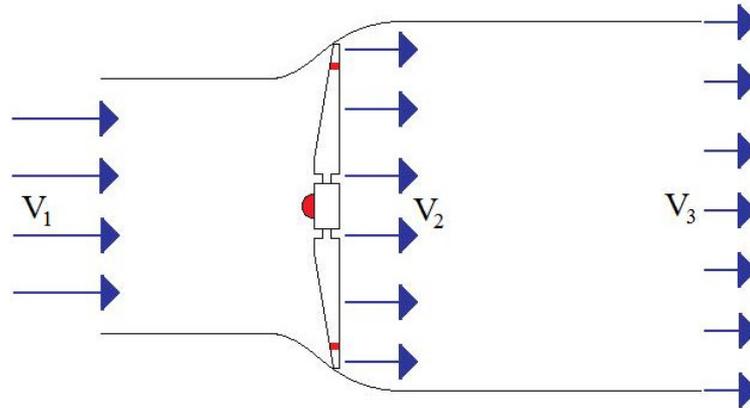


Fig. 2.2: Modelo viento-turbina [26]

La potencia que se puede extraer de una masa de aire (de densidad ρ) que viaja a velocidad v y pasa a través de un área A , está dada por:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (2.3-1)$$

Pero no es posible hacer una conversión total de la energía de la masa de viento. Por lo que de acuerdo con la teoría de Betz, la potencia de viento vendría dada por:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 C_p \quad (2.3-2)$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia, cuyo valor máximo en condiciones ideales viene dado por $16/27=0,59$, es decir, la máxima potencia que es posible extraer del viento es un 59% [11]. Lo anterior se enmarca en una situación ideal, en la práctica no se puede alcanzar el 59%. Por otro lado el coeficiente de potencia varía según el aerogenerador (ver Fig. 2.3) y es definido como:

$$C_p = \frac{PotenciaExtraida}{PotenciaDisponible} = \frac{PotenciaExtraida}{\frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho A V^3 \right)} \quad (2.3-3)$$

Dada la relación cúbica que posee la potencia extraída del viento, se espera que esta crezca con la velocidad del viento, sin embargo, las turbinas eólicas poseen un sistema de control, el restringe la velocidad mínima y máxima de funcionamiento.

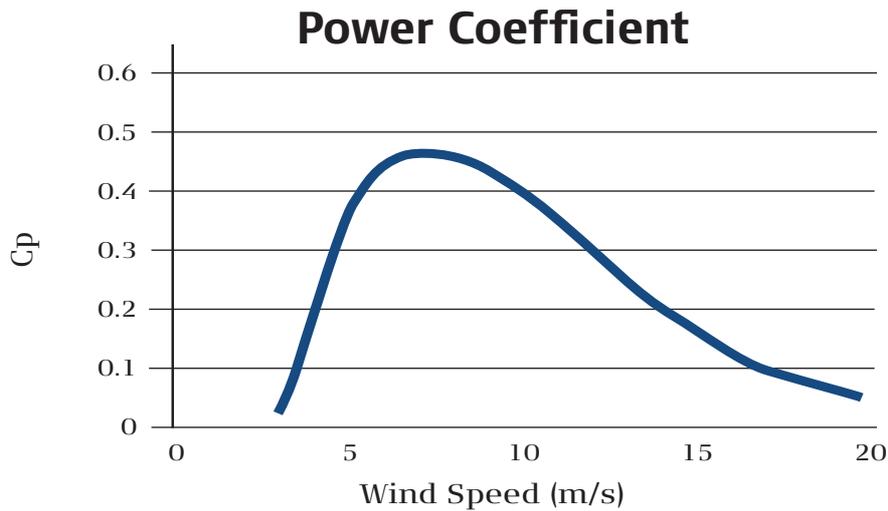


Fig. 2.3: Curva Característica del coeficiente de potencia para un aerogenerador de 1,65 [MW] [15]

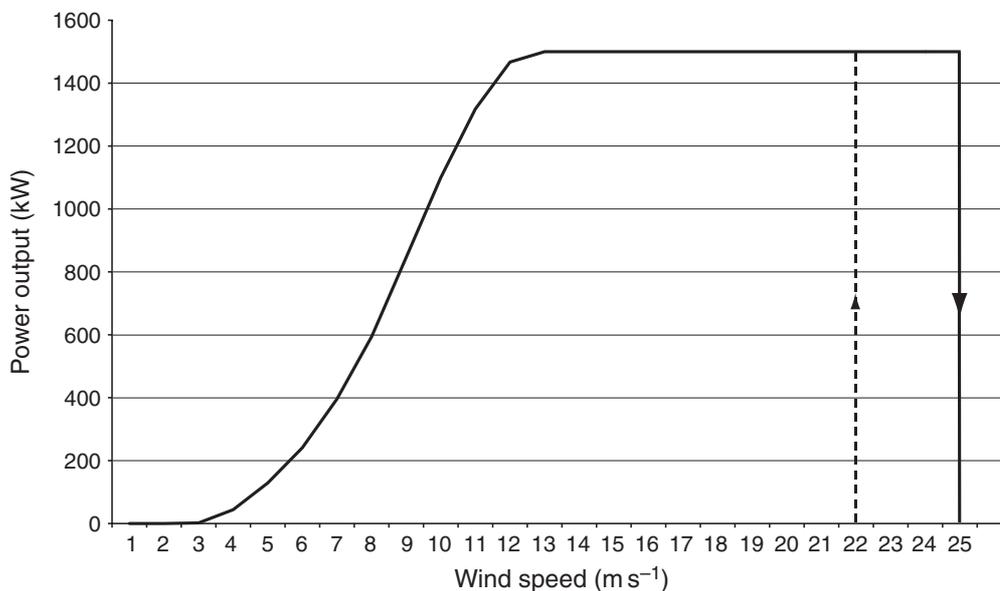


Fig. 2.4: Curva de potencia típica para un aerogenerador de 1,5 [MW] [11]

Se puede observar que cuando se alcanza la velocidad mínima de funcionamiento, 3 [m/s] en la Fig. 2.4, la turbina comienza su generación de potencia. A medida que la velocidad del viento aumenta, la respuesta en potencia de la máquina va siendo mayor.

Luego viene un área de funcionamiento donde la potencia de salida de la turbina es constante, independiente de la velocidad del viento (esto se debe al sistema de control que posee la turbina), entre los 13 y 25 [m/s] en la Fig. 2.4.

Finalmente cuando la velocidad del viento supera un cierto umbral, el cual es su velocidad máxima, la turbina se desconecta y deja de producir energía [11] (luego de los 25 [m/s] en la Fig. 2.4). Este fenómeno es necesario para proteger a la turbina de esfuerzos mecánicos extremos.

2.4 Comportamiento del viento dentro de un parque eólico

Las masas de aire se desplazan por las diferencias de temperatura entre ellas. Este movimiento puede ser tanto un fenómeno global, como regional o local. Estos últimos están determinados por las condiciones orográficas, como por ejemplo el relieve de una cierta superficie. Las turbinas eólicas utilizan la energía del viento cercano a la superficie, y debido a la rugosidad existente en la zona en que se encuentren, el viento existente será un viento turbulento [11]. Todo lo mencionado anteriormente son factores importantes al momento de la evaluación de un terreno para su posible uso en la instalación de turbinas eólicas.

2.4.1 Sistemas locales

Circulación tierra-mar

En la Fig. 2.5 se observa el fenómeno de circulación tierra-mar. Dicha brisa se debe a la diferencia de temperatura entre el agua y la tierra. Durante el día la tierra se calienta más rápido que el agua, donde la diferencia de temperatura provoca en el aire un gradiente de presión que va desde el mar a la tierra. Esta es la llamada “brisa de mar” que se caracteriza por un flujo de aire frío y húmedo. Más arriba de este flujo de aire hay un flujo de retorno, el cual va desde la tierra al mar. Durante la noche el agua se enfría más rápido que la tierra, por lo que el fenómeno es inverso. Esto produce la llamada “brisa de tierra”, la cual es más débil que la brisa de mar debido a la fricción con la tierra.

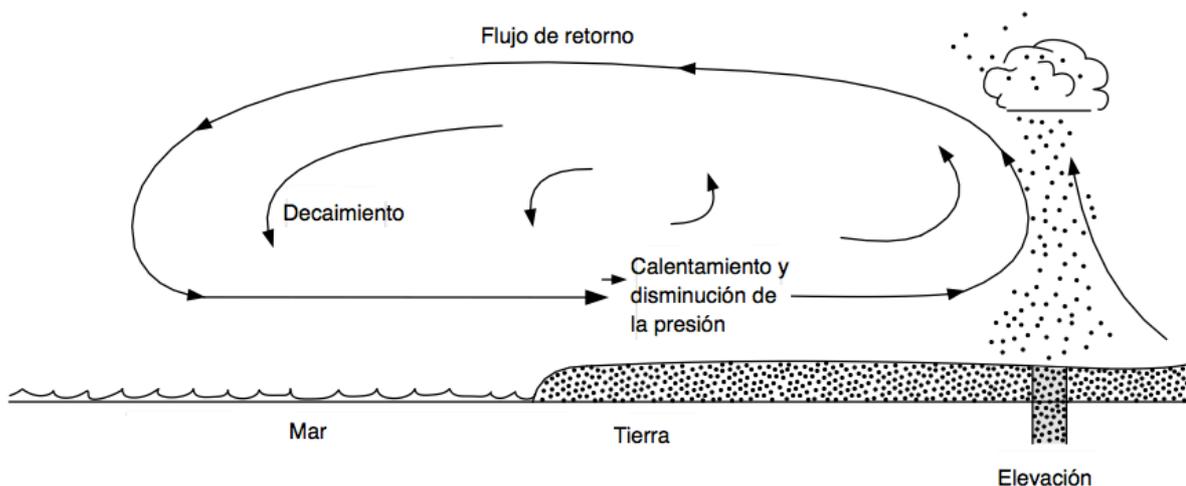


Fig. 2.5: Circulación tierra-mar durante el día [16]

Circulación montaña-valle

La circulación de viento que se produce en las montañas se debe, al igual que la tierra-mar, a las condiciones térmicas de la zona. En este escenario se produce la superposición de dos sistemas de flujo: vientos de laderas y vientos de valle.

Durante el día, las laderas de las montañas se calientan fuertemente al igual que las masas de aire sobre ellas. Esto produce un viento ascendente por la ladera el cual se junta con el proveniente del valle. Durante la noche se invierte el flujo, ya que la tierra se enfría aceleradamente, lo que produce que el aire cerca de las laderas se enfríe antes que el aire libre a la misma altitud. Lo anterior sumado a la fuerza de gravedad conduce al viento cuesta abajo, el cual se reúne con el viento del valle hacia la salida. En la Fig. 2.6 se muestra el esquema de la circulación montaña-valle.

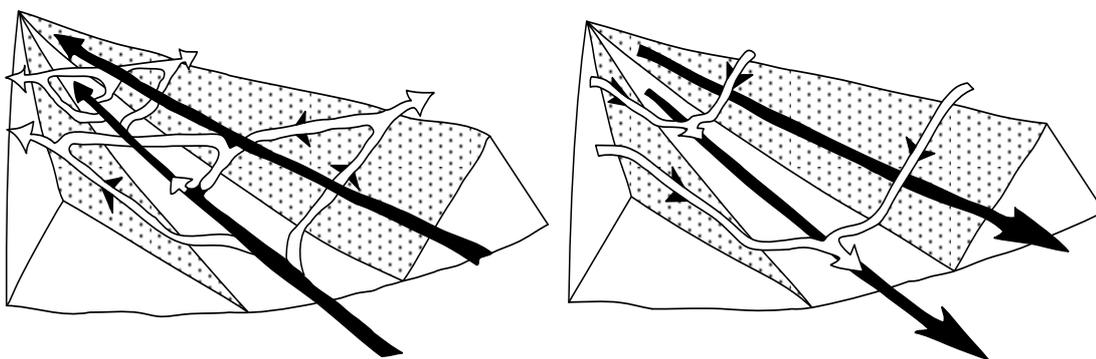


Fig. 2.6: Circulación montaña-valle (Blanco: viento de laderas. Negro: viento de valle). Izquierda: durante el día. Derecha: durante la noche [16]

2.4.2 Perfil vertical de viento

El perfil vertical de viento representa la variación de la velocidad de éste con la altura. Esta influenciado por la rugosidad de la superficie, la topografía y en forma importante por el perfil vertical de temperatura de la zona. La influencia de la temperatura crea tres tipos de estabilidad atmosférica.

Estratificación térmica inestable

Es cuando el aire cerca del suelo está a mayor temperatura que el aire sobre él (situación típica en verano). El suelo se calienta, lo que hace que el aire próximo lo haga también, reduce su densidad y por lo tanto se eleva. Esto produce una transferencia de masa vertical con gran turbulencia. Este movimiento de masa vertical provoca perfiles con pequeños gradientes de la velocidad del viento a medida que aumenta la altura.

Estratificación térmica estable

Es cuando el aire cerca del suelo se encuentra a menor temperatura que el aire sobre él. En general esta situación se da en invierno, donde el suelo se enfría rápidamente y por lo tanto la densidad del aire cercano a él es mayor que la densidad del aire en las capas superiores. Esta estabilidad no provoca un

intercambio grande de masa, por lo que la turbulencia es muy baja. Al no existir esta mezcla de masas de aire se genera un perfil con altos gradientes de velocidad de viento a medida que aumenta la altura.

Estratificación térmica neutra

Es cuando no hay una diferencia de temperatura entre las masas de aire cercanas al suelo y sobre éstas, resultando en un perfil de temperatura adiabático. Así, se estima un descenso de la temperatura de aproximadamente 1 [°C] por cada 100 [m]. Esta situación generalmente ocurre con grandes velocidades de viento, donde el perfil ya no depende de la temperatura y sólo depende de la fricción con la superficie.

Para aplicaciones de energía eólica, la estratificación térmica neutra es usualmente la situación más importante a considerar, especialmente al considerar las cargas de viento turbulentas en una turbina. Sin embargo, las condiciones inestables pueden ser importantes, ya que pueden resultar en ráfagas repentinas de bajo nivel, y las condiciones estables pueden dar lugar a significativas asimetrías del viento con respecto a la altura.

Una descripción del perfil vertical de viento media para una estratificación térmica neutra (según Prandtl [16]), es el perfil de viento logarítmico que considera la rugosidad de la superficie:

$$v(z) = \frac{u}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (2.4-1)$$

Donde u es la velocidad del viento sin interferencia del terreno (a la altura de la capa límite), z es la altura a la cual se quiere saber la velocidad, z_0 es la rugosidad del terreno y k la constante de Kármán, la cual se asume $k \approx 0.4$. En el caso de que se tenga la rugosidad de una cierta superficie, esta relación resulta útil para poder calcular la velocidad del viento a distintas alturas:

$$v_2(z_2) = v_1(z_1) \cdot \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (2.4-2)$$

Si ahora se considera los otros tipos de estratificaciones térmicas, la ecuación 2.4-1, se puede escribir como:

$$v(z) = \frac{u}{k} \left(\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \Psi\left(\frac{z}{L}\right) \right) \quad (2.4-3)$$

Donde la función Ψ toma en cuenta la influencia de la estratificación, siendo positiva cuando es inestable, negativa cuando es estable y cero cuando es neutra. L

describe el intercambio de masa vertical debido a la relación de fuerzas de fricción y las fuerzas de elevación.

Dado lo anterior, en la Fig. 2.7, es posible observar el cambio en los perfiles verticales de viento según la estratificación térmica de cual se trate.

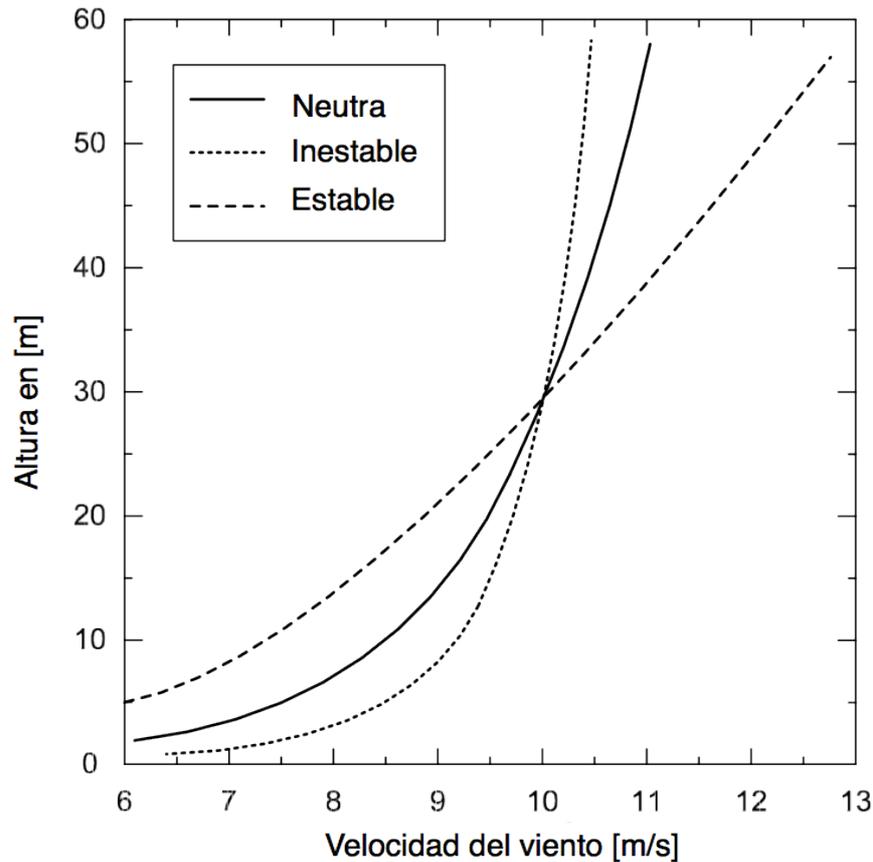


Fig. 2.7: Perfiles vertical de viento según la estratificación térmica [16]

Las brisas de montaña son la consecuencia de un desajuste en la distribución de la densidad del aire que se produce al calentarse o enfriarse éste de manera diferencial como consecuencia de la topografía del terreno. En las cumbres, los calentamientos y enfriamientos son más rápidos que en los valles, provocando un viento catabático [27]. Dicho viento tiene la particularidad de no comportarse según el perfil vertical de viento, dado que su velocidad aumenta a medida que baja de la cumbre al valle.

Cabe mencionar, que situaciones particulares como la mencionada anteriormente, no son consideradas explícitamente en el modelo. Debido a lo anterior, las ecuaciones anteriores debieran adaptarse, con el fin de dar cuenta de la existencia de perfiles de velocidad de viento inversos en la zona donde dejan de tener efecto estos vientos de baja altura.

Rugosidad del terreno

A gran altura del suelo, alrededor de un kilómetro, la superficie terrestre apenas ejerce influencia sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la

atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie. Dicha ralentización de la velocidad se debe a la rugosidad que presenta el terreno.

En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento.

Claramente, los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos o carreteras sólo lo ralentizan ligeramente. Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón, y tendrán por tanto menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable. [22]

En la **Tabla 2.4** se puede observar los distintos valores de la longitud de rugosidad del terreno z_0 [16].

Tipo de terreno	z_0 [m]
Aguas tranquilas	0,0001 - 0,001
Terreno agrícola	0,03
Terreno con pocos arbustos y árboles	0,1
Bosque	0,3 - 1,6
Suburbios y pequeños edificios	1,5
Centros de ciudades	2

Tabla 2.4: Longitud de rugosidad para distintos tipos de terreno [16]

2.4.3 Turbulencia

En la **Fig. 2.8** se muestra la escala de tiempo de variación del viento como un espectro de frecuencia. El espectro se divide, según el tiempo que demora dicha variación, en: turbulento, diurno y sinóptico. Se puede observar que el *peak* turbulento se encuentra dentro de los segundos hasta el minuto, el *peak* diurno depende de las variaciones diarias del viento, como las brisas producidas por la diferencia de temperatura entre la zona de mar y tierra; y el *peak* sinóptico que posee una variación diaria a semanal e incluye también los ciclos estacionales [11].

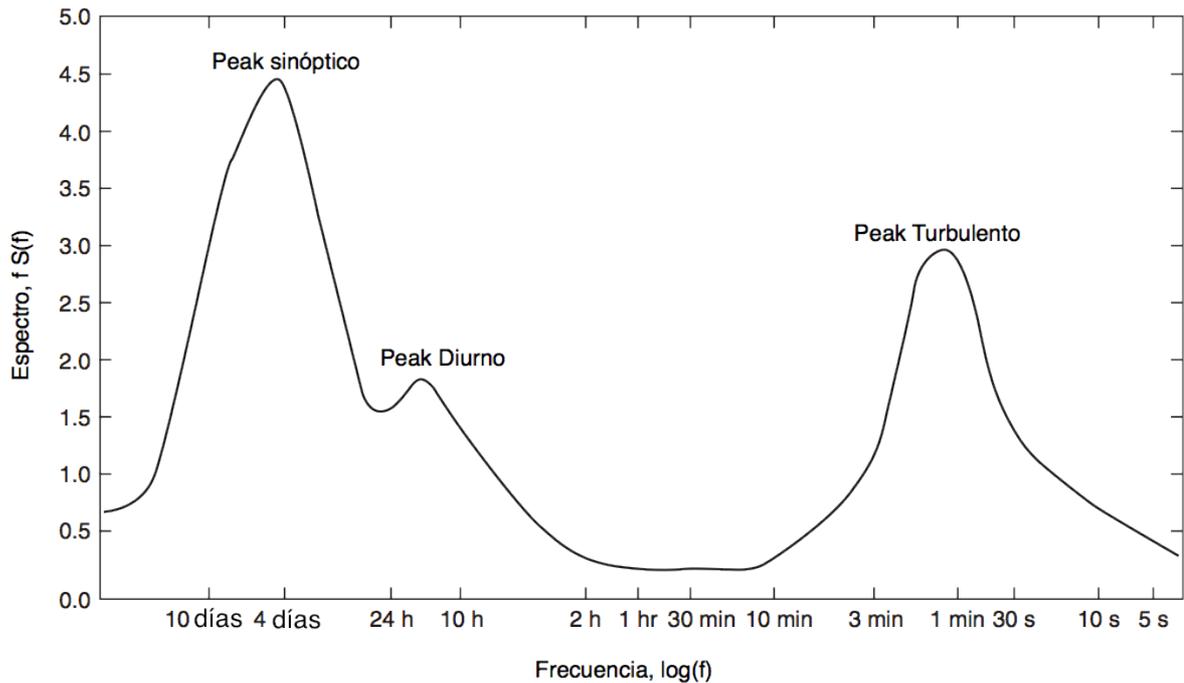


Fig. 2.8: Gráfico del espectro de viento [11]

El *peak* turbulento puede afectar la calidad de la energía producida en el corto plazo, mientras que el *peak* diurno y sinóptico la afecta en el mediano y largo plazo. Lo ideal en la producción de energía eólica es reducir los distintos *peak*, ya que es necesario que la energía producida sea lo más constante posible. Para ello el aumento de turbinas eólicas en un mismo parque ayuda a reducir el impacto del *peak* turbulento, ya que en condiciones ideales, el porcentaje de variación de la potencia generada es reducida en $n^{-1/2}$, siendo n el número de turbinas instaladas en el parque [11].

Por otro lado la distribución de parque eólicos en grandes áreas geográficas ayuda a reducir los *peak* diurnos y sinópticos. Lo anterior se debe a que los cambios climáticos no afectan a todas las turbinas al mismo tiempo [11].

Una turbulencia I es generada principalmente por 2 causas: la fricción del viento con la superficie terrestre (causada por las características topográficas del sector como las colinas, montañas y valles), y por los efectos térmicos descritos anteriormente. Teóricamente se describe como:

$$I = \frac{\sigma}{\bar{v}} \quad (2.4-4)$$

Donde, σ representa la desviación estándar de los datos de viento y \bar{v} el promedio de dichos datos.

Esta turbulencia que se presenta es muy importante al momento de evaluar la cantidad de potencia que un aerogenerador puede entregar, ya que las turbulencias afectan en forma directa la curva de potencia de las turbinas [19].

Es así como la potencia producida en un intervalo de tiempo i de un aerogenerador, puede ser representada como sigue [20].

$$P_i(v) = P_{i,0}(v) + k_i \cdot \sigma_i^2 \quad (2.4-5)$$

En donde $P_{i,0}$ representa la potencia en el caso que la turbulencia fuera cero en el intervalo de tiempo i , σ_i representa la desviación estándar de la velocidad del viento en el mismo intervalo y k_i es un coeficiente que permite caracterizar la turbulencia. El valor de k_i es posible obtenerlo a través de regresión lineal con los datos de viento medidos en un punto [20].

Dado lo anterior, es posible obtener una curva de potencia del aerogenerador capaz de incluir las turbulencias que existan en el sector.

2.5 Interacción entre las turbinas en un parque eólico

El paso de una masa de viento a través de la turbina eólica genera un intercambio de energía, ya que parte de la energía que posee se transforma en energía mecánica, lo que implica una disminución de la velocidad del viento aguas abajo de la turbina.

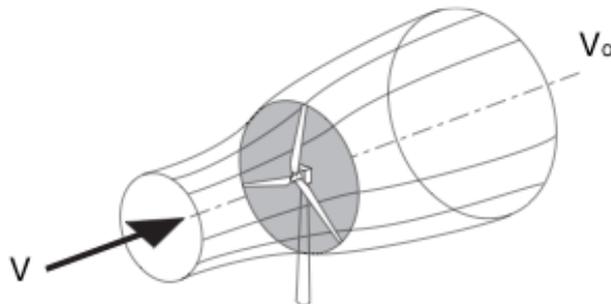


Fig. 2.9: Efecto estela de una turbina eólica [8]

Debido a la disminución de la velocidad de la masa de aire después de la turbina y por conservación del flujo de aire, el área afectada por la disminución de la velocidad se debe expandir para poder acomodar el movimiento más lento del aire. Este efecto de la disminución de la velocidad del viento aguas abajo es llamado “estela” [8]. Esto se puede apreciar en la Fig. 2.9, donde se observa la expansión del área que afecta una turbina eólica, y su cambio de velocidad.

Este efecto tiene particular importancia dentro de un parque eólico, ya que debido a las distintas velocidades con que trabaja cada turbina, no estarán en el mismo punto de operación todas ellas en el mismo momento. Dado que la potencia de salida depende de la velocidad del viento, no todas las turbinas de un mismo parque estarán entregando la misma potencia en un mismo instante de tiempo.

En el efecto estela se pueden distinguir dos zonas: una estela cercana (justo después del rotor) y una estela lejana (4 ó 5 diámetros aguas abajo del rotor). Para

el estudio del comportamiento de las turbinas dentro de un parque eólico, se debe analizar la estela lejana [9]. En efecto, si se desprecia la estela cercana es posible tratar la estela detrás del generador como una estela turbulenta o un flujo negativo [10].

2.5.1 Dos turbinas consecutivas

En la Fig. 2.10 se puede observar el efecto estela que se produce entre dos turbinas consecutivas. Por balance de momentum se tiene:

$$\pi r_0^2 v_0 + \pi (r^2 - r_0^2) u = \pi r^2 v \quad (2.5-1)$$

$$r = \alpha x + r_0 \quad (2.5-2)$$

Donde:

r_0 : es el radio de la turbina

u : es la velocidad del viento antes de la turbina

v_0 : es la velocidad del viento justo después de la turbina

v : es la velocidad del viento con que llega a la turbina aguas abajo

r : es el radio del efecto estela a la altura de la turbina aguas abajo, el cual es proporcional a x

x : es la distancia entre las turbinas

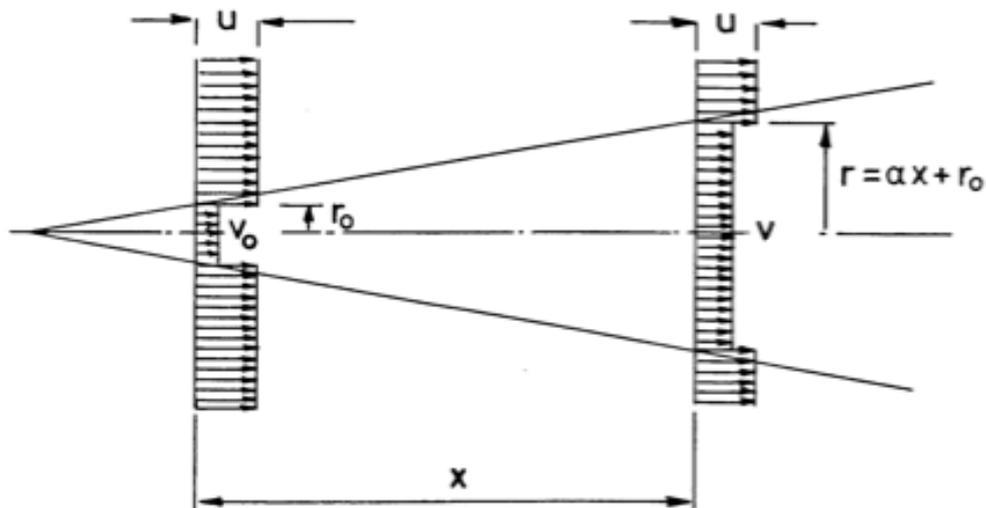


Fig. 2.10: Esquema del efecto estela [10]

La velocidad v_0 se puede aproximar por $\frac{1}{3}u$ [10]. Dado lo anterior, reemplazando en (2.5-1), se obtiene que la velocidad del viento que llega a la turbina aguas abajo está dada por:

$$v = u \left[1 - \frac{2}{3} \left(\frac{r_0}{\alpha x + r_0} \right)^2 \right] \quad (2.5-3)$$

También es posible considerar dentro del modelo el efecto que tiene la topografía del terreno en que se encuentra el parque. La velocidad del viento aumenta a medida que aumenta la altura. La relación de la velocidad del viento que existe entre dos alturas está dada por:

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (2.5-4)$$

Donde α posee una fuerte relación con la rugosidad de la zona donde se encuentra el parque eólico. Finalmente (5) se puede expresar como:

$$v = u \left[1 - \frac{2}{3} \left(\frac{r_0}{\alpha x + r_0} \right)^2 \right] \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (2.5-5)$$

Con h y h_0 a altura de la primera y segunda turbina respectivamente.

2.5.2 Más de dos turbinas consecutivas

En el caso que existan múltiples estelas (más de 2 turbinas interactuando entre si), la velocidad del viento que llega al generador n estará dada por:

$$v_n = \left[1 - \left(1 - \frac{v_{n-1}}{3u} \right) \left(\frac{r_0}{\alpha x + r_0} \right)^2 \right] u \quad (2.5-6)$$

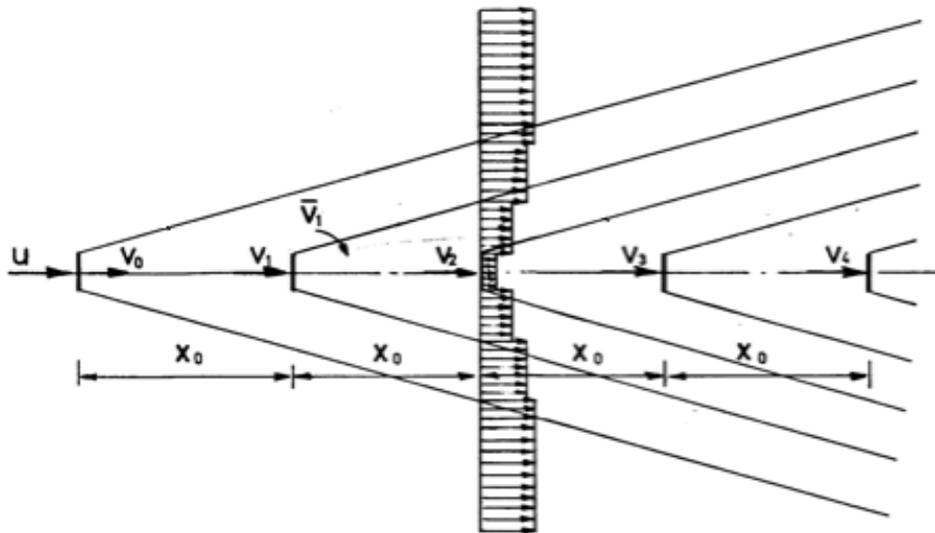


Fig. 2.11: Esquema modelo multi-estela [10]

Según resultados prácticos, \bar{V}_1 en la Fig. 2.11, es igual a u menos una pequeña diferencia del orden de $0,3(r_0/\alpha x_0)^2 u$, en donde si la distancia entre las turbinas es mucho mayor al radio de estas, la fracción se puede despreciar. Para la relación mostrada en (2.5-6) se ha usado $\bar{V}_1 = u$, lo cual no subestima la velocidad de salida del modelo [10].

2.5.3 Estela en configuración compleja

En ciertas configuraciones de parques no siempre se tendrá una posición de las turbinas favorables para poder ocupar los modelos anteriores, y en el caso que se lleve a cabo el modelo, el error inducido al considerar las turbinas una detrás de otra en forma consecutiva puede ser considerable. Dado lo anterior es necesario tener un modelo que considere la estela provocada por más de una turbina no necesariamente consecutivas. Esto se muestra en la Fig. 2.12.

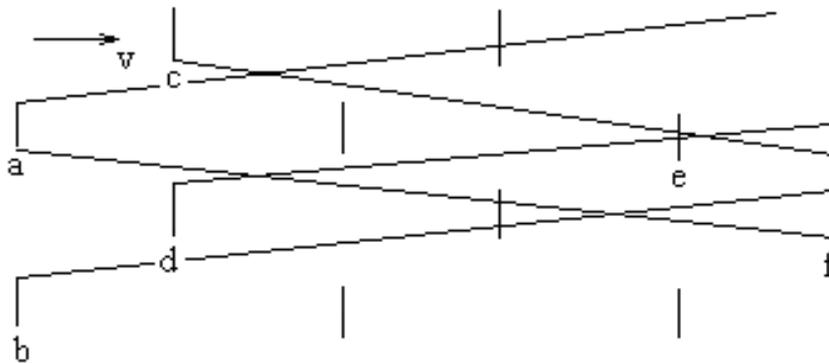


Fig. 2.12: Influencia de las turbinas aguas arriba [10]

En esta configuración es posible ver que la turbina “a” no sólo afecta a las turbinas que están justo detrás de ella, sino que también afecta a turbinas que se encuentran en filas distintas, como la f.

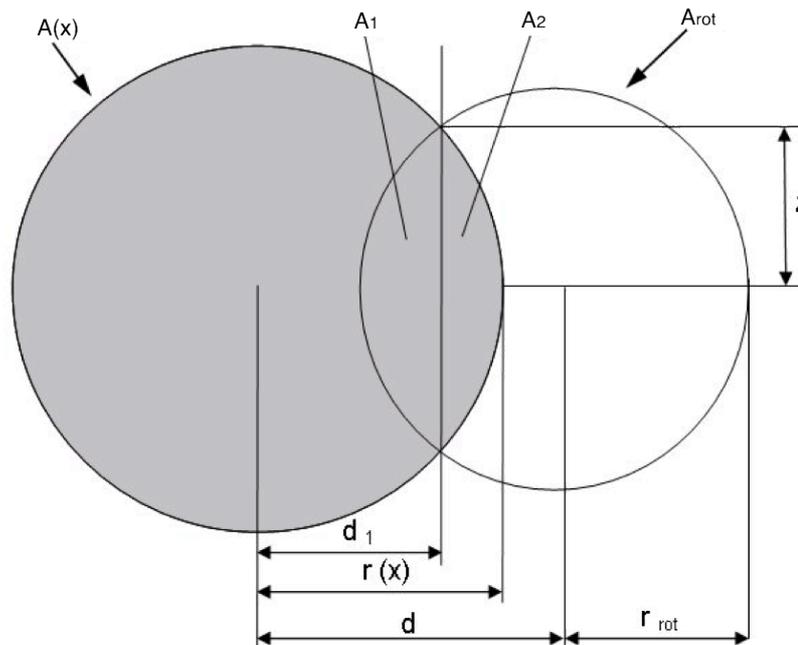


Fig. 2.13: Sombra producida por turbinas aguas arriba [18]

Si se considera que $A(x)$ es el área de la estela que produce la turbina aguas arriba y A_{rot} es el área del rotor aguas abajo, se consideran 4 posibilidades de sombra:

Sombreado completo

Cuando la estela de la turbina aguas arriba cubre completamente el rotor de la turbina aguas abajo.

Sombreado parcial

Cuando la estela de la turbina aguas arriba cubre parte del rotor de la turbina aguas abajo (Fig. 2.13).

No sombreado

Cuando la estela de la turbina aguas arriba no cubre el rotor de la turbina aguas abajo.

Sombreado casi completo

Este es un caso especial de sombreado. Es cuando el rotor de la turbina aguas arriba es mucho más pequeño que el rotor de la turbina aguas abajo, por lo que la estela producida posee un área menor al rotor aguas abajo y no lo alcanza a cubrir en forma completa. Se asume que este caso no se da para los parques con que se trabaja.

Así, la sombra producida por dicha estela, vale decir (A_1+A_2) , está dada por (sombreado parcial):

$$A_s = r(x)^2 \cdot \cos^{-1}\left(\frac{d_1}{r(x)}\right) + r_{rot}^2 \cdot \cos^{-1}\left(\frac{(d-d_1)}{r_{rot}}\right) - d \cdot z \quad (2.5-7)$$

Y la velocidad del viento en la turbina j será:

$$v_j = v_0 + \sqrt{\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n \beta_k \cdot (v_{j-k} - v_0)^2} \quad (2.5-8)$$

$$\beta_k = \frac{A_{s_jk}}{A_{rot_j}} \quad (2.5-9)$$

Donde:

- v_j : Es el viento resultante en la turbina j
- v_0 : Es el viento libre, sin considerar ninguna estela
- v_{j-k} : viento que llega a la turbina j sombreado por la turbina k
- A_{s_jk} : área sombreada de la turbina j por la turbina k
- A_{rot_j} : área del rotor j

2.6 Métodos de representación de un parque eólico

En comparación con las grandes centrales eléctricas convencionales que se caracterizan por la instalación de un bajo número de unidades generadoras pero de alta potencia nominal, los parques eólicos se caracterizan por un alto número de turbinas instaladas pero de baja potencia nominal. Lo anterior lleva a la disyuntiva de cómo crear un modelo que sea preciso pero a la vez con una dimensión no tan grande.

La idea de modelar un parque eólico es poder estudiar el comportamiento de este en el corto, mediano y largo plazo. Es por esto que el grado de detalle en la representación del parque modelado depende del objetivo del estudio. En general, gran parte de los estudios modelan el parque eólico como un único generador de potencia nominal igual a la potencia total del parque [12] [13]. El problema de modelar parques como un solo generador es que, en general, se puede sobrestimar o subestimar la potencia de salida del parque, ya que el efecto que se produce entre las turbinas (efecto estela) no se considera en su totalidad. En los modelos de un generador equivalente se puede considerar parte del efecto estela o bien despreciarlo totalmente. Para el primer caso se modifica la velocidad del viento que le llega a la turbina equivalente, en donde se usa el valor medio de las velocidades que le llegan a las distintas turbinas. Para el segundo caso se usa la velocidad del viento que le llega a la primera turbina del parque.

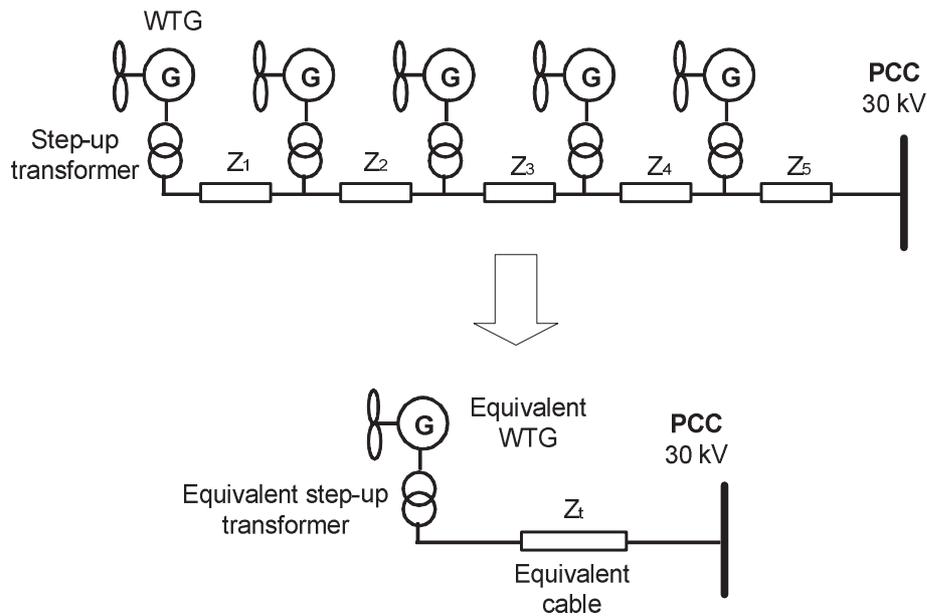


Fig. 2.14: Modelo de generador equivalente [12]

Por otro lado, el comportamiento de un parque eólico depende en gran medida del punto actual de operación de cada turbina en el parque. Este punto va a estar directamente relacionado con la velocidad y dirección del viento. Como se explica en la sección 2.5, la interacción entre los aerogeneradores de un parque causa distintos valores en la velocidad del viento en cada aerogenerador (efecto estela), lo que se traduce en distintos puntos de operación de las turbinas. Una de las formas de representar un parque eólico es agrupando todas las unidades que se encuentren operando en el mismo punto de operación o cercanos (unidades coherentes). Por lo que, para poder encontrar el punto de operación de cada una de las turbinas, es necesario considerar el efecto estela en la representación de parque eólicos [14].

Las unidades coherentes son agrupadas y representadas por una unidad equivalente. Así, si nos fijamos en la Fig. 2.15, si el viento viene de oeste a este (flechas amarillas), las columnas del arreglo de turbinas eólicas son las que tendrán velocidades de viento muy parecidas y por ende un punto de operación muy cercano; mientras que si el viento viene de sur a norte (flechas azules), las filas del arreglo son las que tendrán un punto de operación cercano. Por lo tanto, para el primer caso se ocupa un generador equivalente por columna y para el segundo caso un generador equivalente por fila.

El mayor obstáculo es cuando la dirección del viento viene dada con un cierto ángulo. Para estos casos es necesario usar un análisis más detallado del efecto estela en el parque.

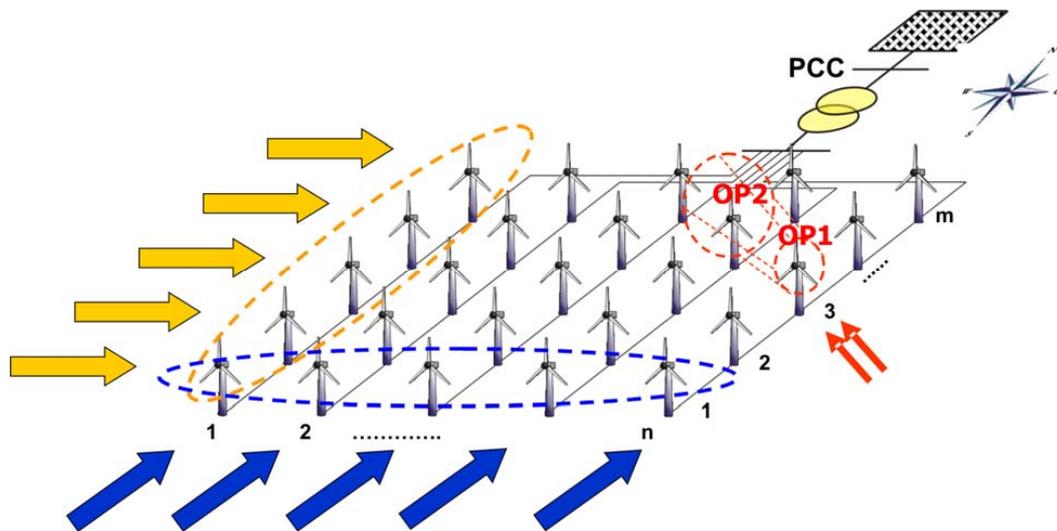


Fig. 2.15: Ejemplo de agregación de parques según la dirección del viento [14]

La agregación de parques eólicos a través de este modelo debe calcular, para cada variación del viento (en velocidad y dirección), el modelo del parque, ya que cada cambio que se produzca en el viento, implica un cambio en el punto de operación que posee cada turbina.

Finalmente, lo anterior se puede reducir en el esquema mostrado en la Fig. 2.16. En donde, una vez que se tiene el diseño del parque eólico a evaluar, tomando como datos de entrada al modelo la velocidad y dirección del viento cada cierto intervalo t , y aplicando el modelo del efecto estela a las turbinas del parque, se puede obtener el punto de operación de cada unidad generadora del mismo. Esto permite agruparlas según unidades coherentes y realizar un modelo equivalente de cada grupo para que finalmente se obtenga la respuesta en potencia del parque eólico.

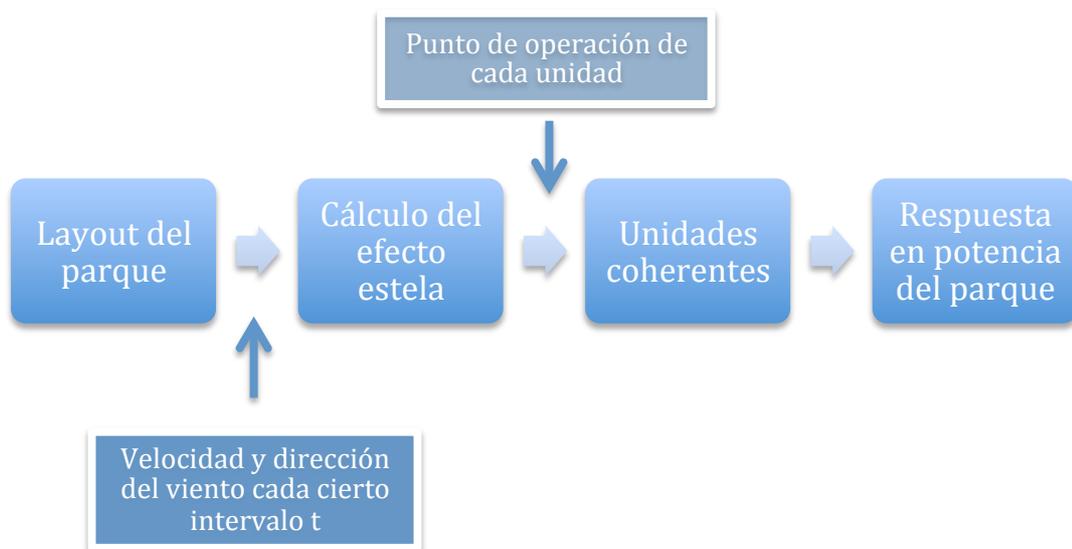


Fig. 2.16: Esquema de agregación de parque eólicos

Modelo para la generación de perfiles eólicos

3.1 Metodología

El modelo propuesto para la generación de perfiles eólicos busca incorporar las distintas perturbaciones en el viento existentes dentro de un parque eólico. Lo anterior, con el objetivo de representar de la forma más fehaciente posible la generación de un parque.

En la Fig. 3.1 se puede observar la metodología a utilizar. Las entradas del modelo se encuentran en color verde y la salida en color rojo. A continuación, se describen los distintos pasos.

3.1.1 Datos de velocidad y dirección del viento

El modelo tiene como datos de entrada la dirección y velocidad del viento en un punto geográfico. Es necesario que los datos de viento estén medidos, como mínimo, a 2 alturas distintas. Lo anterior con la finalidad de poder operar de manera correcta el modelo, y así conocer las características de la superficie del terreno en donde se emplace el parque eólico estudiado.

3.1.2 Estratificación

Con los datos de la velocidad de viento para las distintas alturas, es posible generar los perfiles velocidad-altura en la zona, véase Fig. 2.7. Utilizando regresión lineal es posible obtener los parámetros u y L de la relación (2.4-3). Lo anterior permite establecer el tipo de estratificación que posee la zona, con lo cual se caracteriza de forma más precisa la curva V/z .

Cabe destacar que para el cálculo de la estratificación del terreno es necesario contar con más de dos mediciones de la velocidad del viento a distintas alturas. En caso de poseer sólo 2 mediciones distintas se supone una estratificación neutra, y

es posible usar la relación (2.4-1).

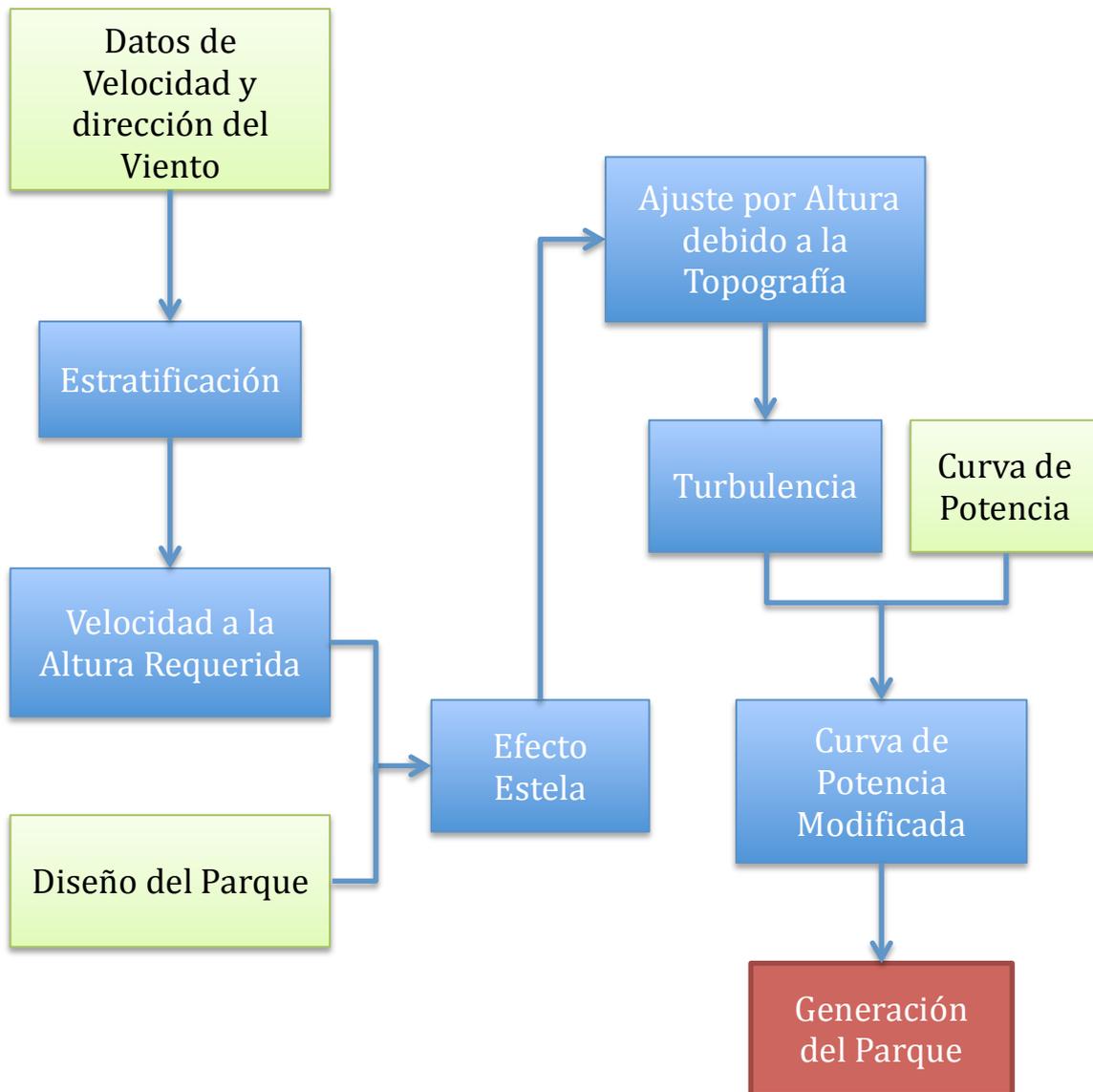


Fig. 3.1: Esquema de la metodología

3.1.3 Velocidad a la altura requerida

En general, los datos obtenidos de la velocidad del viento no se encuentran a la altura que se requiere para la operación del parque, esto principalmente por motivos económicos. Por lo anterior, se requiere hacer un ajuste de la velocidad del viento para obtener su valor a la altura del rotor en las torres.

Hay dos formas de poder conseguir lo anterior. La primera es usando la rugosidad del terreno. Este método consiste en aplicar la relación (2.4-2) para una rugosidad del terreno conocida. El problema que posee es que no necesariamente se trabaja dentro de una estratificación térmica neutra, por lo que no siempre es cierta dicha relación. Para compensar lo anterior se debe usar la relación (2.4-3), la cual toma en cuenta el tipo de estratificación del terreno. En general este método no es muy

usado, ya que se requieren más de dos mediciones a distintas alturas para poder obtener los parámetros únicos del sector, como lo es: el tipo de estratificación, la velocidad fuera de la capa límite y en intercambio de masa vertical (L en la relación 2.4-3).

La segunda forma de obtener un ajuste por altura es ocupando la relación (2.5-4). Si se posee la velocidad del viento a dos alturas distintas es posible obtener el parámetro α , con el cual el terreno queda parametrizado.

Finalmente, el ajuste por altura permite obtener la velocidad del viento a la altura del rotor de la torre.

3.1.4 Efecto estela

Para el cálculo del efecto estela del parque es necesario la velocidad y dirección del viento en el rotor de cada uno de los aerogeneradores, y el diseño del parque con el que se esté trabajando. El diseño permite ver la disposición de las turbinas en el terreno, en donde al caracterizar a la topografía y el efecto estela es posible obtener la velocidad del viento en cada uno de esos puntos. Cabe destacar que el diseño del parque con el que se esté trabajando es una variable de entrada al modelo.

Para modelar el efecto estela se hace un supuesto importante: todas las turbinas tienen la capacidad de poder seguir el viento, es decir, siempre el viento llegará de forma perpendicular a las aspas de las turbinas.

Finalmente, el efecto estela permite obtener la velocidad del viento en cada una de las turbinas que pertenecen al parque.

3.1.5 Ajuste por altura debido a la topografía

Debido a los pocos puntos de mediciones de la velocidad del viento dentro de un parque eólico, no es factible caracterizar el efecto que produce una colina, montaña o valle en la velocidad del viento aguas abajo. Debido a lo anterior, la consideración de la topografía se hace a través de las distintas alturas en que se encuentran las turbinas, es decir, una vez que se aplica el efecto estela a la(s) primera(s) turbina(s) aguas abajo, la velocidad resultante de dicho efecto se interpola a la altura en donde se encuentre(an) la(s) turbina(s) aguas abajo. Luego, se aplica nuevamente el efecto estela a la(s) turbina(s) aguas abajo y se vuelve a interpolar la velocidad a la altura requerida, y así sucesivamente hasta que se cubran todas las turbinas del parque.

Cabe mencionar que la aplicación del efecto estela, vale decir, la configuración lineal o compleja (véase la sección 2.5), depende, en efecto, del diseño que posea el parque eólico.

3.1.6 Turbulencia

Una vez que se realiza el ajuste por altura, se puede obtener la turbulencia del sector para distintos períodos de tiempo. Con estos datos es posible caracterizar la curva de potencia de los aerogeneradores para que se adapten a la turbulencia

presentada. En la Fig. 3.2 se puede observar el efecto que tiene la turbulencia en la curva de potencia de una máquina.

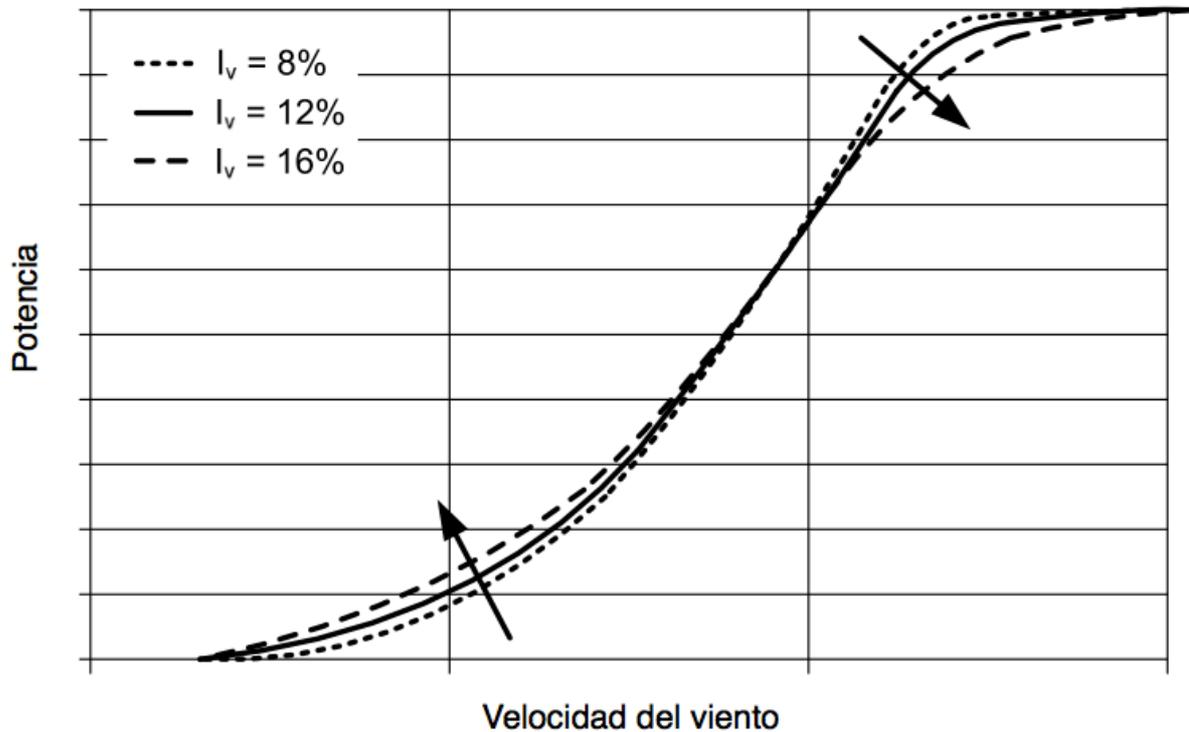


Fig. 3.2: Efecto de la turbulencia en la curva de potencia [16]

En donde, en la parte baja de la curva de puede observar que un incremento en la turbulencia produce un incremento en la potencia de salida de la máquina. Mientras que en la parte superior de la curva, el mismo incremento de turbulencia produce una disminución de potencia del rotor.

3.1.7 Curva de potencia modificada

Dada la curva de potencia de la máquina (obtenida del fabricante) y la turbulencia del sector es posible obtener una nueva curva de potencia, la cual incluye los efectos de la turbulencia como se explicó en la sección 3.1.6. Cabe destacar que se usa la nueva caracterización de la curva para el posterior cálculo de potencia del parque.

3.1.8 Generación del parque

Una vez que se obtiene la curva de potencia, que incluye los efectos de la turbulencia, y la velocidad del viento en cada una de las turbinas (dado por el efecto estela y la topografía), es posible obtener la generación del parque completo.

3.2 Formulación del modelo

Para la formulación del modelo y su posterior validación se trabaja con datos de generación real. Para ello se usa la central eólica Canela I, ubicada en la región de Coquimbo.

Los datos utilizados corresponden a la potencia total generada en el parque, y la velocidad y dirección del viento medido en la torre de monitoreo de Canela I. Dichos datos son facilitados por la empresa Endesa Chile, y el período de medición se encuentra entre septiembre del 2009 y abril del 2010.

3.2.1 Características del parque Canela I

El Parque Eólico Canela se encuentra ubicado a un costado de la Ruta 5 Norte, entre la costa y la carretera, aproximadamente a 80 kilómetros de la ciudad de Los Vilos y a 298 kilómetros de Santiago (Fig. 3.3). Los datos del parque Canela I se presentan a continuación.

Parque Eólico Canela I	
Tipo de turbina	Vestas V82 – 1,65[MW]
Número de Turbinas	11
Altura al Eje	78 [m]
Radio	41 [m]
Potencia Nominal	18,15 [MW]

Tabla 3.1: Datos Central Canela I



Fig. 3.3: Mapa de la ubicación de Canela I [7]

Diseño Canela I

Las 11 turbinas distribuidas en el sector de Canela I, se disponen como se muestra en la Fig. 3.4, las cuales poseen una separación de a lo menos 3 diámetros del rotor entre si [7].

La ubicación exacta (polígono) del proyecto se muestra en la Tabla 3.2

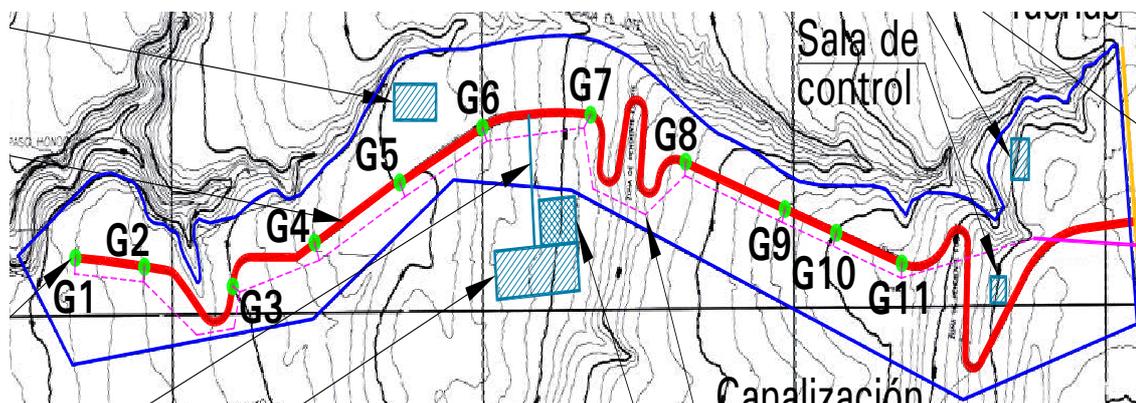


Fig. 3.4: Diseño Canela I [7]

Coordenadas del proyecto Canela I	
Norte	Este
6535968	253043
6535533	249509
6535356	253102
6535292	249682

Tabla 3.2: Coordenadas Canela I [7]

Curva de potencia de las turbinas

La curva de potencia de cada una de las turbinas del parque, corresponde a la curva de los aerogeneradores Vestas V82 de 1,65 [MW]. Dicha curva es dada directamente por el fabricante (ver Anexo A)

Es importante destacar que la densidad del aire en el sector de Canela I se encuentra entre 1,18 y 1,2 [kg/m^3] (según los datos obtenidos), por lo que se trabaja con la curva de densidad 1,21 [kg/m^3] dada por el fabricante.

Lo anterior es bastante importante, ya que la curva del aerogenerador cambia de forma significativa según la densidad del aire del sector. Para ejemplificarlo, en la Fig. 3.5 se puede observar la diferencia que existe entre las curvas para dos densidades del aire distintas.

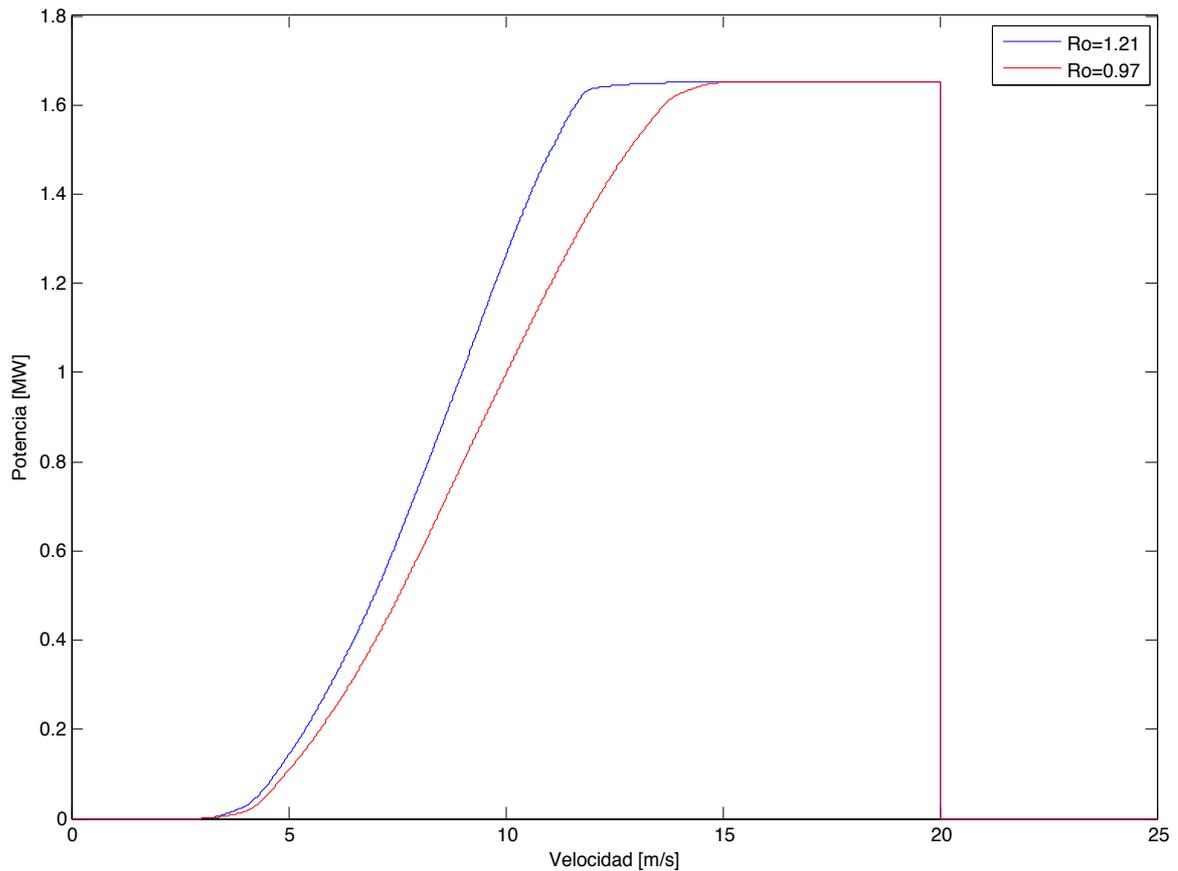


Fig. 3.5: Comparación de la curva de potencia según la densidad del aire

3.2.2 Velocidad del viento a la altura requerida

Dado los datos de viento, es necesario extrapolar su velocidad a la altura necesaria según la turbina (78 [m] sobre el terreno para el caso de Canela I). Para esto se requiere analizar los datos del viento para ver frente a qué tipo de estratificación térmica se está trabajando. Ya que se posee sólo dos mediciones de viento a distintas alturas (35 [m] y 70 [m]), no es posible realizar una regresión lineal y obtener los parámetros necesarios explicados en 2.4-3.

Así, para el caso de Canela I se supone una estratificación neutra, con lo que es posible dar uso a las relaciones 2.4-1 y 2.5-4, obteniéndose los parámetros z_0 y α respectivamente. Cabe mencionar que el modelo creado utiliza ambos parámetros para realizar una estimación del viento a los 78 [m], para luego comparar los resultados y optar por el de menor error.

Es importante mencionar que el parque posee mediciones en 12 lugares distintos: en la torre de monitoreo, la cual es capaz de medir la velocidad del viento a dos alturas, y en la góndola de cada uno de los 11 aerogeneradores que posee el parque. Para efectos del modelo, se usa como dato de entrada las mediciones realizadas en la torre, ya que es necesario, al menos, dos datos de viento a distintas alturas. Una consideración importante que se hace en este aspecto es que la torre de monitoreo mide la dirección y velocidad del viento sin ser afectada por las turbinas, es decir, los datos que se obtienen de dichas mediciones se suponen datos de viento en campo abierto.

3.2.3 Efecto estela y topografía

Una vez que se obtiene el diseño del parque es posible caracterizar la posición de las turbinas para incorporar el efecto estela al modelo. Para ello se hace la siguiente consideración:

- Rotor seguidor de viento: Se considera que el aerogenerador posee un sistema de control capaz de orientar el rotor en el sentido de la dirección del viento. Lo anterior se basa en la utilización de equipos anemométricos y de medida de la dirección del viento instalado sobre la góndola [23].

Dado que las nuevas tecnologías en aerogeneradores poseen este tipo de control, la suposición de que el viento siempre llega en forma perpendicular a las aspas del rotor no se aleja de la realidad, y si bien este seguimiento del viento no se produce en tiempo real, se espera que el error cometido con el supuesto sea bajo.

Gracias a esto y lo visto en el capítulo 2.5, es posible caracterizar el efecto estela dentro de un parque. El inconveniente de este modelo es, que supone un terreno plano para la ubicación de las turbinas, por lo que no es posible ver sus efectos en un terreno irregular, es decir, con colinas y valles. Dado lo anterior se calcula el efecto estela en la posición de las turbinas aguas abajo, pero a la altura de la turbina aguas arriba, una vez que se obtiene el vector de viento, se realiza un ajuste por altura para poder obtener la velocidad a la altura de las turbinas aguas abajo, las cuales pueden estar en algún valle o sobre alguna colina.

Es importante destacar que cada vez que se calcula el efecto estela entre una turbina aguas arriba y las respectivas aguas abajo, se toma como altura de referencia 0 [m] la posición de la turbina aguas arriba.

Otra Consideración bastante importante es que se han considerado sólo 4 direcciones de viento, es decir, vientos de norte-sur, este-oeste, sur-norte y oeste-este. Para ello, las direcciones de viento (obtenidas en grados) son separadas en cuatro ventanas:

- Vientos entre $315^{\circ} - 360^{\circ}$ y $0^{\circ} - 45^{\circ}$, son considerados vientos de norte-sur.
- Vientos entre $45^{\circ} - 135^{\circ}$, son considerados vientos de este-oeste.
- Vientos entre $135^{\circ} - 225^{\circ}$, son considerados vientos de sur-norte.
- Vientos entre $225^{\circ} - 315^{\circ}$, son considerados vientos de oeste-este.

Lo anterior se justifica por la complejidad y el tiempo que toma en el modelo. Dado que cada parque posee un Diseño distinto, considerar la dirección del viento en su totalidad implica que cada modelo debe poseer su propio código. Además, para cada dirección del viento es necesario hacer un cálculo distinto, y dado que se trabaja con 5.220 datos, la complejidad y tiempo que toma es bastante ardua. Por lo que se considera que el viento siempre viene en una de las cuatro direcciones, dando resultados bastante coherentes como se verá más adelante.

3.2.4 Topografía

Para analizar el efecto que produce la topografía del terreno en la operación del parque, se obtienen las alturas del terreno sobre el nivel del mar donde se ubican las distintas turbinas.

En la Fig. 3.6 se puede ver la disposición de las turbinas en Canela, y en la Tabla 3.3 su respectiva altura sobre el nivel del mar.

Así, una vez calculado el efecto estela en las turbinas, se aplica un reajuste por altura. Este nuevo ajuste, permite obtener la velocidad del viento en las distintas turbinas que se encuentren en la cima de una colina o en algún valle.

Aerogenerador	Altura sobre el nivel del mar [m]
A1	66
A2	121
A3	143
A4	169
A5	190
A6	213
A7	230
A8	240
A9	243
A10	243
A11	205

Tabla 3.3: Altura sobre el nivel del mar aerogeneradores Canela I

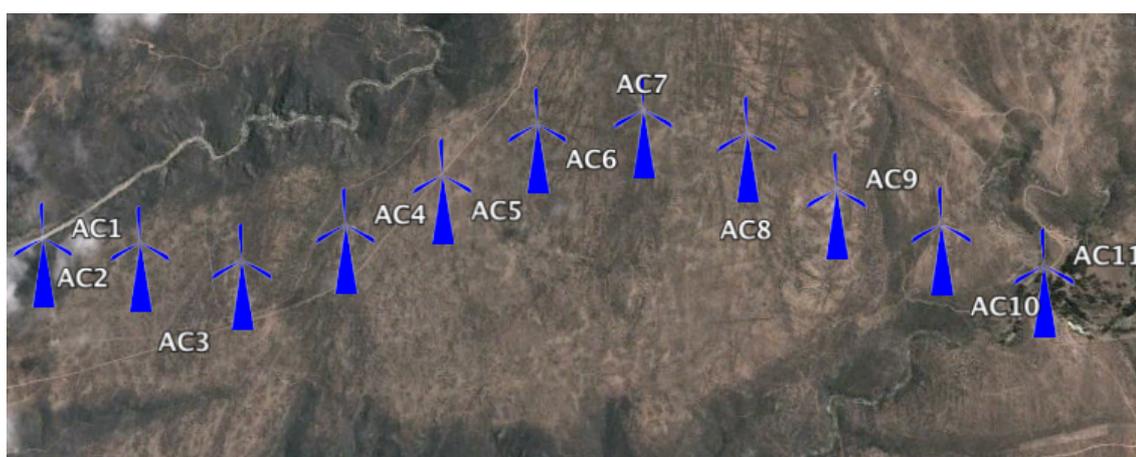


Fig. 3.6: Ubicación el mapa de aerogeneradores Canela I

3.2.5 Turbulencia

La turbulencia, como se explica en las secciones 2.4.3 y 3.1.6, posee gran relevancia al momento de considerar sus efectos dentro de un parque eólico. Lo anterior se debe a que el constante cambio de la velocidad del viento genera ciertas presiones en la turbina, lo que incide directamente en la curva de potencia a la cual esta trabajando la máquina.

Para ejemplificar lo anterior, en la Fig. 3.7 se muestra cómo es el cambio en las curvas de potencia de los generadores en Canela I, según la turbulencia que se presenta en el ambiente. Se puede observar que los cambios más relevantes se producen en la velocidad cut-in y cut-out de la máquina.

La curva de potencia teórica (dada por el fabricante), es calculada para un rango de turbulencia de 11-16% (ver Anexo B). Dado lo anterior, en la Fig. 3.8 se muestra la comparación entre la curva del fabricante, y la obtenida con el modelo para un rango entre 10-15% de turbulencia. Se puede observar que las curvas son bastante similares entre si, lo que implica que el modelo de turbulencia es bueno. El mayor error se encuentra entre las velocidades 2 y 7 [m/s], pero este error se debe principalmente a la cantidad de datos de viento medidos en el sector. Dichos datos no son suficientes para que se encuentre un espectro amplio de potencia en el rango de turbulencia deseado, y dado que el modelo interpola la cantidad de puntos que posee, éstos no son suficientes para crear una buena curva.

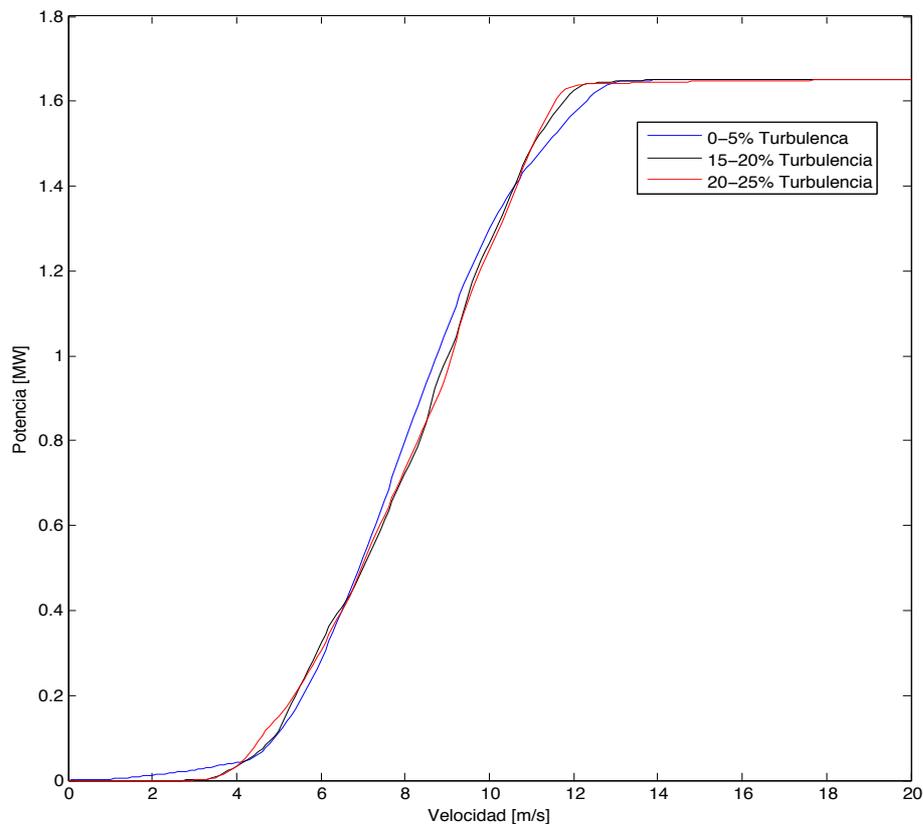


Fig. 3.7: Curvas de Potencia para distintos rangos de Turbulencia

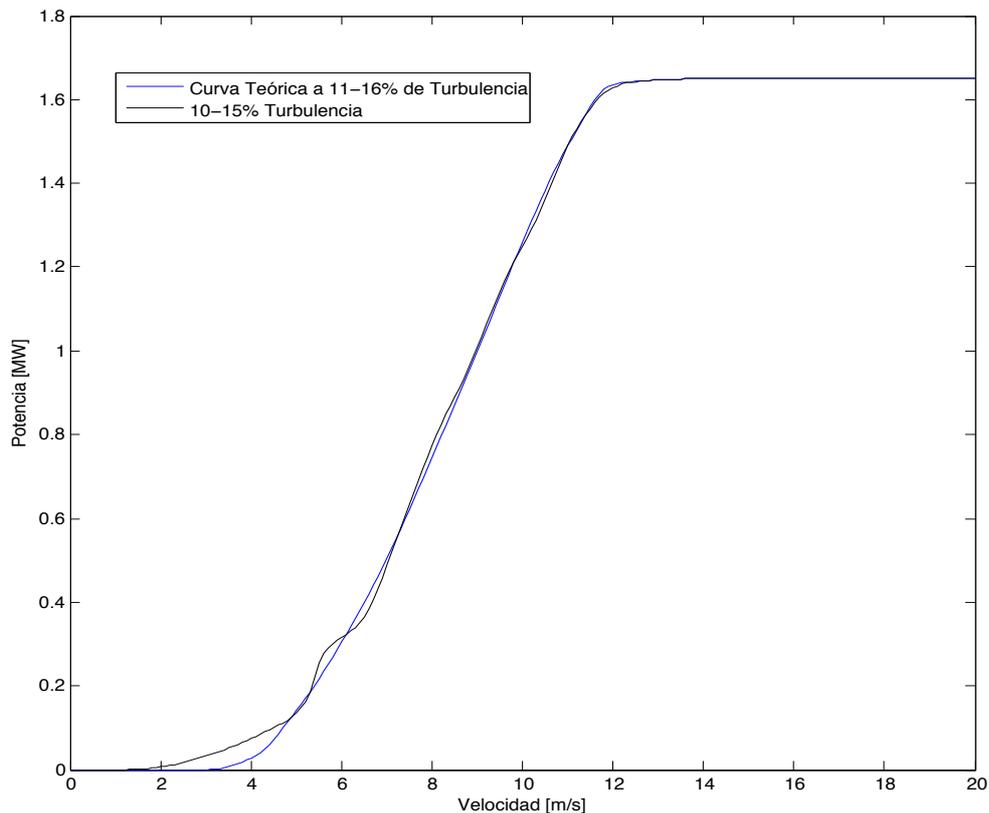


Fig. 3.8: Comparación curva de potencia dada por fabricante y curva dada por turbulencia

3.3 Validación del modelo

Para la validación del modelo se toma como referencia tanto la potencia generada en forma horaria por el parque, como la energía total producida por Canela I durante el período de evaluación. Cabe destacar que dicho período es de 248 días.

Es necesario destacar que, para el cálculo de la velocidad del viento a una cierta altura se compara tanto el método de la rugosidad del terreno (2.4-2) como el ajuste por altura dado por α (2.5-4). Cuando se trabaja con alturas pequeñas de hasta 250 [m] sobre el terreno, la relación 2.5-4 es bastante certera para la predicción de la velocidad del viento, incluso mejor que el método de la rugosidad del terreno. Cuando se trata de alturas elevadas, más de 250 [m] sobre el terreno, α pierde precisión, dando resultados bastantes incoherentes, y para lo cual el método 2.4-2 es el más apropiado. Teniendo en cuenta lo anterior, el método propuesto trabaja con un ajuste por altura dado por la rugosidad del terreno. Lo anterior se explica por la topografía a utilizar en las simulaciones, las cuales consta de colinas y valles bastantes pronunciados, donde las turbinas emplazadas difieren de hasta 545 [m] de altura sobre el terreno si se comparan unas con otras.

La Fig. 3.9 muestra la generación total real y estimada de Canela I.

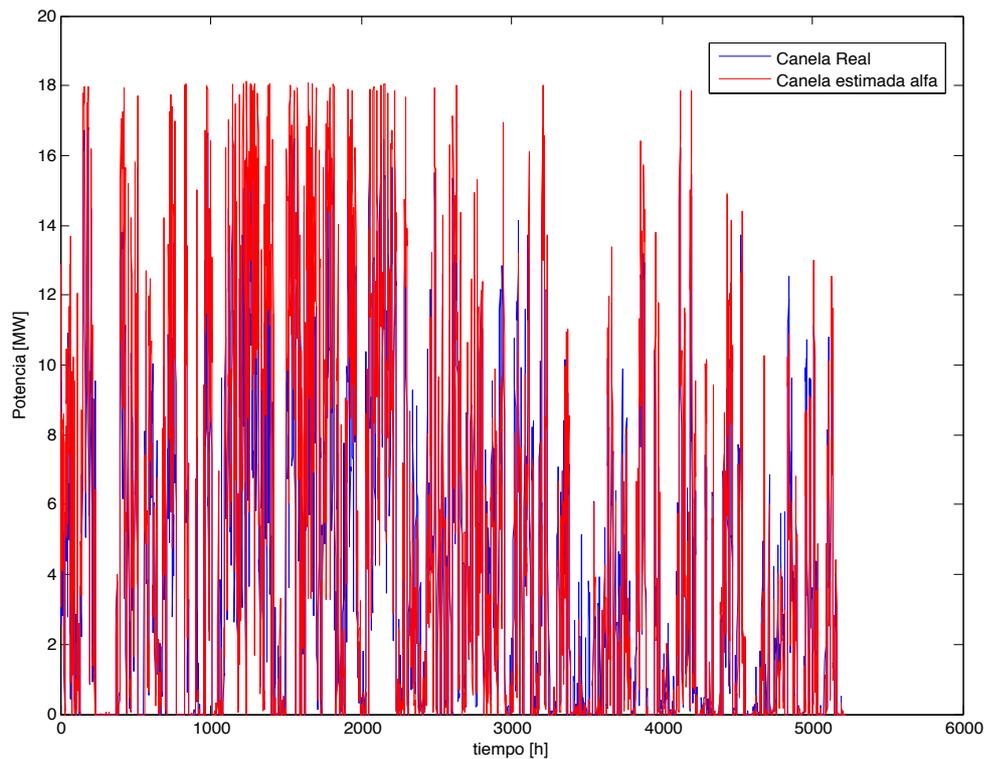


Fig. 3.9: Generación real y estimada de Canela I

En la Fig. 3.10 se selecciona un período al azar de 160 horas de operación, con el fin de observar en forma más clara el comportamiento del modelo frente a la operación real del parque.

Se puede observar que la curva estimada de operación (roja), sigue en forma bastante coherente a la curva real de operación de Canela I (azul). En general se puede observar que el modelo tiende a sobreestimar la potencia de salida del parque, esto se debe principalmente a que el modelo supone que todos los aerogeneradores se encuentran en forma operativa durante el período de evaluación. Lo anterior quiere decir que, si 2 de las 11 turbinas no funcionan durante un cierto período, ya sea por alguna falla o por mantenimiento, el modelo seguirá viendo 11 aerogeneradores funcionando. Si bien se hace un filtro para disminuir el error asociado a dicho efecto, en varias horas de generación es imposible saber qué y cuántas turbinas se encuentran funcionando. Otro efecto importante al cual se debe el error es el efecto estela. Como se ve más adelante, dicho efecto no disminuye la velocidad del viento en las distintas turbinas a la misma tasa en que disminuye realmente, lo que puede provocar una sobre o sub-estimación de la potencia eléctrica del parque Canela I. Claro está, que la consideración de la topografía como un ajuste por altura no es tan meticuloso como se quisiera, pero la respuesta del modelo mejora al incorporar dicho parámetro.

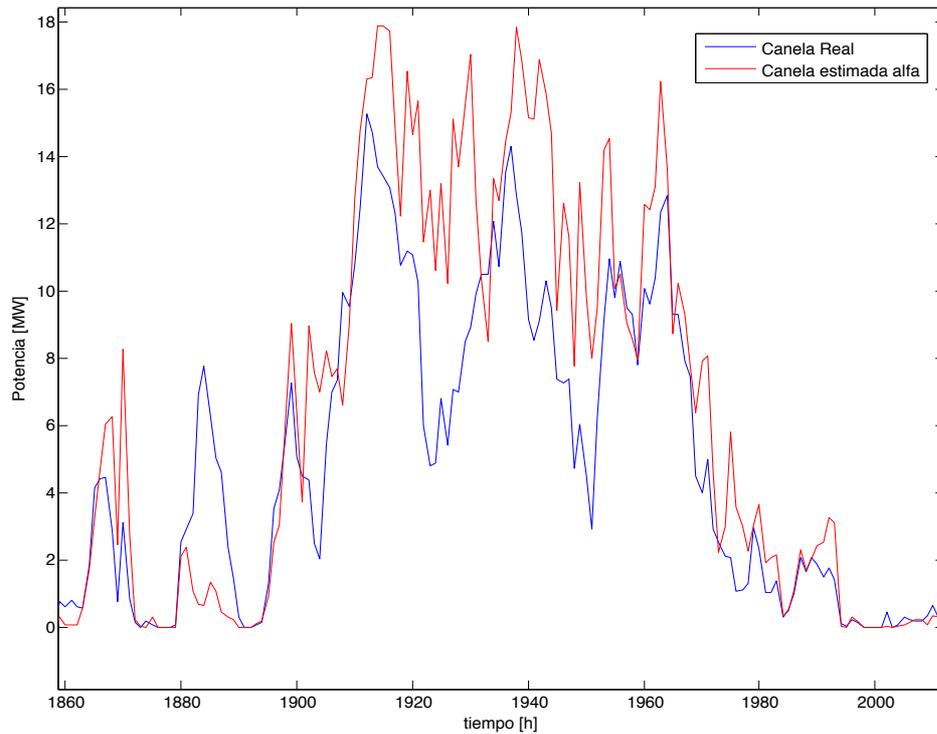


Fig. 3.10: Período de 160 horas de operación de Canela I

Tomando en cuenta la raíz del error cuadrático medio (RMSE), es posible obtener un indicador del error del modelo como se muestra en la **Tabla 3.4**.

Potencia			Energía		
Parque [MW]	RMSE [MW]	[%]	Real [GWh]	Modelo [GWh]	Erro Relativo [%]
18,15	2,14	11,79	21,88	23,73	7,81

Tabla 3.4: Errores del modelo frente a la generación real

Se puede observar que el RMSE es de 2,14 [MW], lo que se traduce en un error del 11,79% con respecto a la potencia nominal del parque, lo cual es bastante aceptable teniendo en cuenta las consideraciones vistas anteriormente. Lo mismo pasa con la energía total producida en el parque durante el periodo de evaluación, traduciéndose en un 7,81% de error.

A modo de comparación se presentan los resultados del modelo en caso de tomar un terreno plano y sin tomar en cuenta la topografía. Se puede observar que tanto el RMSE y el error relativo de la energía aumentan. Lo anterior quiere decir, que a pesar de no poder usar un modelo más riguroso de la topografía, la consideración de un ajuste por altura luego de aplicar el efecto estela ayuda a mejorar la credibilidad del modelo (**Tabla 3.5**).

Potencia			Energía		
Parque [MW]	RMSE [MW]	[%]	Real [GWh]	Modelo [GWh]	Erro Relativo [%]
18,15	2,18	12,03	21,88	24,11	9,26

Tabla 3.5: Errores del modelo sin considerar topografía

Implementación del modelo

En este capítulo se presenta la implementación del modelo desarrollado. Para ello se simula un parque virtual y se utilizan datos de viento obtenidos a través de una herramienta creada por el departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Se realizan distintas simulaciones, las cuales están pensadas para poder ser analizadas y comparadas según cómo influyen en la generación del parque. Lo anterior se traduce en la consideración de la topografía, el efecto estela y la turbulencia del aire.

4.1 Características generales del parque

4.1.1 Turbinas

Para la simulación de un parque ficticio es necesario elegir la potencia nominal de éste, así como la cantidad de turbinas y su ubicación en el espacio.

Si bien hoy en día los parques eólicos existentes en Chile no superan los 60 [MW] de potencia instalada [24], los nuevos proyectos que están en cartera, tanto aprobados como en proceso de aprobación por el SEIA, son más ambiciosos en cuanto a la potencia instalada [25]. Dados dichos proyectos, se opta por un parque eólico de potencia nominal de 102 [MW]. Decidida la potencia nominal que tendrá el parque, se debe elegir el tipo de turbina a usar, el número de ellas y su ubicación.

Se opta por usar turbinas de 3 [MW]. Esta decisión pasa principalmente por la disminución de la dificultad de trabajar con muchos aerogeneradores. Así, el parque posee las siguientes características (ver Tabla 4.1).

Parque eólico simulado	
Tipo de turbina	Vestas V90 – 3[MW]
Número de turbinas	34
Altura al eje	105 [m]
Radio	45 [m]
Potencia nominal	102 [MW]

Tabla 4.1: Características del parque simulado

4.1.2 Ubicación

El parque simulado se encuentra ubicado en la comuna de La Higuera, Región de Coquimbo, 70 kms. al norte de La Serena y a 3 kms. de la localidad de Punta Colorada. Esta ubicación pertenece al parque Eólico Punta Colorada, perteneciente a la minera Barrick, y que opera en el Sistema Interconectado Central (SIC).

La localidad se escoge principalmente por su topografía, lo que ayuda en el análisis de cómo ésta influye en la generación de un parque eólico.

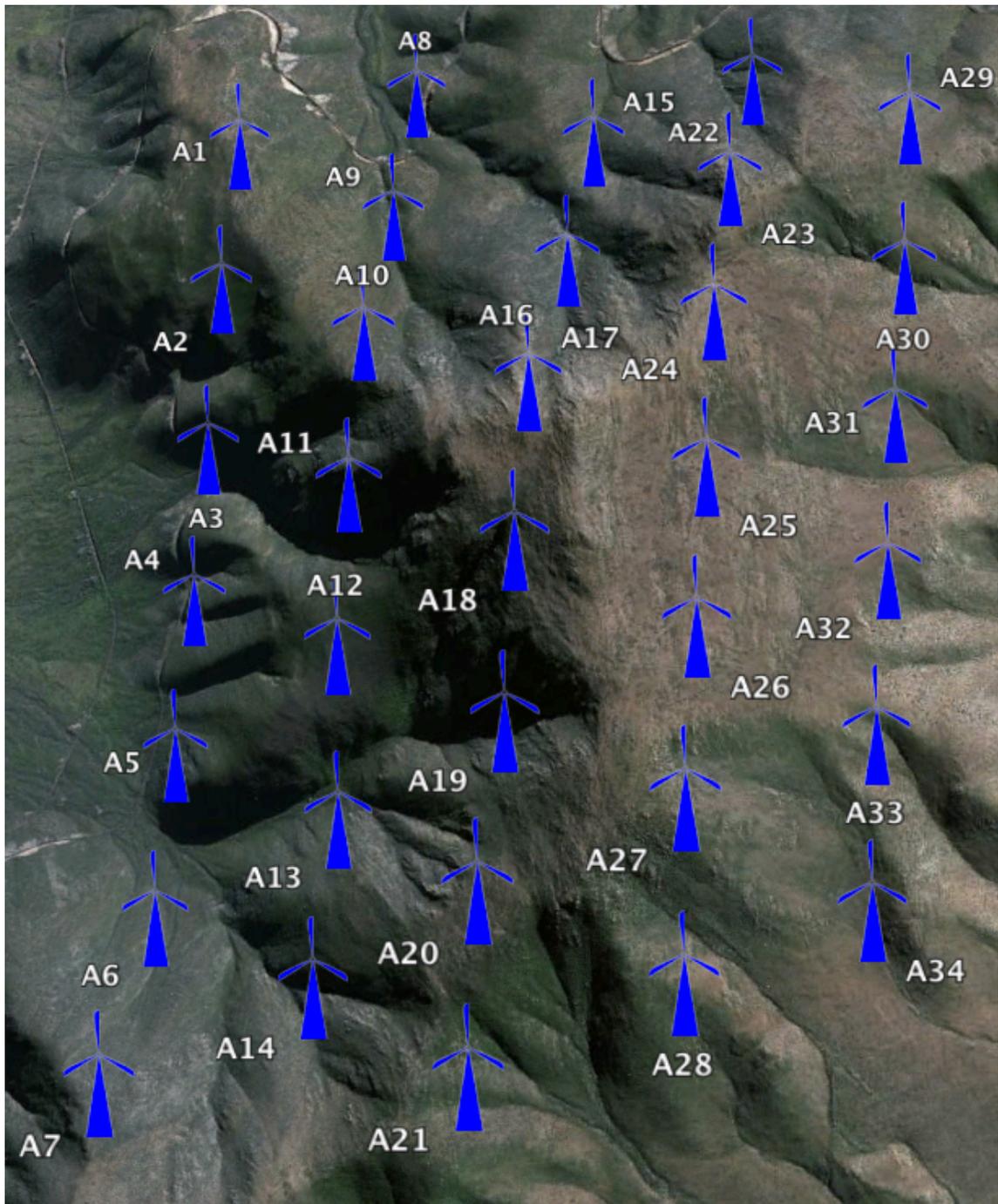


Fig. 4.1: Ubicación de las turbinas en el parque simulado

En la Fig. 4.1 se puede observar el emplazamiento de las turbinas dentro del parque. Es necesario destacar el tipo de topografía que presenta el terreno, el cual está compuesto de colinas y valles bastante pronunciados.

Aerogenerador	Altura sobre el nivel del mar [m]
A1	608
A2	578
A3	437
A4	427
A5	455
A6	496
A7	759
A8	478
A9	566
A10	721
A11	745
A12	709
A13	600
A14	673
A15	628
A16	748
A17	972
A18	966
A19	826
A20	891
A21	816
A22	697
A23	901
A24	953
A25	940
A26	961
A27	939
A28	794
A29	778
A30	750
A31	763
A32	773
A33	785
A34	701

Tabla 4.2: Altura sobre el nivel del mar aerogeneradores parque simulado

Como lo representa la **Tabla 4.2** y la **Fig. 2.1**, las turbinas dentro del parque presentan distintas alturas dada por la topografía, llegando a una diferencia de 545 [m] entre la turbina más alta y la más baja. Lo anterior corrobora el uso del método de la rugosidad del terreno (2.4-2), dada la gran diferencias de alturas entre los aerogeneradores.

4.2 Datos de viento

Como no se poseen datos reales de viento para dicho sector, se utiliza la herramienta “Explorador de Energía Eólica” [21], la cual fue creada por el departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, para fines de investigación en conjunto con el ministerio de Energía y GIZ. Dicha herramienta estima la dirección, velocidad y densidad del viento para el período del año 2010, los cuales pueden ser calculados para doce alturas distintas.

Así, se puede trabajar con datos horarios de la velocidad del viento para todo el 2010 y en el sector donde se emplaza el parque simulado. Cabe destacar que los datos de viento son obtenidos para la turbina A4 (véase la **Tabla 4.2**). Lo anterior se debe a que es una de las turbinas que le llega primero el viento y es la de más baja altura.

4.3 Consideración del modelo

Dado que se está trabajando con una mayor cantidad de datos de viento (en comparación con los datos medidos en Canela I), los cuales están a más de dos alturas distintas, es posible estimar el tipo de estratificación que posee el terreno, lo cual permite una mayor precisión al momento de calcular la velocidad del viento a la altura del eje de la turbina.

Lo anterior se hace a través de una interpolación de los datos, con lo cual es posible calcular la velocidad del viento a una altura deseada. Dicha consideración es posible efectuarla para alturas menores a los 216 [m] (mayor altura de los datos obtenidos), ya que para alturas mayores la interpolación no es confiable. Así para el caso en que dichas alturas sean mayores, como en algunas colinas o bien cuando se simule la operación del parque a la mayor altura, se usa el modelo de ajuste por altura dado por la rugosidad del terreno.

Otra consideración importante es que las primeras siete turbinas (desde A1 a A7) poseen los mismos datos de viento obtenidos del Simulador. Lo anterior se debe a que dichas turbinas se encuentran en el frente del parque, a todas ellas les llega un viento libre del efecto estela, por lo que se considera que operan al mismo viento.

4.4 Simulaciones

Para poder hacer un análisis adecuado en la utilización del modelo, se realizan varios escenarios de simulación, con la idea de reflejar cómo influye dentro de un parque: la topografía, el efecto estela, la turbulencia del viento y la multiplicación por el número de turbinas.

4.4.1 Influencia de la topografía

Para analizar el efecto de la topografía dentro de un parque, se consideran tres escenarios:

- Escenario 1: Parque eólico considerando terreno complejo.
- Escenario 2: Parque eólico en terreno plano, a la menor altura que se encuentre un aerogenerador (Fig. 4.1).
- Escenario 3: Parque eólico en terreno plano, a la mayor altura que se encuentre un aerogenerador (Fig. 4.1).

Para cada uno de estos escenarios a evaluar se considera la misma medición del viento, obtenida a través del Explorador de Energía Eólica, con el objetivo de analizar el comportamiento del parque ante distintos escenarios topográficos. Además, para cada escenario se aplica el efecto estela.

Escenario 1: Parque dentro de una topografía compleja

Para esta configuración se trabaja con la posición de las turbinas tal cual se muestra en la Fig. 4.1, y la altura de las mismas según la Tabla 4.2.

Se debe destacar que para este escenario la interpolación de la velocidad del viento no da buenos resultados. Lo anterior se debe principalmente a que la mayor altura medida de viento es a los 216 [m], sin embargo las alturas requeridas para poder modelar la topografía superan los 400 [m] sobre el suelo, por lo que la interpolación no es confiable. Así, para este escenario se trabaja con la rugosidad del terreno, la cual es considerada como 1,3 [m].

Para lo anterior es necesario escoger 2 velocidades de viento a distintas alturas para poder llevar a cabo el ajuste. Dado lo anterior se dejan como alturas principales a las mediciones hechas a 35 [m] y 216 [m], ya que poseen un rango más representativo de altura, lo cual favorece al requerir alturas muy altas (mayor a 400 [m] sobre el terreno).

Escenario 2: Parque dentro de una topografía plana a la altura de la torre más baja

Para poder comparar el efecto que posee la topografía en la operación de un parque eólico, se simula el mismo tipo y cantidad de turbinas que en el caso del escenario 1. La diferencia radica en el tipo de terreno en el cual irá emplazado dicho parque. Para

este escenario se escoge un terreno plano, sin colinas ni valles, a la altura más baja de las turbinas mostradas en la **Tabla 4.2**, es decir, 427 [m.s.n.m].

Dado que los datos de viento se obtienen sobre el terreno donde se emplazan las turbinas, sólo es necesario ajustar la velocidad del viento a la altura del eje del aerogenerador, es decir, 105 [m] sobre el suelo. Este ajuste por altura se hace a través de una interpolación, dado que se poseen velocidades a doce alturas distintas y la altura del eje de la torre es menor a la mayor altura de las mediciones.

Escenario 3: Parque dentro de una topografía plana a la altura de la torre más alta

Finalmente, el último escenario a escoger posee características muy similares a las del escenario 2, la diferencia radica en la altura en que se encuentran emplazado los aerogeneradores. Para este caso, se escoge la mayor altura de las turbinas mostradas en la **Tabla 4.2.**, es decir, el parque se encuentra a una altura de 961 [m.s.n.m].

Los datos de viento están dados a ciertas alturas, con el inconveniente de que ésta no representa la altura sobre el nivel del mar, sino que representa la altura a una cierta referencia, en este caso, la altura sobre el nivel del mar en que se encuentra la turbina más baja. Es por este motivo que se debe calcular la velocidad del viento a una altura total, que se define como la diferencia entre la altura sobre el nivel del mar del emplazamiento de las turbinas (961[m]) y la altura sobre el nivel del mar de la torre de medición (427 [m]) más la altura del eje de la turbina (105 [m]).

Lo anterior converge en que, la altura a la que se debe calcular la velocidad del viento es 639 [m] sobre el terreno, la cual es bastante mayor a la más alta medición (216 [m]). Es por esta razón que una interpolación no es confiable. Dado lo anterior se procede a utilizar el método de la rugosidad de la superficie para dicho cálculo, con una longitud de rugosidad de 1,3 [m].

Al igual que para el escenario 2, y dado que debemos ocupar sólo dos puntos distintos de medición del viento, se dejan como mediciones principales las alturas 35 y 216 [m].

4.4.2 Influencia del efecto estela

Para el análisis de cómo el efecto estela influye dentro un parque, se crean dos escenarios:

- Escenario 1: Parque en terreno complejo considerando el efecto estela.
- Escenario 2: Parque en terreno complejo sin considerar el efecto estela.

Al igual que el caso anterior, se consideran las mismas mediciones de viento para ambos escenarios, con el objetivo de analizar sólo la influencia del efecto estela.

Escenario 1: Parque en terreno complejo considerando el efecto estela

Para esta configuración se considera el parque tal cual se encuentra en la Fig. 4.1, con las turbinas a sus respectivas alturas (Tabla 4.2). Dado el terreno complejo se procede a calcular la operación del parque. Este escenario es idéntico al escenario 1 de la influencia de la topografía, por lo que dichas consideraciones también son válidas para este modelo.

Escenario 2: Parque en terreno complejo sin considerar el efecto estela

Dada la misma configuración anterior se procede a simular la operación del parque sin la consideración del efecto estela. Esto implica que las mediciones de viento pasan a ser iguales para cada una de las turbinas, en donde la operación depende sólo del ajuste por altura que se aplica, según la ubicación de la turbina.

Dado que se trabaja con alturas de hasta 650 [m], no es posible efectuar una interpolación, por lo que se trabaja con la longitud de rugosidad del terreno 1,3 [m].

4.4.3 Influencia de turbulencias

Para analizar los efectos que se producen en el parque producto de las turbulencias, se crean 2 escenarios:

- Escenario 1: Parque en terreno complejo considerando turbulencias.
- Escenario 2: Parque en terreno complejo sin considerar turbulencias.

Al igual que el caso anterior, se considera las mismas mediciones de viento para ambos escenarios con el objetivo de analizar sólo la influencia de turbulencias.

Escenario 1: Parque en terreno complejo considerando turbulencia

Este escenario es idéntico al ocupado en el escenario 1 tanto de la influencia de la topografía y de la influencia del efecto estela. Por lo que las consideraciones utilizadas siguen siendo válidas.

Escenario 2: Parque en terreno complejo sin considerar turbulencia

En este escenario se trabaja tanto con terreno complejo como con la consideración del efecto estela. Como se ocupan alturas superiores a los 216 [m], el método de interpolación no es eficaz, dando uso al método de rugosidad de la superficie, con un largo de rugosidad de 1,3 [m].

Es importante destacar que al no considerar turbulencia en la operación del parque, la potencia en cada una de las turbinas es calculada con su curva de generación teórica, y no con un modelo de turbulencia.

4.4.4 Multiplicación por el número de turbinas

En general, una de las formas más básicas de modelar la operación de un parque es multiplicando la operación de una turbina por el total de ellas. En este tipo de modelo no se consideran los efectos producidos dentro del parque, como la topografía o el efecto estela, pero si es posible tomar en cuenta la turbulencia.

En este estudio sólo existe un escenario: considerar la operación de la turbina 4 (la más baja), para luego multiplicarla por el número total de turbinas en el parque, es decir, 34. En este estudio sí se toma en cuenta la turbulencia del viento para la turbina.

Cabe destacar que los resultados de este escenario sólo son comparables con el escenario 3 de la Influencia de la Topografía, ya que se obtiene la operación del parque para la altura de la turbina más baja (427 [m.s.n.m]).

Dado que se está trabajando sólo con una turbina, y su altura es de 105 [m], es posible efectuar una interpolación de los datos de viento obtenidos.

Discusión de los Resultados

5.1 Resultados y análisis

Dado los escenarios presentados anteriormente es posible observar cómo influyen los distintos fenómenos presentes en un parque eólico. Se considera como caso base al modelamiento considerando todos los efectos estudiados anteriormente, es decir, topografía, efecto estela y la turbulencia. Este caso base, coincide con el escenario 1 de las tres variables mencionadas, por lo que no se incorporan en la Tabla 5.1, la cual presenta un resumen de los resultados obtenidos.

Modelo	Escenario	Energía [GWh]	Potencia media [MW]	[%]
	Caso base	443,93	50,82	0,00
Influencia de la topografía	Escenario 2	256,98	29,42	-42,11
	Escenario 3	622,9	71,30	40,31
Influencia del efecto estela	Escenario 2	579,59	66,35	30,56
Influencia de la turbulencia	Escenario 2	444,17	50,84	0,05
Multiplicar por el número de turbinas	Escenario 1	264,42	30,27	2,90

Tabla 5.1: Resumen de resultados

El porcentaje mostrado corresponde a la diferencia que se produce al comparar el caso base con los otros escenarios. No se puede hablar de error, ya que los escenarios son todos virtuales. Se consideran diferencias positivas cuando el escenario analizado produce más energía y potencia eléctrica que el caso base, y diferencias negativas cuando el escenario analizado produce menos energía y potencia eléctrica que el caso base.

En cuanto a la influencia de la topografía, el peor escenario viene dado por el 2. Lo anterior se debe a que el emplazamiento del mismo es bastante bajo. Dado que la velocidad del viento aumenta con la altura es de esperar que el parque emplazado a menor altura sobre el nivel del mar posea los peores resultados.

El escenario 1 presenta un diseño interesante en la ubicación de sus turbinas. Dado que ellas no se encuentran a la misma altura, las más altas tendrán una velocidad del viento mayor (dado que la velocidad del viento aumenta con la altura), por lo que el comportamiento del parque será más efectivo. Cabe destacar que la menor altura en este escenario está dada por la turbina A4 (Tabla 4.2), por lo que era de esperar que esta configuración fuera mejor al escenario 2 y peor que el escenario 3. Se observa que la topografía es bastante importante para la predicción de potencia dentro de un parque, ya que despreciarla puede llevar a una diferencia de -42,11% considerando la altura más baja y un 40,31% considerando la mayor altura.

En cuanto a la influencia del efecto estela, se puede observar que, la no consideración de este fenómeno lleva a una sobreestimación de la potencia del parque. Esto se debe a que la principal función de este efecto es disminuir la velocidad del viento debido a que parte de esa energía se pierde en las turbinas aguas arriba. Si no se considera, las turbinas tendrán siempre la misma velocidad del viento, sólo afectado por la topografía, la cual se traduce en un ajuste por altura. Cabe destacar que es importante el efecto estela dentro de un parque, ya que despreciarlo lleva a una diferencia del 30,56% en la predicción de la potencia de un parque.

La turbulencia por otro lado, es bastante menos influyente en la predicción de potencia. Lo anterior se debe a que la modificación de la curva de potencia en la máquina debido a la turbulencia del ambiente no es drástica. Esto se puede demostrar con la Fig. 5.1, en donde para distintos rangos de turbulencia, la máxima diferencia entre las curvas es de 0,06 [MW]. Es por eso que la turbulencia influye poco en la potencia de un parque, obteniéndose una diferencia del 0,05% al no considerar dicho efecto.

Según los resultados vistos, se puede observar que el efecto más importante al momento de analizar la operación de un parque está dado por la topografía. Lo anterior no se logra ver en forma clara en la sección 3.3, donde la diferencia entre considerar la topografía en el parque Canela I y no considerarla es de 0,04 [MW] RMSE y una diferencia de energía total producida de 0,38 [GWh]. Esto se debe a que la topografía en el sector de Canela I es más bien plana, no posee grandes colinas o valles en la ubicación de los aerogeneradores. Así, la altura más elevada entre aerogeneradores consecutivos es de 55 [m], la cual no afecta mayormente la velocidad del viento. Sin embargo, cabe destacar que el modelo mejora al momento de considerar la topografía.

Finalmente, el efecto de multiplicar la operación de una turbina por el número total de éstas, sobreestima la predicción de potencia de un parque. Este resultado era de esperarse, ya que no se están considerando los efectos de estela o topografía, los cuales influyen directamente en la disminución de la velocidad del viento. Para poder comprar este efecto, es necesario hacerlo con el escenario 2 de la influencia de la topografía, ya que se considera como turbina principal la A4, la cual está a menor altura que todas las otras. Teniendo eso en cuenta, y para un escenario principal donde no se considera la topografía, la diferencia de no considerar el efecto estela dentro de un escenario que no considera topografía es de 2,90%.

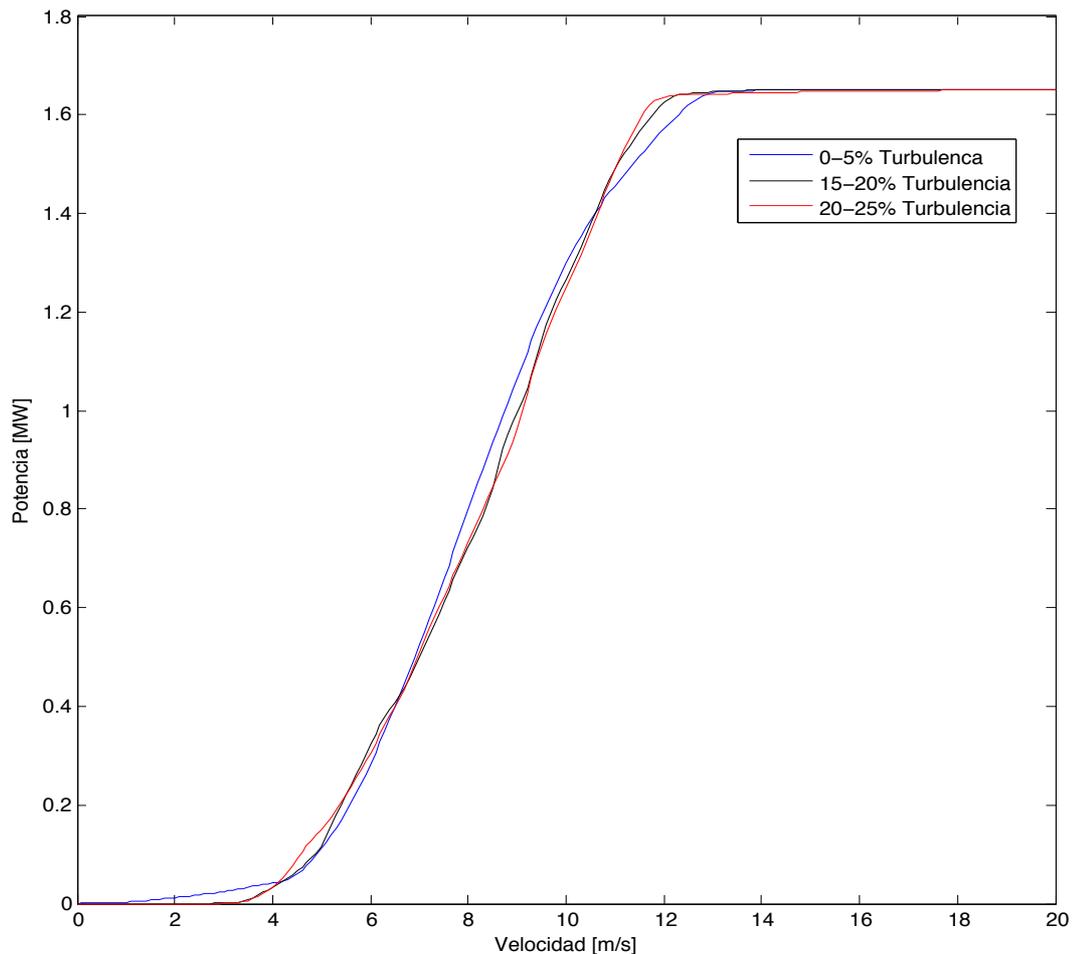


Fig. 5.1: Curvas de Potencia para distintos rangos de Turbulencia

Cabe destacar que no es posible la comparación de este escenario con el escenario principal (considerando todos los efectos: escenario 1 en la influencia de la topografía), ya que depende de la altura a la cual se considera la turbina principal para hacer los cálculos.

Para poder mostrar mejor dicho efecto, se trabaja con el parque eólico Canela I. Así es posible analizar el error real de multiplicar la operación de una turbina por el total del parque. En las siguientes tablas es posible hacer dicha comparación.

Potencia			Energía		
Parque [MW]	RMSE [MW]	[%]	Real [GWh]	Modelo [GWh]	Erro relativo [%]
18,15	2,14	11,79	21,88	23,73	7,81

Tabla 5.2: Errores del modelo completo frente a la Generación Real

Potencia			Energía		
Parque [MW]	RMSE [MW]	[%]	Real [GWh]	Modelo [GWh]	Erro relativo [%]
18,15	2,24	12,32	21,88	24,34	10,12

Tabla 5.3: Errores del modelo multiplicando por la cantidad de turbinas

Se puede observar cómo aumenta el error de la predicción de un parque al momento de multiplicar la operación de una turbina por el total de ellas. Para el caso de Canela I el error relativo aumenta en un 2,31% con respecto al modelo completo. Cabe destacar que simplificar el modelo por una simple multiplicación puede tanto sobreestimar la potencia como subestimarla. Esto va a depender de dónde se han tomado las mediciones de viento y la topografía del terreno. Si el terreno posee colinas y las turbinas están ubicadas en ellas, es muy probable que el modelo subestime la generación. Mientras que si las turbinas están ubicadas en valles, el modelo tiende a sobreestimar la generación.

A modo de evaluar mejor el modelo, se analiza la sensibilidad de éste según dónde se toman los datos de viento. Como se explica en la sección 3.2.2, se poseen datos en 12 puntos distintos del parque Canela I. Los datos usados para la validación del modelo pertenecen a las mediciones realizadas en la torre de monitoreo (datos a 35 [m] y 70 [m]). Sin embargo, se poseen datos de la velocidad del viento en cada uno de los aerogeneradores, por lo que se toman dichos datos para evaluar la sensibilidad del modelo. Ya que los datos obtenidos, en cada una de las turbinas, pertenecen a la medición del viento a sólo una altura, no es posible evaluar el efecto de la topografía en este análisis. En el caso de Canela I, el cual posee una topografía más bien plana, los resultados no son mayormente afectados.

El modo de incorporar dichos datos al modelo es evaluando el efecto estela y la turbulencia con distintos datos iniciales de viento (de A1 a A11 en la **Tabla 5.4**). En el caso que los datos pertenezcan a una turbina aguas abajo de A1, se aplica un efecto de estela inverso, además del que se aplique a las turbinas aguas abajo de la misma. El efecto estela inverso se le llama al proceso de obtener la velocidad con que llega el viento a la primera turbina aguas arriba. Dicho efecto se puede obtener dado que depende sólo de la velocidad de la turbina evaluada y la que se encuentra aguas arriba.

En la **Tabla 5.4** se puede observar los resultados obtenidos al analizar la sensibilidad del modelo según las turbinas.

Datos de viento [m/s]	Potencia		Energía	
	RMSE [MW]	[%]	[GWh]	Error relativo [%]
A1	2,98	16,42	30,70	28,74
A2	2,02	11,12	25,19	13,14
A3	2,04	11,26	22,96	4,71
A4	1,66	9,17	22,34	2,06
A5	1,49	8,21	23,46	6,74
A6	1,66	9,12	24,84	11,93
A7	1,50	8,27	22,72	3,72
A8	1,69	9,30	23,84	8,25
A9	2,37	13,06	25,60	14,53
A10	1,85	10,17	22,92	4,57
A11	1,64	9,05	22,33	2,04
Modelo	2,14	11,79	23,73	7,81

Tabla 5.4: Análisis de sensibilidad entre aerogeneradores

Se puede observar que a pesar de que el modelo toma como turbina principal a A1, al momento de evaluar los datos de viento de dicha turbina en el modelo, resulta ser el peor resultado. Lo anterior se puede explicar por 3 factores: la topografía, la ubicación de la torre de monitoreo y el efecto estela. Como se menciona anteriormente, la topografía en este caso no se toma en consideración, por lo que los resultados en sí poseen un error asociado. Por otro lado, el error más importante se debe a que no se sabe con exactitud la ubicación de la torre de monitoreo, cuyos datos son los que se utilizan en el modelo. Dado lo anterior, según los datos de la torre, el modelo considera que A1 posee una velocidad menor a la medida en la góndola de la turbina. Así, gracias al efecto estela del parque, la turbina A5 posee una velocidad muy parecida a la medida en la torre de monitoreo, obteniéndose el mejor RMSE cuando se evalúa el modelo con la velocidad medida en A5. Si se analiza lo anterior desde el punto de vista de la energía generada, es posible ver que el mejor resultado obtenido es cuando se usan los datos de la turbina A11. Si bien, tanto la potencia como la energía se comportan de forma parecida, es decir, cuando mejora una, mejora la otra, se considera como el mejor resultado el obtenido a través de A5. Lo anterior se debe a que en la planificación de sistemas eléctricos es necesario tener una buena estimación de la potencia hora a hora (dado el balance de potencia del sistema), y dicho parámetro está representado por el RMSE.

Finalmente el efecto estela es el último factor que influye en el análisis. Como se ve en los otros escenarios, este efecto influye bastante en los resultados del modelo. Así, tomado un momento al azar de medición, es posible evaluar su efecto.

Aerogenerador	Velocidad del viento [m/s]		
	Modelo	Medidas en góndola	Datos de entrada A5
A1	3,960	4,698	4,740
A2	4,142	4,069	4,696
A3	4,045	4,081	4,696
A4	4,058	3,896	4,696
A5	4,041	4,101	4,696
A6	4,048	4,534	4,696
A7	4,027	4,696	4,696
A8	4,001	4,938	4,696
A9	3,973	5,445	4,696
A10	3,960	5,030	4,696
A11	3,398	5,590	4,696

Tabla 5.5: Comparación efecto estela

Se puede observar en la Tabla 5.5, los datos de viento producidos por el efecto estela. Se consideran 3 escenarios para el parque eólico Canela I: el modelo implementado, las medidas que se poseen en cada uno de los aerogeneradores y el modelo tomado como dato de entrada los valores de A5 (siendo el mejor escenario como se analiza anteriormente). Se puede observar que el modelo se comporta bastante cercano, hasta la turbina A5, a las medidas reales en los aerogeneradores. Las otras turbinas poseen un valor más bajo al medido en las góndolas, esto se debe a que no se sabe con certeza la ubicación de la torre de monitoreo, lo cual se puede apreciar

en los valores de viento en la turbina A1, los cuales son más bajos a las medidas reales. Se debe recordar que los datos usados en el modelo pertenecen a los datos de la torre de monitoreo, ya que son los datos que poseen 2 mediciones de viento a distintas alturas.

Por otro lado si comparamos los valores con los obtenidos al tomar como dato de entrada A5, los valores se ajustan más al deseado, pero aún así hay ciertas diferencias en las medidas. Esto se debe principalmente al modelo del efecto estela que se considera. Se puede apreciar que a pesar de que el modelo disminuye la velocidad del viento cuando hay turbinas aguas arriba, dicha disminución es menor a la que en realidad se produce. Otra explicación viable es la consideración de sólo 4 direcciones de viento, ya que es probable que en ciertas direcciones no necesariamente la turbina A11 sea la más afectada, lo que explica el alza de la velocidad del viento en los datos medidos.

En cualquier caso, se demuestra que es mejor la utilización del modelo completo (incorporando efecto estela, turbulencia y topografía) para predecir, de mejor forma, la potencia eléctrica de un parque eólico.

Conclusiones y trabajo a futuro

6.1 Conclusiones

La inminente masificación de la energía eólica, tanto a nivel mundial como en Chile, proporciona grandes motivaciones para el desarrollo e investigación de ésta. Los avances en esta área han posibilitado el mayor uso de este tipo de energía, por lo que se hace necesario un modelo de estimación de generación eólica al mediano y largo plazo.

Ya que Chile ha empezado a integrar cada vez más ERNC, especialmente energía eólica, el aporte que hace el presente documento es valioso. Dado los resultados obtenidos es posible contar con un modelo validado de generación de perfiles eólicos, el cual, si bien posee un buen comportamiento frente a los escenarios propuestos, es susceptible de ser mejorado.

Dicho modelo se basa en el estudio y su posterior aplicación de tres fenómenos importantes dentro de un parque eólico: la topografía del terreno, el efecto estela y la turbulencia del ambiente. Los resultados obtenidos son coherentes con la teoría, en donde el efecto más importante a considerar dentro de un parque esta dado por su topografía. Lo anterior se basa en la diferencia de alturas que poseen las turbinas en el parque y, dado que la velocidad del viento aumenta con la altura, la generación será más elevada.

El efecto menos importante es la turbulencia del ambiente. Este fenómeno prácticamente no influye en la predicción de la generación, ya que la diferencia que se produce en las curvas de potencia según la turbulencia del sector, no supera los 0,06 [MW]. El efecto estela, por otro lado, influye en forma notoria en la predicción, llegando a una diferencia del 30,56% si se desprecia.

Es importante destacar que el modelo sólo considera cuatro direcciones de viento para sus cálculos, los cuales poseen buena aceptación en el modelo pero no son suficientes para una predicción más certera. Lo anterior se demuestra en la comparación de las velocidades de viento en las distintas turbinas, donde también influye el modelo del efecto estela, el cual baja la velocidad del viento pero a una tasa menor que la requerida.

Gracias al modelo implementado, es posible verificar que un parque eólico no puede ser representado como la simple multiplicación de las turbinas, sino que es la suma de cada una de ellas, afectadas por los distintos fenómenos considerados.

Finalmente, se puede observar que el modelo cumple con las expectativas propuestas, y se cumplen a cabalidad los objetivos planteados para este documento.

La extensa revisión bibliográfica entrega la base para poder recrear el modelo, hacer sus respectivas mejoras y seguir con el trabajo a futuro.

6.2 Trabajo a futuro

Dentro del trabajo a futuro del presente documento se encuentra:

- Mejorar la consideración de la topografía. Lo anterior radica en que el modelo presentado toma la topografía como un ajuste por altura solamente, siendo que se producen efectos más complejos cuando hay presente obstáculos como colinas o valles.
- Si bien, en el presente trabajo no se ha tomado en cuenta la dirección del viento en su totalidad, es un buen desafío buscar una forma más eficiente de incorporar dicha variable.
- Este modelo de predicción puede ser usado para la planificación de un parque a construir. Dado que se toman en cuenta las distancias entre las turbinas y su posición en el plano, teniendo la potencia nominal del parque es posible realizar un trabajo de optimización para obtener el diseño óptimo del parque generador.
- Si bien se trabaja con un modelo determinístico, es posible extrapolar este modelo a uno estocástico. Así, a través del método de Monte Carlo u otro semejante, es posible obtener datos de viento estocásticos, para los cuales se obtendrían datos de generación estocásticos.

Referencias

- [1] Rudnick, Andrea. "Eficiencia energética como medida de mitigación para enfrentar el cambio climático". Ministerio del Medio Ambiente. Chile. 2010.
- [2] International Energy Agency. "CO2 emissions from fuel combustion, Highlights". 2011 edition.
- [3] European Wind Energy Association. "Wind in Power, 2011 European statistic". [En línea]. <http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/statistics/Stats_2011.pdf> [Consulta: 24/05/2012]
- [4] European Comision. "Wind energy developments and Natura 2000". Octubre 2010.
- [5] Global Wind Energy Council. "Global Wind Report, Annual market update 2011"
- [6] Moreno, Jorge. Mocarquer, Sebastian. Rudnick, Hugh. "Generación Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo", Systepe Ingeniería y Diseños.
- [7] Servicio de Evaluación Amiental. EIA/DIA. [En línea]. <<http://www.sea.gob.cl/>> [Consulta: 02/05/2012]
- [8] Buton, T. Sharpe, D. Jenkins, N. Bossanyi, *Wind energy Hand Book*, John Wiley & Sons, Ltd., 2001 edition.
- [9] Vermeera, L.J. Sorensen, J.N. Crespo, A. *Wind turbine wake aerodynamics*, Progress in Aerospace Sciences 39, 2003.
- [10] Jensen, N.O. *A Note on Wind Generator Interaction*, Riso National Laboratory, DK-4000 Roskilde, Denmark, 1983.
- [11] Ackermann, T. *Wind Power in Power Systems*, Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden, 2005 edition.
- [12] Marinopoulos, A. Pan, J. Zarghami, M. Reza, M. Yunus, K. Yue, C.Y. Srivastava, K. "Investigating the impact of Wake effect on Wind Farm Aggregation", IEEE Trondheim PowerTech, 2011.
- [13] Akhmatov, V. Knudsen, H. "An aggregate model of a grid-connected, large-scale, offshore wind farm for power stability investigations - importance of windmill mechanical system", Electrical Power and Energy Systems 24, 2002.
- [14] Rudion, K. Styczynski, Z. A. Orths, A. Ruhle, O. "MaWind - Tool for the Aggregation of Wind Farm Models", IEEE, 2008.
- [15] DataSheet turbina de viento, Vestas V82-1.65 [MW]. [En línea].

- <http://www.vestas.com/Files/Filer/EN/Brochures/ProductBrochureV821_65_UK.pdf> [Consulta: 13/08/2012]
- [16] Gasch, R. Twele, J. Wind Power Plants, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Germany, 2012 edition.
- [17] Centro de Despacho Económico de Carga – Sistema Interconectado Central. CDEC-SIC. [En línea]. <<https://www.cdec-sic.cl>> [Consulta: 13/08/2012]
- [18] Koch F. , Gresch M. , Shewarega F. , Erlich I. , Bachmann U.: “Consideration of wind farm wake effect in power system dynamic simulation”. IEEE PowerTech Conf., St Petersburg, Russia, June 2005.
- [19] Kaiser, K. Langreder, W. Hohlen, H. Hojstrup, J. “Turbulence Correction for Power Curves”. EWEC 2003, Madrid.
- [20] Van Radecke, H. Flensburg, F. Wilhelmshaven, D. “Turbulence Correction of Power Curves”. DEWEK 2004.
- [21] Explorador de Energía Eólica. [En línea]. <<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>> [Consulta: 10/01/2013]
- [22] Danish Wind Industry Association. [En línea]. <http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/shear.htm> [Consulta: 13/01/2013]
- [23] Opex Energy. [En línea]. <<http://www.opex-energy.com>> [Consulta: 20/01/2013]
- [24] Centro de Energías Renovables, CER, “Proyectos ERNC en operación”. [En línea]. <http://cer.gob.cl/wp-content/uploads/downloads/2013/03/Estatus-ERNC-Operación_VF.pdf> [Consulta: 15/02/2013]
- [25] Centro de Energías Renovables, CER, “Estado de proyectos ERNC en SEIA”. [En línea]. <http://cer.gob.cl/wp-content/uploads/downloads/2013/03/Estatus-ERNC-SEIA_VF.pdf> [Consulta: 15/02/2013]
- [26] Watt, K. “SIMULACIÓN DINÁMICA PARA DISTINTOS ESCENARIOS DE ALTA PENETRACIÓN EÓLICA EN EL SIC”, 2008. [En línea] <http://www.centroenergia.cl/literatura/memorias_tesis/Memoria%20Final_kwa tt.pdf> [Consulta: 23/04/2013]
- [27] Soriano, C. Cano, D. Terradellas, E. Physick, B. “Estudio de la formación de vientos catabáticos en la región de Madrid mediante la simulación con un modelo de mesoescala a alta resolución”. Universidad politécnica de Catalunya, departamento de matemáticas. Instituto Nacional Meteorología, Madrid y Castilla la Mancha. Instituto Nacional de Meteorología, Catalunya. CSIRO Atmospheric Research, Australia. [En línea] <<http://www.divulgameteo.es/uploads/Vientos-catabáticos-Madrid.pdf>> [Consulta: 23/04/2013]

8.1 Anexo A

35	Power Curve												
Air density [kg/m ³]	0.97	1.00	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.225	1.24	1.27	
Wind speed [m/s]	Power [kW]												
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	15	16	18	19	21	22	24	25	27	28	29	30	
5	107	112	116	120	125	129	133	138	142	144	146	151	
6	238	246	255	263	271	280	288	296	305	309	313	321	
7	399	412	425	438	452	465	478	491	504	511	517	530	
8	589	608	627	645	664	683	702	722	746	758	767	788	
9	794	818	843	867	892	916	941	968	999	1017	1028	1058	
10	995	1025	1055	1085	1116	1147	1178	1217	1260	1285	1299	1333	
11	1191	1228	1266	1303	1341	1379	1417	1453	1489	1504	1518	1546	
12	1371	1415	1459	1504	1548	1588	1620	1628	1636	1637	1639	1642	
13	1520	1569	1616	1637	1642	1643	1645	1646	1647	1650	1650	1650	
14	1624	1635	1643	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	
15	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	
16	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	
17	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	
18	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	
19	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	
20	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650	

8.2 Anexo B

33	Conditions for Power Curve (at hub height)		
		50 Hz	60Hz
	Air density	1.225 kg/m ³	1.225 kg/m ³
	Wind shear	0.12-0.16	0.12-0.16
	Turbulence intensity	11-16 %	11-16 %
	Blades	Clean	Clean
	Ice/snow on blades	No	No
	Leading Edge	No damage	No damage
	Rain	No	No
	Terrain	IEC 61400-12	IEC 61400-12
	Inflow angle	0±2 °	0±2 °
	Grid frequency	50 ±0.5	60±0.5 Hz
	Verification acc. to	IEC 61400-12	IEC 61400-12