



Universidad de Chile
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Departamento de Ingeniería Eléctrica

MÉTODO PARA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

ANDRÉS FERNÁNDEZ ROA

PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
VLADIMIR MARIANOV KLUGE
RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2011

He fallado una y otra vez en mi vida, por eso he conseguido el éxito.

Michael Jordan.

“MÉTODO PARA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE CENTRALES DE ENERGÍAS RENOVABLES”

El crecimiento de la demanda eléctrica en el país, en el ámbito público y privado, sumado a los esfuerzos del gobierno y la comunidad internacional por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, conforman las dos principales razones que convocan el desarrollo de nuevas fuentes de generación eléctrica en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNOC). En efecto, se ha incluido un nuevo marco normativo que apoya la inversión en éste tipo de fuentes de energía. Sin embargo, a pesar de poseer abundantes recursos eólicos y solares en el norte grande del país, aún no existen parques eólicos ni fotovoltaicos de importancia en dicha región. Las principales causas de tal situación recaen en el alto costo de la inversión, la escasez de financiamiento y los riesgos asociados a tales proyectos, esto último ligado a la falta experiencia en el desarrollo de cada una de las etapas que éstos requieren, dentro de las que se cuenta la determinación de un emplazamiento óptimo para la central, de tal manera de maximizar sus ingresos y reducir sus costos de inversión.

En este contexto, el objetivo del presente trabajo es el desarrollo de una metodología para la localización óptima de centrales eólicas y fotovoltaicas conectadas a la red. Dada la alta complejidad del problema abordado, se realiza previamente una revisión de los aspectos más importantes de cada tecnología en estudio, además de la búsqueda y selección de la herramienta matemática de decisión más adecuada para este fin, siendo ésta el método multicriterio Promethee – GAIA.

La metodología es planteada en forma común a las dos tecnologías consideradas, y se divide en dos etapas. La primera etapa tiene por objeto la formalización de un proceso de selección de emplazamientos candidatos, dentro de la región en estudio, la que se resume finalmente en 5 pasos. La segunda etapa consiste en la utilización del método Promethee – GAIA, implementado en un software comercial, sobre los candidatos hallados en la primera etapa, considerando los atributos más importantes que determinan los costos e ingresos de un parque eólico o fotovoltaico, según corresponda. Cabe destacar que, en la segunda etapa de la metodología, el trabajo se limitó a la búsqueda, creación y recopilación de la información de cada alternativa, de acuerdo a cada atributo.

La metodología es implementada para el SING, demostrando la existencia de al menos 6 lugares aptos para instalar parques eólicos y 5 para centrales fotovoltaicas en el norte grande, siendo los mejores aquéllos ubicados en las cercanías de faenas mineras de la II región. De la implementación realizada, se destaca la precisión y eficacia del método Promethee – GAIA, el cual permitió determinar los mejores emplazamientos en forma sencilla y ordenada, minimizando las ambigüedades asociadas a este tipo de problemas. Como trabajo futuro, se propone la integración computacional de toda la información y herramientas matemáticas utilizadas en la metodología, con el objetivo de automatizar el proceso de búsqueda de emplazamientos.

AGRADECIMIENTOS

Primero que todo, agradezco a mi familia por su gran auspicio en esta empresa. Sin su apoyo, esta producción hubiera sido imposible. Espero que los sacrificios puedan ser compensados y que haya valido la pena.

También quiero agradecer al profesor Luis Vargas por su gran ayuda y permanente disposición a prestar apoyo, incluso con las dificultades extra – académicas que se suscitaron en el camino. A su vez, agradezco al profesor Vladimir Marianov por su disposición a escucharme y su buena voluntad, así como al profesor Rodrigo Palma por sus valiosas y asertivas sugerencias. De la misma forma, agradezco enormemente la colaboración desinteresada de Joshua Carvacho, quien me ayudó en la definición de los temas a tratar y la metodología a seguir en este trabajo; a Marcelo Cortes y Gonzalo Bustos, quienes me proporcionaron los conocimientos y herramientas computacionales necesarias para llevar a cabo buena parte de la memoria.

Me es importante mencionar que llevar a buen término éste trabajo (y también la carrera completa) fue gracias a la colaboración permanente de los compañeros de eléctrica que hicieron sus trabajos de memoria al mismo tiempo, como Juan Pablo Valderrama, Félix Canales, Roberto Álvarez, Fabián Barría, Nicolás Hunfan, Lillian García, Romina Riquelme e Ignacio Catalán. Sin las conversaciones y ratos de ocio que tuve con ellos, y que permitieron mitigar el aburrimiento provocado por trabajar, esta memoria no hubiese visto la luz.

Por último, me gustaría destacar al MAFLA GROUP, empresa a la que pertenezco, nacida durante los años en la escuela, y que también está compuesta por los primeros 4 nombrados en el párrafo anterior, que pese a ser una idea que nació muerta y a los constantes fracasos obtenidos, aún recuerdo varias de las ideas más bizarras que he escuchado jamás, y que dieron a luz en aquella organización.

ÍNDICE

1. Introducción.....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Alcances.....	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Principal.....	3
1.3.2 Específicos.....	3
1.4 Estructura del trabajo de memoria.....	4
2. Antecedentes generales.....	5
2.1 Situación actual.....	5
2.1.1 Incremento del consumo energético.....	5
2.1.2 Cambio climático.....	6
2.1.3 Nuevo marco regulatorio.....	7
2.1.4 Abundancia de recursos naturales.....	11
2.2 Energía Eólica.....	15
2.2.1 Origen del viento.....	15
2.2.2 Potencia contenida en el viento.....	17
2.3 Descripción de los proyectos eólicos.....	18
2.3.1 Componentes de un aerogenerador.....	20
2.3.2 Sistemas de limitación de potencia.....	21
2.3.3 Tipos y configuraciones de generadores eólicos.....	21
2.3.4 Configuraciones de un proyecto eólico.....	24
2.3.5 Consideraciones para la construcción de un parque eólico.....	26
2.3.6 Impactos del parque eólico.....	27
2.4 La energía solar.....	29
2.4.1 La radiación solar.....	29

2.4.2	Generador fotovoltaico.....	30
2.4.3	Proyectos fotovoltaicos	32
2.4.4	Impactos ambientales	35
2.4.5	Evaluación de impacto ambiental de la tecnología fotovoltaica.....	37
2.5	Energías eólica y solar en el contexto de las energías renovables.....	38
3.	Marco teórico.....	40
3.1	El problema de localización	40
3.2	El problema de localización de plantas energías renovables.....	43
3.3	Los métodos de decisión multicriterio.....	44
3.3.1	Principales elementos de un análisis de decisión.....	44
3.3.2	Relaciones de sobreclasificación.....	45
3.4	Formulación del método Promethee	47
3.4.1	Principios del método Promethee.....	50
3.4.2	Valoración de las preferencias	53
3.4.3	Explotación de la relación de sobreclasificación.....	53
3.5	El método GAIA	55
4.	Diferentes enfoques en el problema de localización de centrales eléctricas	59
4.1	Sistema GIS en la localización de plantas.....	59
4.2	Algoritmo evolutivo multiobjetivo para determinación de localización y tamaño óptimo de centrales.	61
4.3	Selección de emplazamiento de central a través de lista de merito de sitios candidatos.	61
5.	Metodología propuesta	62
5.1	Primera etapa: Selección de sitios de emplazamiento	64
5.1.1	Localización de Subestaciones del sistema Eléctrico	66
5.1.2	Localización de zonas con alta abundancia del recurso renovable.....	66
5.1.3	Selección de posibles emplazamientos para parques eólicos y fotovoltaicos..	69
5.2	Segunda etapa: Comparación de candidatos a través del método Promethee	71
5.2.1	Factor de planta.....	71
5.2.2	Disponibilidad de vías de acceso.....	72
5.2.3	Costo marginal de la barra de conexión.....	73
5.2.4	Peajes de transmisión.....	74

5.2.5	Capacidad futura.....	77
5.2.6	Distancia al punto de conexión.....	77
5.2.7	Velocidad del viento (caso fotovoltaico).....	78
5.2.8	Acceso a puerto.....	78
6.	Implementacion de la Metodología.....	79
6.1	Primera etapa: selección de alternativas de localización.....	81
6.1.1	Alternativas eólicas.....	81
6.1.2	Alternativas fotovoltaicas.....	82
6.2	Segunda etapa: Comparación de candidatos a través del método Promethee.....	84
6.2.1	Alternativas eólicas.....	84
6.2.2	Alternativas Fotovoltaicas.....	87
6.3	Funciones de preferencia y pesos relativos de los criterios.....	90
7.	Resultados.....	94
7.1	Caso eólico.....	94
7.2	Caso fotovoltaico.....	99
8.	Conclusiones.....	103
9.	Bibliografía.....	105
A	Ley de Betz y potencia contenida en el viento.....	109
B	Los factores GGDF.....	113
B.1	Factores GSDF.....	114
B.2	Factores GGDF.....	115
B.3	Obtención de las prorratas de peajes.....	115
C	Efecto del viento sobre cimentaciones.....	116
D	Hojas de datos de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos.....	118
D.1	Aerogeneradores Vestas V90.....	118
D.2	Paneles solares Sharp NU – 180.....	120
E	Informacion asociada a modelos computacionales.....	121

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Precio de nudo de la energía en el SIC y el SING hasta octubre de 2009. Fuente [CNE].....	6
Figura 2.2: Cronología de principales hitos regulatorios relativos a ERNC. Fuente [CNE].....	7
Figura 2.3: Esquema de exención de peajes en función de potencia instalada para centrales de ERNC.....	8
Figura 2.4: Mapa del recurso eólico en regiones I, II, y XV. Fuente [CNE].....	12
Figura 2.5: Mapa del recurso solar en regiones I, II y XV. Fuente [CNE].	13
Figura 2.6: Espectro de la varianza del viento a 7 metros de altura con respecto al suelo...	16
Figura 2.7: Evolución del tamaño de aerogeneradores. Fuente [CNE].	18
Figura 2.8: Estructura y principales componentes de un aerogenerador. Fuente [12].	19
Figura 2.9: Curva de potencia de un aerogenerador de 2 MW.	19
Figura 2.10: Aerogenerador de inducción jaula de ardilla.	22
Figura 2.11: Aerogenerador de inducción doblemente alimentado.	23
Figura 2.12: Aerogenerador Sincrónico multipolo.	24
Figura 2.13: Esquema de un parque eólico.	25
Figura 2.14: Espectro de la radiación solar en la superficie de la tierra.	29
Figura 2.15: Radiación incidente y reflejada.	30
Figura 2.16: Celdas, paneles y arreglos de paneles.	31
Figura 2.17: Esquema central fotovoltaica.	33
Figura 2.18: Paneles solares sobre es estructuras fijas.	34
Figura 3.1: Clasificación de los problemas de optimización.	42
Figura 3.2: Grafo del ranking Promethee.	47
Figura 3.3: Gráfico del plano GAIA.	57
Figura 5.1: Diagrama de flujo metodología propuesta.	63
Figura 5.2: Estructura de costos proyecto fotovoltaico. Fuente [ReLight].	65
Figura 5.3: Zonas de alta abundancia eólica.	68
Figura 5.4: Estructura del mercado eléctrico chileno.	73
Figura 5.5: Metodología utilizada para el cálculo de peajes.	76
Figura 6.1: Zonas consideradas para la búsqueda de emplazamientos.	81
Figura 6.2: Mapa del recurso solar con zona excluida.	83
Figura 6.3: Factores de Penalización últimos 12 meses para barras de alternativas eólicas.	85

Figura 6.4: Factores de Penalización últimos 12 meses para barras de alternativas fotovoltaicas.....	88
Figura 6.5: Pesos de criterios en caso eólico.....	92
Figura 6.6: Pesos de criterios en caso fotovoltaico.....	93
Figura 7.1: Ranking Promethee II para caso eólico.....	95
Figura 7.2: Plano GAIA para caso eólico.....	95
Figura 7.3: Plano GAIA con CTD para caso eólico.....	97
Figura 7.4: Perfiles de alternativas eólicas.....	98
Figura 7.5: Ranking Promethee II para caso fotovoltaico.....	99
Figura 7.6: Plano GAIA para caso fotovoltaico.....	100
Figura 7.7: Plano GAIA con CTD para caso fotovoltaico.....	101
Figura 7.8: Perfiles de alternativas fotovoltaicas.....	102
Figura A.1: Turbina sometida a un flujo de aire.....	111
Figura C.2: Esquema de fuerzas originadas por la acción del viento.....	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Demanda pronosticada de potencia y energía para el SIC y el SING [Fuente CNE].....	6
Tabla 2.2: Objetivos del protocolo de Kioto en materia de emisiones.	7
Tabla 2.3: Capacidad instalada en el SING.....	10
Tabla 2.4: Dimensiones en función de la potencia instalada y tamaño de los aerogeneradores. Fuente [CNE].....	26
Tabla 2.5: Eficiencia de celdas fotovoltaicas.....	32
Tabla 2.6: Reducción de emisiones contaminantes tras la aplicación de fuentes fotovoltaicas.	37
Tabla 2.7: Costos de inversión y generación de las diferentes tecnologías [22].	38
Tabla 2.8: Potencial estimado de energías renovables en Chile.....	39
Tabla 5.1: Estructura de costos de un proyecto eólico de 1,5 MW. Fuente [EWEA].....	64
Tabla 6.1: Emplazamientos y sus barras de conexión.....	82
Tabla 6.2: Factores de planta para alternativas de emplazamiento.	84
Tabla 6.3: Distancias de camino a construir para cada alternativa de emplazamiento eólico.....	84
Tabla 6.4: Resumen de barras de conexión reemplazada en caso eólico.....	85
Tabla 6.5: Factores de penalización promedio para alternativas eólicas.	86
Tabla 6.6: Peajes de transmisión anuales para alternativas eólicas.....	86
Tabla 6.7: Capacidades futuras de alternativas eólicas.	86
Tabla 6.8: Distancias a punto de conexión de alternativas eólicas.....	87
Tabla 6.9: Factores de planta de Alternativas fotovoltaicas.	87
Tabla 6.10: Distancias de camino a construir para cada alternativa de emplazamiento fotovoltaico.....	87
Tabla 6.11: Resumen de barras de conexión reemplazada en caso fotovoltaico.....	88
Tabla 6.12: Factores de penalización promedio para alternativas fotovoltaicas.....	88
Tabla 6.13: Capacidades futuras de alternativas fotovoltaicas.....	89
Tabla 6.14: Distancias a punto de conexión de alternativas fotovoltaicas.....	89
Tabla 6.15: Velocidades máximas del viento en alternativas fotovoltaicas (a 10 metros de altura).	90
Tabla 6.16: Funciones de preferencia utilizadas en caso eólico.....	91
Tabla 6.17: Funciones de preferencia utilizadas en caso fotovoltaico.....	91
Tabla 7.1: Intervalos de estabilidad para caso eólico.....	96
Tabla 7.2: Intervalos de pesos para método CTD caso eólico.....	97
Tabla 7.3: Intervalos de estabilidad para caso fotovoltaico.....	100
Tabla 7.4: Intervalos de pesos para método CTD caso fotovoltaico.....	101

CAPÍTULO 1

Introducción

1.1 Motivación

En la actualidad Chile enfrenta varios desafíos en relación a la energía, siendo los dos más importantes la suficiencia energética a través de una matriz variada y menos dependiente de las importaciones de combustibles, y el aprovechamiento de los recursos renovables para la generación de energía eléctrica, en pos de satisfacer la creciente demanda energética sin un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero, todo esto en el contexto del fenómeno de cambio climático. Estos temas han ganado tal relevancia en la opinión pública que ha permitido la existencia de un debate político, económico y medioambiental acerca de los medios tecnológicos y recursos utilizados para obtener energía, que incluso ha provocado la interrupción de dos proyectos termoeléctricos durante el año 2010 (Punta de Choros y Castilla) por sus posibles efectos nocivos sobre la flora y fauna en sus lugares de emplazamiento.

Respecto al uso de energías renovables no convencionales (ERNC) como la eólica, solar, biomasa y geotérmica, la comunidad internacional se ha mostrado a favor de su utilización promulgando leyes que las incentivan. Sin embargo, su uso es aún minoritario por sus altos costos asociados, respecto a las tecnologías convencionales. En el mismo ámbito, Chile dio un gran paso tras la promulgación de la leyes 19.940 (2004) y 20.257 (2008) con las cuales se otorgan privilegios a estos medios de generación e impone cotas mínimas de consumo de las mismas. A pesar del avance que esto significó, aún no existe una proliferación de este tipo de generación, donde cabe destacar el ejemplo del norte grande del país que, siendo una de las zonas con mayor potencial eólico y solar del planeta, aún no posee parques eólicos ni centrales solares de importancia. Las causas de esta situación son diversas, como por ejemplo el alto valor y los riesgos asociados a la inversión, inexistencia de medios de financiamiento, la falta de

regulación respecto al uso de terrenos e incluso la poca o nula experiencia ingenieril respecto a la instalación de medios de generación basados en ERNC en el país, en especial lo que compete a la ubicación de éstas, decisión que depende de varios factores y requiere de cuantiosa información, la que por el momento es dispersa. Todo lo anterior constituye una barrera de entrada a nuevas empresas (eventualmente pequeñas o medianas).

De acuerdo a lo explicado anteriormente, resulta de interés el planteamiento de una metodología para la localización óptima de plantas eólicas y fotovoltaicas en el norte del país que identifique las principales variables que la determinan, defina la información requerida y que constituya un aporte de interés para las empresas e inversionistas del área, además de servir como punto de partida a modelos más sofisticados que sean útiles para resolver problemas ligados a las ERNC como es la definición de planos regulatorios.

1.2 Alcances

El presente trabajo de memoria tiene por objeto una propuesta metodológica para la búsqueda de lugares de emplazamiento de centrales eólicas y fotovoltaicas que minimicen los costos de inversión y maximicen la rentabilidad del proyecto, para posteriormente compararlos entre sí y seleccionar al mejor de ellos mediante la aplicación de un método multicriterio. La construcción y formalización del método incluye la definición de conceptos claves para cada etapa de éste, recopilación de la información necesaria y un análisis profundo de las ventajas y falencias del enfoque utilizado. Cabe destacar que todas las consideraciones incluidas en el método y que determinan la rentabilidad y costos de los proyectos eólicos y fotovoltaicos están en directa relación con la ubicación de éstos, por lo que no fueron incluidos aquéllos relativos a la potencia instalada. Asimismo, el modelo presentado debe considerarse como un punto de partida a modelos más sofisticados, completos y con mayor detalle, en la medida que se disponga de la información necesaria.

Es importante mencionar que la metodología propuesta se puede resumir como de búsqueda y comparación, y no como evaluación individual de un emplazamiento, por tanto el presente estudio no incluye una evaluación técnica – económica de los proyectos de ERNC en cuestión. De la misma manera, bajo ningún punto de vista la metodología propuesta garantiza la rentabilidad de los proyectos eólicos y fotovoltaicos en un horizonte de tiempo determinado, sino que sólo busca los mejores sitios de emplazamiento en una región geográfica delimitada.

1.3 Objetivos

1.3.1 Principal

- Diseñar e implementar una metodología para definir, a nivel de planificación, la localización óptima de centrales eólicas y fotovoltaicas conectadas al SING.

1.3.2 Específicos

- Conocer el estado del arte en relación a parques eólicos y fotovoltaicos. Asimismo, estudiar el funcionamiento de las centrales eólicas y fotovoltaicas para determinar los principales requerimientos para su construcción y operación.
- Evaluar y decidir las variables críticas que determinan la decisión de ubicación de centrales eólicas y fotovoltaicas.
- Utilizar un método de decisión multicriterio que permita decidir el emplazamiento de centrales eólicas y fotovoltaicas en forma sencilla.
- Constituir un texto que explique la metodología para localizar centrales eólicas y fotovoltaicas en forma clara y sistemática.
- Aplicar herramientas gráficas y analíticas que permitan entender en forma acabada el proceso de toma de decisión para definir el emplazamiento de una central.

1.4 Estructura del trabajo de memoria

Para cumplir con los objetivos aquí propuestos, el documento se ordena como sigue:

En el capítulo 2 se hace un acercamiento a las tecnologías de generación eólica y fotovoltaica. La reseña incluye una breve descripción del recurso renovable a explotar por cada una de ellas, los componentes logísticos, económicos y técnicos que constituyen un proyecto en ERNC, y los impactos generados por su ejecución.

En el capítulo 3 se explica en detalle los fundamentos teóricos de los métodos de decisión multicriterio, en particular el método Promethee (Preference Ranking Organization METHod for Enrichment Evaluation), que será usado para la evaluación de los lugares candidatos a ser emplazamientos de una planta eólica o fotovoltaica. Adicionalmente, se explica el método GAIA, utilizado para el análisis gráfico de los procesos de decisión.

El capítulo 4 tiene por objetivo realizar una breve presentación de la bibliografía revisada con motivo del desarrollo de esta memoria, de tal manera de contextualizar la metodología propuesta, haciendo hincapié en sus diferencias respecto de los enfoques utilizados actualmente.

En el capítulo 5 de esta memoria se realiza la presentación de la metodología propuesta de búsqueda y selección de emplazamientos para centrales eólicas y fotovoltaicas. Dado que el método debe ser sistemático, éste se plantea por etapas, presentando cada una las definiciones necesarias para eliminar la ambigüedad del problema a tratar. Por otro lado, se describe en detalle cada una de las consideraciones económicas y logísticas incorporadas en la metodología y que guardan relación con los ingresos e inversión de un proyecto renovable.

Debido a la gran cantidad de información requerida por la metodología propuesta, el capítulo 6 está exclusivamente dedicado a la descripción de la implementación del método en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y a presentar ordenadamente toda la información de entrada.

En el capítulo 7 se exhiben los resultados obtenidos de la implementación del método, realizando un análisis completo de éstos, tanto en forma analítica como gráfica.

El capítulo 8 señala las conclusiones de la investigación realizada y de la metodología aplicada, dando a su vez una propuesta de continuidad al trabajo realizado.

Finalmente, en los anexos se referencia toda la documentación adicional, esquemáticos, bases de datos y modelos de programación (códigos Matlab), adjuntos en un CD.

Antecedentes generales

2.1 Situación actual

Varios acontecimientos vinculados a la contingencia nacional e internacional motivan el estudio de las energías renovables en el país, tanto a nivel político y legislativo, como económico en relación a la disponibilidad de recursos. A continuación se listan los más importantes.

2.1.1 Incremento del consumo energético

Éste tendrá un crecimiento superior al 5% anual. De mantenerse esta tasa en los próximos años, de acuerdo a la proyección realizada por la CNE, el país se verá obligado casi a duplicar la capacidad instalada en los próximos 10 años. Esto, sumado al alza de los precios de la energía, principalmente por el incremento en el precio de los combustibles fósiles, hace necesaria la búsqueda de nuevas formas de abastecimiento eléctrico, lo que convierte a las energías renovables en una alternativa necesaria de estudiar [1]. En la Tabla 2.1 se presenta un pronóstico para la demanda energética de los sistemas interconectados más importantes de Chile (SIC y SING), mientras que en la Figura 2.1 se presenta un gráfico con la variación del precio de nudo de la energía hasta mayo de 2009.

Año	Demanda máxima SIC [MW]	Demanda máxima SING [MW]	Energía SIC [GWh]	Energía SING [GWh]	Energía total [GWh]	Energía total [% energía 2009]
2009	7198	2004	46109	12690	58799	100
2010	7747	1963	49589	12382	61971	105
2011	8368	2076	53455	13091	66546	113
2012	8881	2123	56957	13388	70345	120
2013	9441	2045	60755	12901	73656	125
2014	9988	2099	64606	13239	77845	132
2015	10586	2165	68779	13656	82435	140
2016	11095	2272	72341	14330	86671	147
2017	11591	2349	75927	14814	90741	154
2018	12114	2429	79711	15319	95030	162
2019	12665	2513	83704	15847	99551	169
2020	13245	2600	87919	16398	104317	177

Tabla 2.1: Demanda pronosticada de potencia y energía para el SIC y el SING. Fuente [CNE].

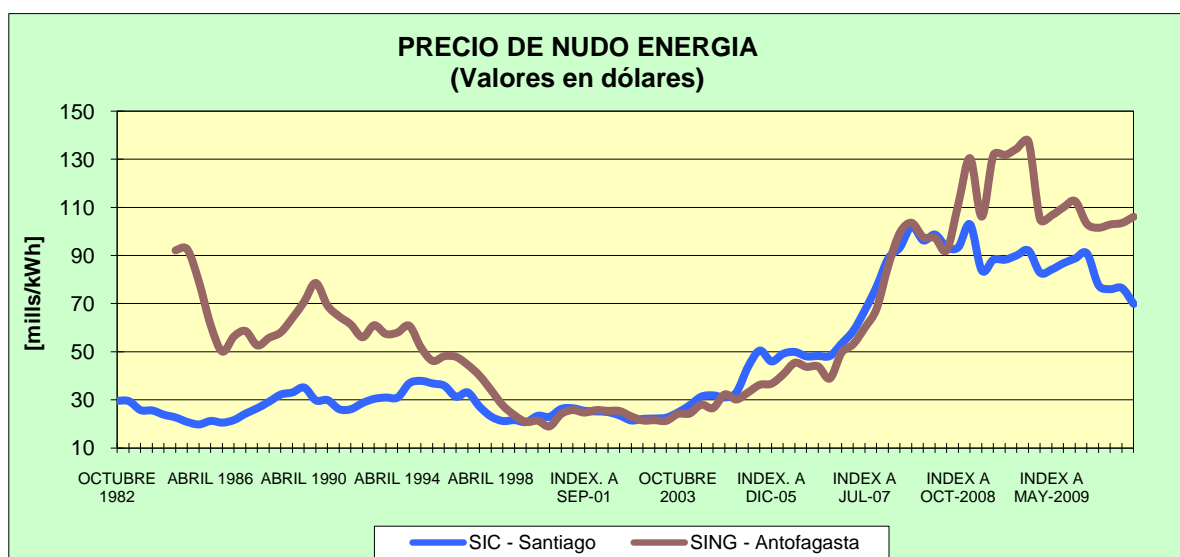


Figura 2.1: Precio de nudo de la energía en el SIC y el SING hasta octubre de 2009. Fuente [CNE]

2.1.2 Cambio climático

Producto de este fenómeno se han redoblado los esfuerzos por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial. Como parte de estos esfuerzos se ha suscrito tratados como el protocolo de Kioto, en el que 128 países se comprometen en conseguir un objetivo en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a través de la utilización de tecnologías limpias de generación energética, bajo la aplicación del mecanismo de desarrollo

limpio (MDL) (Tabla 2.2). Chile estuvo entre los países que ratificaron el acuerdo. Sin embargo, no tiene la obligación de reducir sus emisiones gracias a su condición de nación en vías de desarrollo. A pesar de lo anterior, diversas empresas están interesadas en el uso de energías renovables debido a los beneficios de imagen a nivel internacional que esto conlleva [2].

País	Limite de emisiones (en % de emisiones año 1990)
Alemania	92
Australia	108
Canadá	94
Dinamarca	92
Rusia	100
Francia	92
Japón	94
Noruega	101
Holanda	92

Tabla 2.2: Objetivos del protocolo de Kioto en materia de emisiones.

2.1.3 Nuevo marco regulatorio

Recientemente han entrado en vigencia importantes modificaciones a la legislación del sector eléctrico chileno, referidas principalmente a la utilización de energías renovables no convencionales (ERNC). Las modificaciones se pueden resumir en una distinción normativa para las ERNC con el fin de incentivar las inversiones, continuando con la política energética de un sistema eléctrico confiable y a costo mínimo. A continuación se presenta una cronología con los principales hitos regulatorios respecto a ERNC (Figura 2.2):

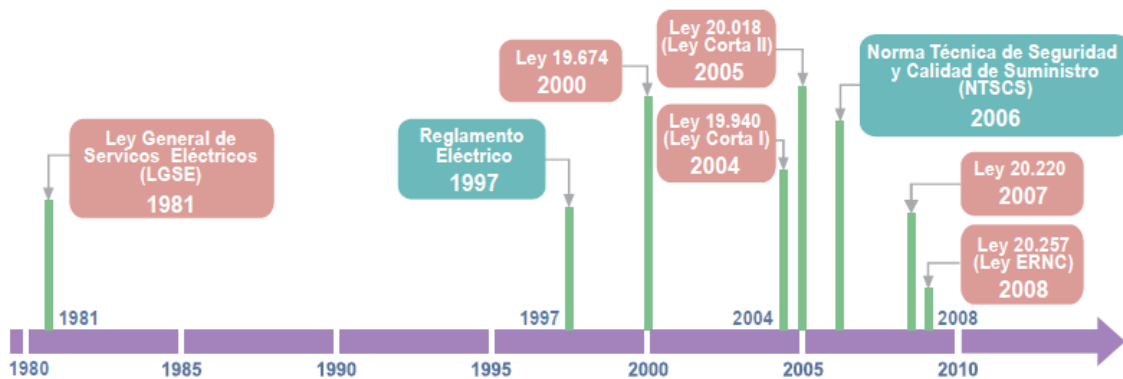


Figura 2.2: Cronología de principales hitos regulatorios relativos a ERNC. Fuente [CNE]

Las modificaciones de la Ley general de Servicios Eléctricos (LGSE), oficializadas en marzo de 2004 mediante la Ley 19.940, modificaron un conjunto de aspectos del mercado de

generación eléctrica que afecta a todos los medios de generación, introduciendo elementos especialmente aplicados a las ERNC. Se abre el mercado spot y se asegura el derecho a conexión a las redes de distribución a pequeñas centrales, tamaño en el que normalmente se encuentran muchas ERNC, con lo que aumentan las opciones de comercialización de la energía y potencia de dichas centrales. Adicionalmente, se establece una exención de pago de peajes por el sistema de transmisión troncal para los Medios de Generación No Convencionales (MGNC) (con un tratamiento diferenciado para unidades menores a 9 MW de aquéllas entre 9 MW hasta 20 MW). Al respecto, cabe mencionar que para aquellas unidades con potencia entre 9 y 20 MW la exención de peajes se determina mediante un ajuste proporcional, siendo completa (100%) para 9 MW y nula para medios de generación con 20 MW o más. La Figura 2.3 muestra la aplicación de este esquema. Lo anterior, junto con ser un beneficio para los MGNC, es un reconocimiento de una externalidad positiva debido al bajo impacto que ellas tendrán sobre los sistemas de transmisión y sobre las inversiones asociadas a su ampliación.

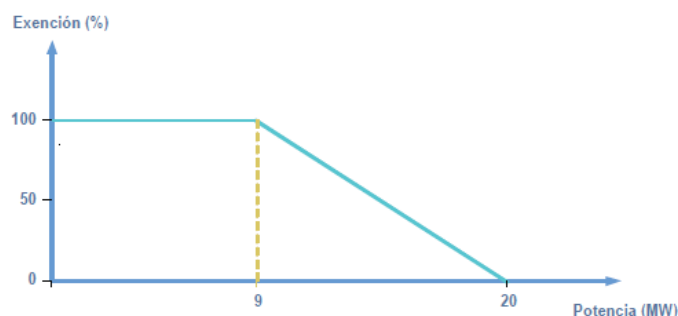


Figura 2.3: Esquema de exención de peajes en función de potencia instalada para centrales de ERNC.

El 1 de abril de 2008 entró en vigencia la Ley 20.257 (Ley de energías renovables no convencionales) que exige a las empresas eléctricas una cota mínima de energía proveniente de fuentes ERNC respecto del total comercializado. Las disposiciones principales de la ley son [3]:

- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (es decir, el SING y el SIC) para comercializarla con distribuidoras o clientes finales deberá acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.
- Entre los años 2010 y 2014, la obligación de suministrar energía con medios renovables no convencionales será de 5%. A partir de 2015, este porcentaje se incrementará en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en el año 2024. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015, deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% provisto.

- La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.
- Esta obligación regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.
- Las obligaciones pueden acreditarse con indiferencia del sistema interconectado en que se realicen las inyecciones (SIC o SING), es decir, una empresa que suministra energía en el SIC puede usar ERNC producida en el SING para fines de acreditación, para lo cual la ley establece la coordinación necesaria de los CDEC.
- Cualquier empresa eléctrica que exceda su obligación de inyecciones de energía renovable no convencional podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.
- Es importante notar que el cumplimiento de esta ley sólo es válido para ERNC producida por instalaciones que se hayan conectado al sistema a partir del 1 de enero de 2007.
- Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación establecida en la ley, se reconocen también parte de las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40 MW, aún cuando los proyectos hidroeléctricos superiores a 20 MW no son definidos como ERNC en la ley. Este reconocimiento corresponde a un factor proporcional que es nulo para potencias iguales o mayores a la potencia señalada.

A pesar de la entrada en vigencia de la nueva legislación que da privilegios para el desarrollo de las ERNC y fija multas para aquéllos que no hagan uso de ellas, el objetivo último de la ley aún está lejos de cumplirse en todo el país, es decir, existen empresas que prefieren pagar las multas a emplear el uso de ERNC. Como ejemplo de esto se tiene la capacidad instalada de MGNC en el SING, la que se detalla en la Tabla 2.3 [4]:

Tipo de Combustible	Potencia Neta Instalada [MW]	Potencia Neta Instalada [%]
Carbón	148,5	4,2%
Diesel	131,1	3,7%
Fuel Oil Nro. 6	177,6	5,0%
Gas Natural	2073,9	58,0%
Diesel + Fuel Oil	39,5	1,1%
Carbón + Petcoke	989,3	27,7%
Hidro	12,7	0,4%
Potencia Bruta Total Instalada	3572,7	100,0%

Tabla 2.3: Capacidad instalada en el SING.

Como es posible ver de la Tabla 2.3, el SING posee sólo un mínimo de Capacidad instalada de potencia Hidráulica, de los cuales 2,6 MW pueden ser considerados como ERNC (de acuerdo a las definiciones legales vistas). Esto, sumado a los pocos proyectos basados en ERNC en carpeta, hacen totalmente imposible que en la actualidad el 5% de los retiros de energía sea a través de ERNC generados en el mismo sistema. A pesar de que en estricto rigor la ley se cumple, ya que la generación proveniente de MGNC conectados al SIC es suficiente para cubrir las exigencias que ésta impone, ésta ha creado una externalidad negativa que tiene un costo en imagen para la industria eléctrica chilena y para la industria minera (principal usuario del SING).

Las posibles razones que han conducido a la no explotación de los recursos renovables en el norte grande de Chile probablemente guarden relación con materias aún no reglamentadas en la legislación chilena como por ejemplo [5]:

- Dificultades para la obtención de financiamiento: En Chile no existen garantías sobre la estabilidad de precios de potencia y energía en el largo plazo, por lo que difícilmente habrá inversionistas dispuestos a entrar en un mercado con tal incertidumbre en los ingresos. Adicionalmente, la banca chilena no ofrece créditos bajo la modalidad de Project Finance, por lo que las empresas interesadas en ejecutar proyectos deben demostrar garantías personales para obtener financiamiento.

- Uso de terreno: No existe reglamentación clara acerca del uso de suelos tanto públicos como privados para la instalación de faenas, problema que es relevante para aquellas tecnologías intensivas en el uso de éstos, como la generación solar fotovoltaica. Hasta ahora en el país sólo se han instalado parques eólicos y plantas mini – hidro en terrenos de propiedad de la compañía generadora o inversionista [6].

- Potencia de suficiencia: Ésta aparece como complemento a la remuneración recibida por energía para ayudar a financiar la inversión en centrales. No obstante, la normativa chilena no presenta claridad respecto al pago por capacidad para medios no convencionales.

2.1.4 Abundancia de recursos naturales

Chile, a pesar de no ser uno de los países con mayor superficie del mundo, es uno de los que posee mayor potencial para el desarrollo de proyectos de ERNC debido a la abundancia de recursos renovables como la radiación solar en la zona norte, el recurso eólico en la zona norte y centro, y el recurso hídrico en el sur del país. Con objeto de cuantificar dichos recursos y facilitar su prospección, la CNE ha realizado una modelación de los recursos eólico y solar en el norte del país cuyos resultados se presentan a continuación (Figura 2.4 y Figura 2.5).

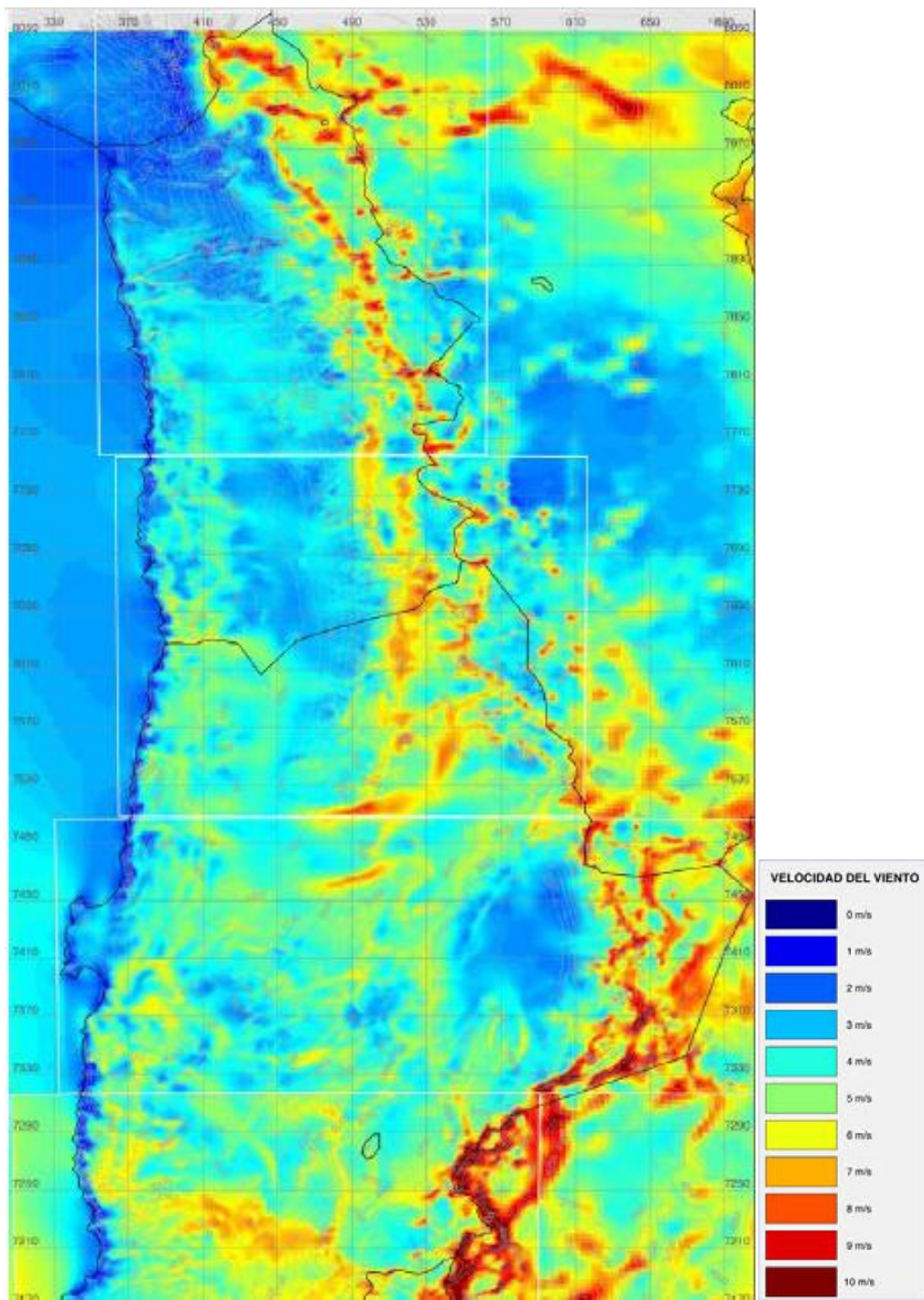


Figura 2.4: Mapa del recurso eólico en regiones I, II, y XV. Fuente [CNE].

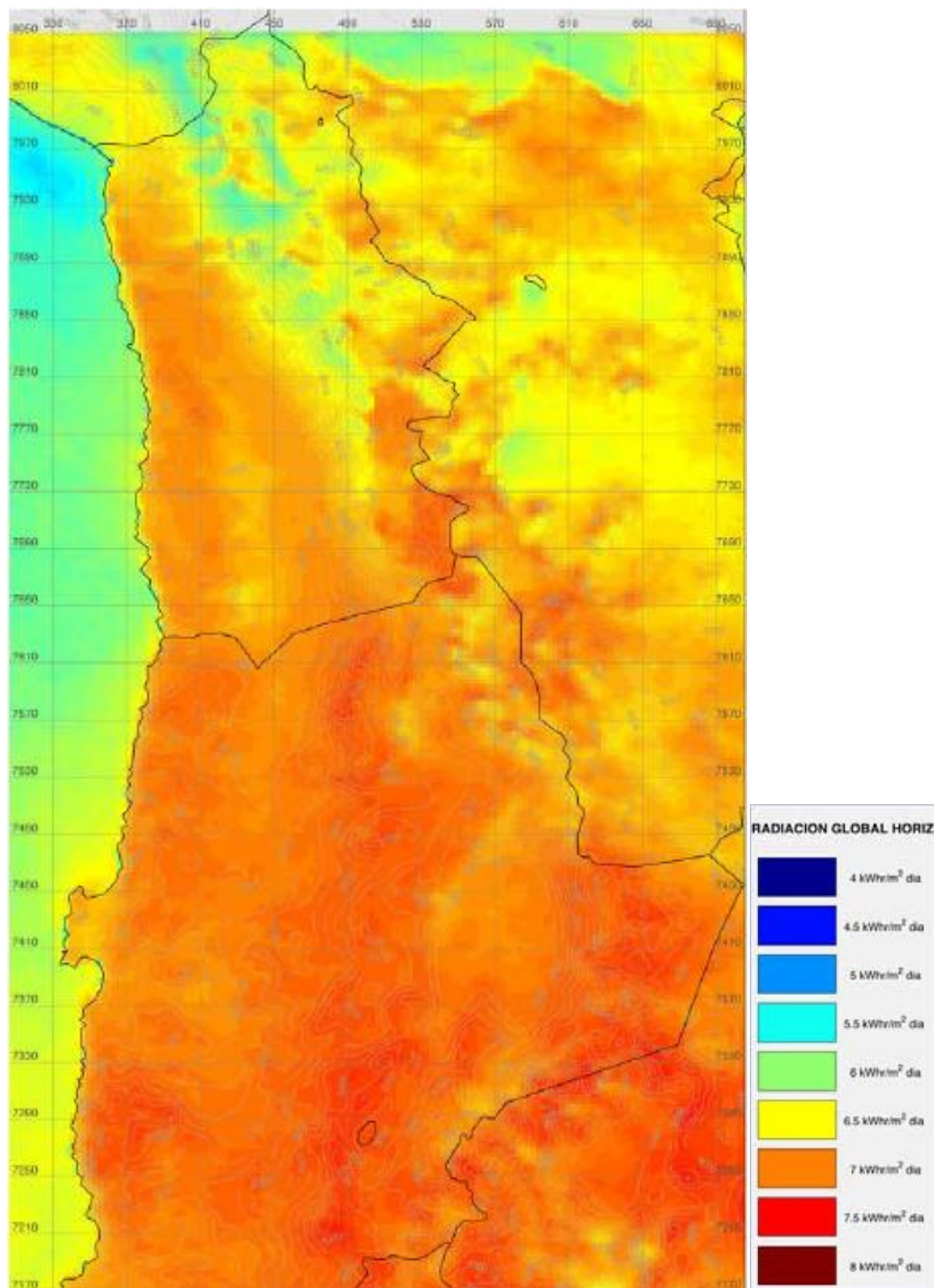


Figura 2.5: Mapa del recurso solar en regiones I, II y XV. Fuente [CNE].

Como resultado de esta modelación se tiene que existen vastas zonas de condiciones aptas topográficamente para la instalación de parques eólicos, siendo las más relevantes aquellas ubicadas en la zona sur de la región de Antofagasta y en las cercanías de la ciudad de Calama. Respecto al recurso solar, éste es de excelente calidad en todo el norte grande, sólo aminorada en zonas costeras producto de la nubosidad, y en las zonas influenciadas por el invierno altiplánico [7].

La gran abundancia de recursos, tanto solar como eólico, en el norte grande del país y las ya comentadas deficiencias del SING relativas al uso de ERNC, convierten a la instalación de plantas fotovoltaicas y eólicas en una propuesta interesante y digna de analizar.

2.2 Energía Eólica

La energía eólica hace referencia a la energía cinética contenida en el viento, que depende fuertemente de la velocidad a la que se mueven las masas de aire. En lo que sigue, se revisarán los conceptos más importantes relativos al origen y las características del viento, además de los límites teóricos de su aprovechamiento.

2.2.1 Origen del viento

Las energías renovables sobre la superficie de la Tierra y los océanos son producto de la distribución de la radiación solar sobre ésta, la que es fuertemente dependiente de la latitud. Es así como, en promedio, la mayor cantidad de radiación incidente se tiene en la zona del ecuador, siendo mayor que la radiación reflejada, mientras que en los polos la radiación incidente es mucho menor que aquélla reflejada en forma de calor. Se deduce entonces, a partir de este fenómeno, que deben existir formas de transporte de energía, distintas a la radiación solar, desde la zona del ecuador hacia los polos. Dentro de dichas formas de transporte de energía se encuentra el viento, que se define como el movimiento de masas de aire producto de un gradiente de presión entre dos puntos de la atmósfera, el que a su vez se produce por diferencias de temperatura entre los mismos [8].

El viento, al igual que el clima en general, es esencialmente caótico, causando que los parámetros necesarios para modelar el comportamiento climatológico sean variables en el tiempo, permaneciendo constantes sólo por periodos del orden de unos pocos días. Esto limita la validez de los modelos climatológicos al mismo horizonte de tiempo (informe del tiempo), mientras que se torna imposible la realización de un modelo confiable para la predicción del clima (y la velocidad del viento) a largo plazo por la falta de información acerca de los parámetros de modelación durante grandes periodos de tiempo (centenas o milenios).

Las variaciones temporales del viento mencionadas poseen diferentes escalas de tiempo que van desde el orden de los minutos y segundos, debidas principalmente al flujo turbulento del aire y con una magnitud cercana al 10%, hasta del orden de meses y años, siendo la más significativa aquélla producto de las diferencias de temperatura entre el día y la noche, que a su vez afectan la temperatura de las masas de aire atmosférico y provoca una disminución nocturna de la velocidad del viento (Figura 2.6).

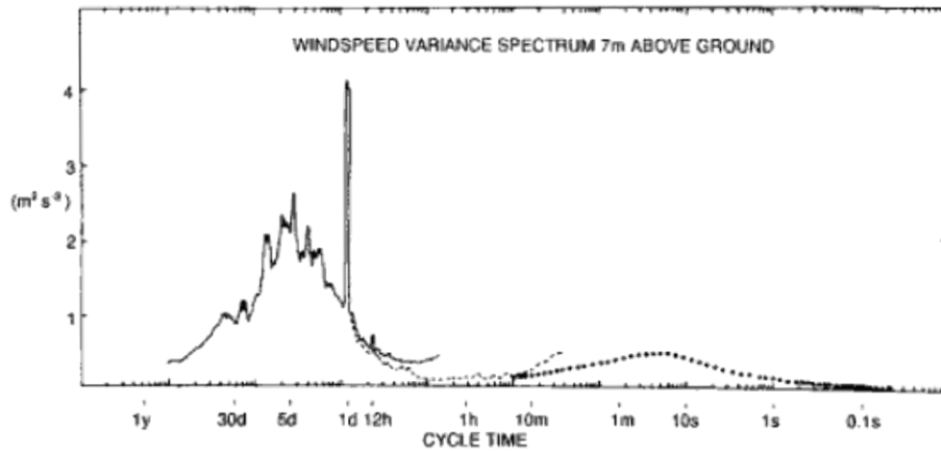


Figura 2.6: Espectro de la varianza del viento a 7 metros de altura con respecto al suelo.

A pesar de la justificación del origen del viento en base a fenómenos atmosféricos, este recurso también depende fuertemente de otros factores como la localización geográfica, la altitud con respecto al suelo y la rugosidad del terreno (topografía). Existen diversos modelos, tanto empíricos como teóricos, que intentan describir la variación de la componente horizontal del viento con la altura. Uno de los modelos teóricos más simples viene dado por la siguiente expresión (2.1):

$$u = \frac{1}{\kappa} \left(\frac{\tau}{\rho} \right)^{\frac{1}{2}} \log \left(\frac{l}{\kappa z_0} \right) \quad (2.1)$$

Donde:

- u = velocidad horizontal del viento
- l = altitud con respecto a la superficie
- τ = resistencia de corte
- ρ = densidad del aire
- z_0 = rugosidad del terreno
- κ = constante de von Kármán

A partir de la ecuación (2.1) se deduce que el aumento de la velocidad con la altura es muy pronunciado, lo que sugiere que su aprovechamiento se debe realizar en altura para sacar mayor provecho.

2.2.2 Potencia contenida en el viento

El viento, tal como se mencionó anteriormente, es una masa de aire en movimiento que por ende posee energía cinética, la cual puede ser aprovechada a través de la utilización de turbinas con aspas (aerogeneradores) que la convierten en energía mecánica. Existen diversos tipos y diseños de aerogeneradores que se distinguen esencialmente por la posición de su eje, pudiendo ser horizontal o vertical.

El análisis que se realiza para hallar el límite teórico considera, sin pérdida de generalidad, una turbina de eje horizontal sometida a un viento de velocidad constante. Además, éste se basa en conceptos físicos básicos como conservación del momentum, masa y energía, obteniendo como resultado que el porcentaje aprovechable de esta última es del 59,6% como máximo, considerando una turbina ideal sin resistencia aerodinámica [9] [10].

Para detalles sobre la formalización matemática del análisis refiérase al Anexo A.

2.3 Descripción de los proyectos eólicos

Los proyectos eólicos se componen de uno o más aerogeneradores, siendo la suma de las potencias nominales de cada uno de éstos la que determina la capacidad de generación del proyecto. Los tamaños de los aerogeneradores individuales varían entre 5 kW y 6 MW de potencia, siendo los del rango entre 4,5 – 6 MW prototipos de desarrollo más reciente diseñados para aplicaciones “offshore” (parque eólico instalado en el mar). Por supuesto, el tamaño de éstos aumenta proporcionalmente con la potencia (Figura 2.7) [11]:

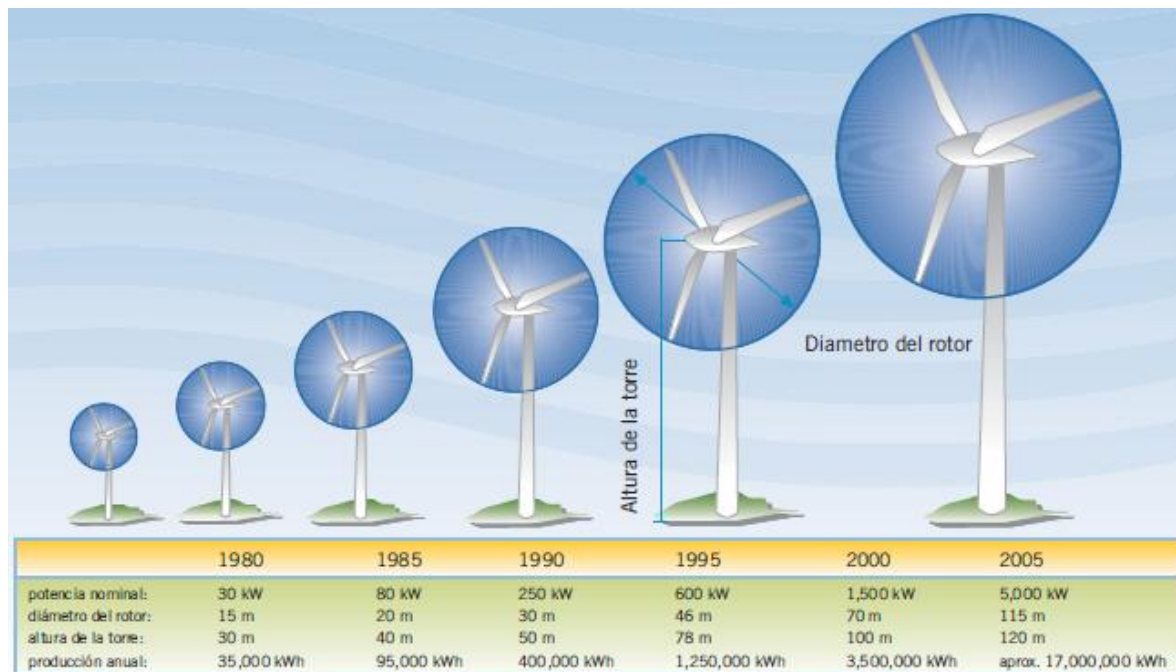


Figura 2.7: Evolución del tamaño de aerogeneradores. Fuente [CNE].

El tipo de aerogenerador más utilizado en el orden de los megawatts es el de eje horizontal con tres aspas, de velocidad variable y de regulación por cambio del ángulo de paso (“Pitch Control” en inglés, lo que permite girar las aspas en torno a su eje longitudinal). En la Figura 2.8 se muestra la estructura básica de un aerogenerador de eje horizontal.

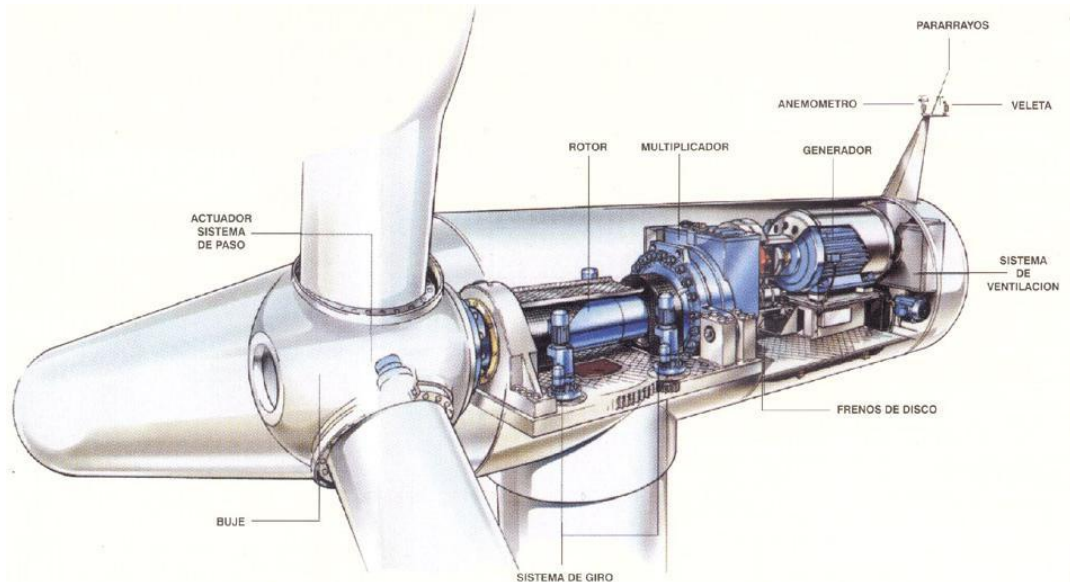


Figura 2.8: Estructura y principales componentes de un aerogenerador. Fuente [12].

Cada aerogenerador se caracteriza por su curva de potencia, la que describe la variación de esta última en función de la velocidad del viento. En la Figura 2.9 se muestra una curva de potencia para un generador de 2 MW.

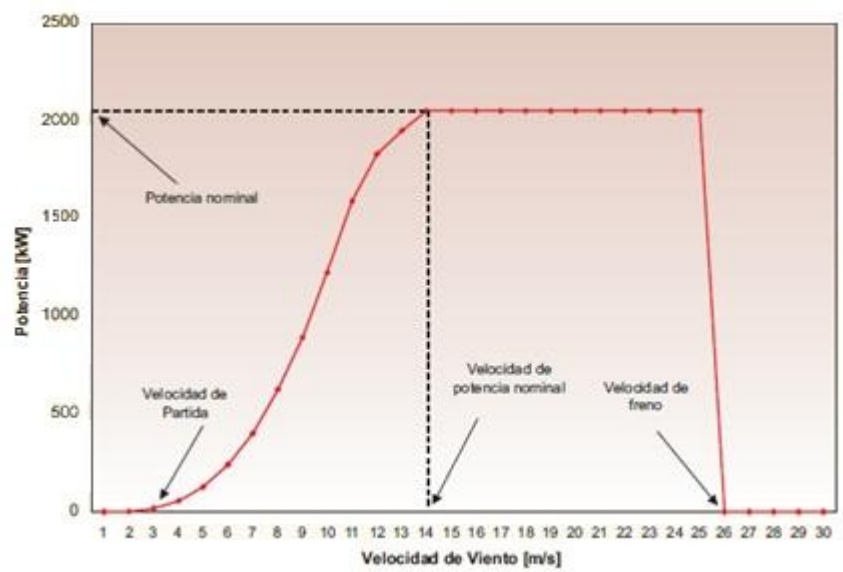


Figura 2.9: Curva de potencia de un aerogenerador de 2 MW.

Como se aprecia en el gráfico, la potencia de salida del aerogenerador aumenta proporcional al cubo de la velocidad del viento. También se puede ver que si el viento excede la velocidad de partida, el aerogenerador comienza a producir electricidad.

Por otro lado, se aprecia que la potencia nominal se alcanza para velocidades de viento entre 12 y 15 m/s . Para velocidades superiores el aerogenerador limita la potencia generada a la nominal con el fin de evitar sobrecargas mecánicas y eléctricas. Finalmente, se tiene una velocidad de freno que corresponde a la velocidad límite para la que se tiene una operación segura del aerogenerador, frenando el rotor hasta detenerlo para velocidades de viento superiores.

2.3.1 Componentes de un aerogenerador

Los elementos típicos que conforman un aerogenerador de eje horizontal como el de la Figura 2.8 son los siguientes [10]:

- Aspas: cumplen con el objetivo de maximizar la energía obtenida mediante un diseño aerodinámico apropiado, resistir cargas externas y minimizar peso y costo.

Las aspas van ancladas al eje principal a través de un buje, pieza encargada de transmitir todas las cargas aerodinámicas y el peso éstas. A su vez, el buje está conectado al generador, ya sea en forma directa o a través de una caja multiplicadora de velocidades.

- Caja multiplicadora: constituida por engranajes, tiene como función incrementar el número de revoluciones traspasadas desde el rotor (baja velocidad) hacia el generador eléctrico convencional (maquina de inducción de alta velocidad).

También se han desarrollado exitosamente aerogeneradores sin caja multiplicadora que usan un sistema de transmisión directa empleando generadores síncronos multipolo de baja velocidad, en combinación con velocidad variable del rotor y "pitch control".

- Sistemas de control: se refiere a toda las computadoras que son necesarias para anidar los programas encargados de realizar el control de los distintos sistemas mecánicos y eléctricos que hacen posible la generación de energía eléctrica respetando todas las normas de seguridad y calidad de suministro.

- Góndola: compartimento cerrado ubicado sobre la torre donde se ubican todos los componentes que lo conforman a excepción de las aspas y el buje.

- Torre: corresponde a la estructura que porta el rotor y la góndola. Por lo general éstas son estructuras tubulares de acero fabricadas en secciones de 20 a 30 metros, las que posteriormente son ensambladas. A medida que ha crecido la potencia de los aerogeneradores y el tamaño de sus rotores (área barrida por las aspas), la altura de de las torres también ha crecido. Con torres de mayor altura se puede aprovechar mejores vientos, sin embargo, existe un compromiso entre dicha ganancia y el costo de la estructura.

- Cimiento: corresponde a una estructura de hormigón armado cuyas dimensiones dependen del tamaño del aerogenerador y de las características del suelo. Puede ser de forma cuadrada (fácil de construir) o circular (utiliza menos material).

2.3.2 Sistemas de limitación de potencia

Para lograr la limitación de potencia para altas velocidades de viento los aerogeneradores actuales utilizan un sistema de control aerodinámico que permite ajustar la potencia extraída a la nominal del generador. Los sistemas de control más utilizados son el "Stall control" (pasivo) y el "pitch control" (activo). Los aerogeneradores con "Stall control" (o regulación por pérdidas aerodinámicas) poseen sus aspas ancladas al buje en un ángulo fijo, pero diseñadas de tal forma que al aumentar la velocidad del viento el flujo alrededor del perfil del aspa se separa de la superficie debido a la aparición de remolinos, reduciendo la sustentación y aumentando las fuerzas de arrastre que van en contra de un incremento de la potencia. Por otro lado, los aerogeneradores con "pitch control" (o regulación por ángulo de paso) censan varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza la potencia nominal el controlador, a través de motores eléctricos, cambia el ángulo de las aspas con respecto a sus ejes longitudinales para así reducir el ángulo de ataque del viento, manteniendo la fuerza impulsora y la potencia extraída del viento.

La velocidad de operación de los aerogeneradores puede ser fija o variable, siendo ambos conceptos confiables y eficientes. No obstante, los desarrollos más recientes tienen una fuerte tendencia a la velocidad variable con "pitch control".

2.3.3 Tipos y configuraciones de generadores eólicos

Existen en la actualidad diferentes tecnologías referentes a los tipos de generadores usados y la forma en que éstos se conectan a la red. A continuación se ofrece una revisión de los más utilizados en la actualidad.

2.3.3.1 Generador de inducción a velocidad fija

Este tipo de parque se compone de generadores de inducción conectados al eje de las aspas a través de una caja multiplicadora de velocidades. Tradicionalmente se ha utilizado este tipo de generadores en aplicaciones eólicas por su robustez y bajo costo [13].

Este tipo de aerogeneradores funciona a una determinada velocidad fija y mantiene un ángulo de ataque constante (ángulo de las aspas con respecto a la dirección de los vientos

dominantes). Desarrollos recientes han incorporado controles activos y semi – activos para el ángulo de ataque para compensar variaciones en la velocidad del viento.

Las maquinas de inducción demandan potencia reactiva para operar como generadores, la que debe ser abastecida ya sea por el sistema eléctrico o por equipos de compensación como bancos de condensadores o equipos de electrónica de potencia, siendo esta última alternativa la más utilizada por ser la mejor desde el punto de vista de los costos y por proporcionar un mejor control dinámico de los reactivos. En algunos casos, dependiendo de la topología de la red a la que son conectados los parques, es necesaria una compensación reactiva en el punto de conexión del parque con la red como, por ejemplo, un equipo SVC. En otros casos, de acuerdo a los niveles/variaciones de voltaje, es necesario contar con un transformador con cambiador de derivación bajo carga en el punto de conexión.

A pesar de la utilización de equipos de compensación, las variaciones de potencia activa y reactiva en las tecnologías de velocidad fija siguen siendo un importante problema de operación que ha hecho poco a poco más frecuente la adopción de tecnologías de velocidad variable en los nuevos parques.

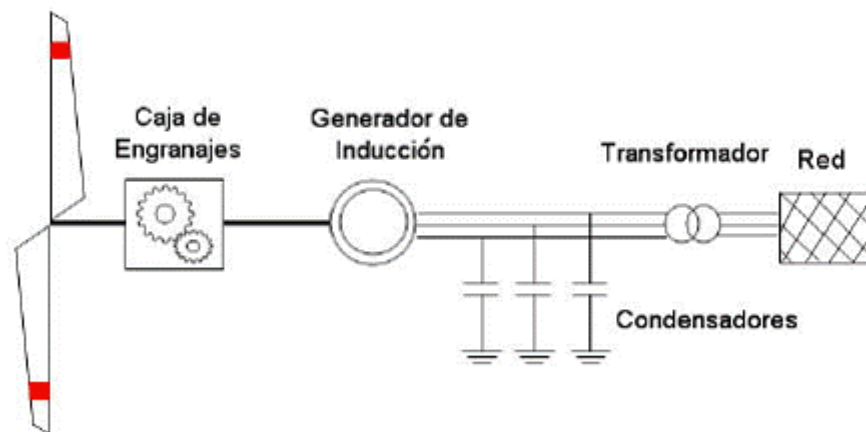


Figura 2.10: Aerogenerador de inducción jaula de ardilla.

2.3.3.2 Generador de inducción doblemente alimentado de velocidad variable (DFIG)

Esta tecnología se basa en el uso de un generador de inducción de rotor bobinado que, a diferencia de la tecnología anterior, es alimentado a partir de un convertidor de potencia bidireccional conectado a la red, tal como se muestra en la Figura 2.11:

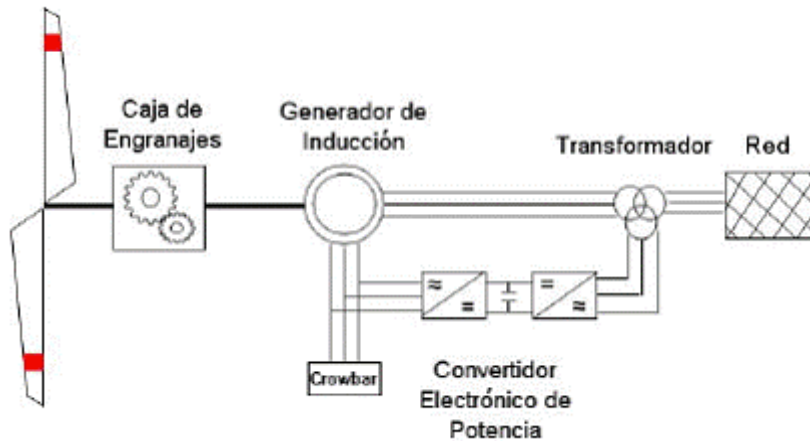


Figura 2.11: Aerogenerador de inducción doblemente alimentado.

El convertidor bidireccional de potencia corresponde a la conexión en cascada de un convertidor AC/DC y un convertidor DC/AC. Mientras el convertidor del lado de la red trabaja siempre a la frecuencia de esta última, el convertidor del lado del generador lo hace a una frecuencia variable dependiendo del punto de operación. De esta manera, las variaciones de velocidad de la turbina, que están típicamente entre el $\pm 10\%$ y el $\pm 25\%$ dependiendo de las dimensiones del convertidor, son eléctricamente compensadas mediante un ajuste de la corriente de rotor. De ahí se desprende que el rango de velocidades en que puede operar el aerogenerador va a depender del diseño y características del convertidor [14].

Adicionalmente, el convertidor es capaz de reducir los esfuerzos mecánicos a los que se somete el generador y al mismo tiempo reducir las fluctuaciones de potencia. Asimismo, el convertidor del lado de la red, al funcionar por modulación de ancho de pulso (PWM), puede ser utilizado para cumplir otras tareas como por ejemplo ser controlado como compensador estático (STATCOM, por su acrónimo en inglés), como filtro activo para reducir fluctuaciones de voltaje en la red o para entregar reactivos a ésta, incluso operando con bajo voltaje.

Es importante destacar que los generadores utilizados en este tipo de configuraciones están capacitados para operar tanto en la zona de deslizamiento positivo ($s > 0$) como negativo ($s < 0$). Dado esto, el convertidor del lado del rotor debe operar con flujos de potencia en ambos sentidos, razón por la cual se utiliza un convertidor bi – direccional.

Por los motivos antes expuestos referentes a la flexibilidad en el rango de velocidades de operación, la capacidad de proveer reactivos y reducir las fluctuaciones de potencia, es que esta tecnología posee mejor controlabilidad y respuesta dinámica que los generadores de inducción tradicional. En la actualidad esta tecnología es ampliamente usada a pesar de tener un mayor costo que los generadores de inducción jaula de ardilla ya que, por las mismas características ya mencionadas, proporciona un mejor aprovechamiento del recurso eólico, lo que se traduce en mayores ganancias durante la operación de los proyectos.

2.3.3.3 Generador sincrónico multipolo de velocidad variable

Ésta corresponde a otra tecnología de velocidad variable que utiliza un generador sincrónico multipolo diseñado para operar a bajas velocidades, con su eje directamente conectado a las hélices y utilizando un convertidor de potencia bidireccional que lo desacopla completamente de la red. El convertidor es, en este caso, utilizado para controlar la inyección de potencia activa y reactiva en forma independiente, por lo que la respuesta dinámica de este tipo de parques es superior a los antes descritos.

Esta tecnología posee la desventaja de tener costos asociados muy superiores a otras, debido principalmente al gran tamaño y costo del convertidor. Otra desventaja radica en el gran tamaño que posee un generador multipolo, lo que requiere una góndola de mayor tamaño para alojarlo en comparación a las tecnologías ya vistas. Al respecto, existe una variante de este diseño que reemplaza el generador multipolo por un generador síncrono clásico al que se le agrega una caja multiplicadora de velocidades.

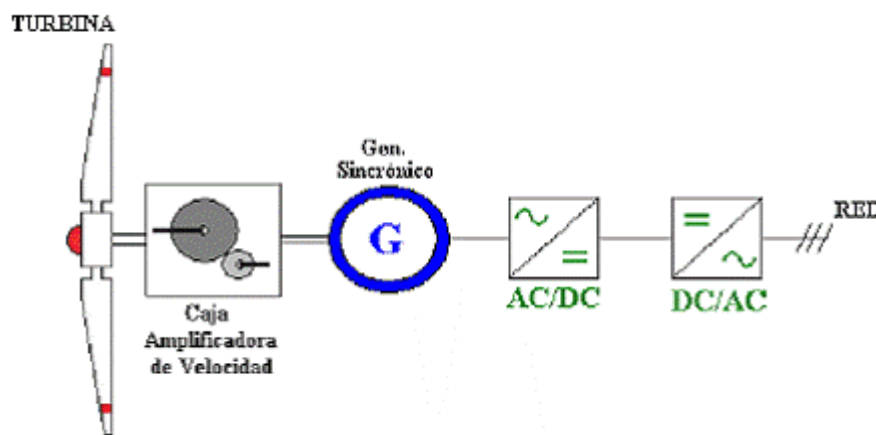


Figura 2.12: Aerogenerador Sincrónico multipolo.

2.3.4 Configuraciones de un proyecto eólico

Dado que se ha considerado los parques eólicos conectados a la red, éstos necesariamente deben poseer una subestación de conexión, para lo cual también es necesario el cableado subterráneo entre los aerogeneradores y dicho punto. Adicionalmente se requiere una caseta de control que contenga todos los equipos necesarios para monitorear la operación del parque incluyendo una estación meteorológica. Considerando también que habrá personas trabajando en el lugar, ya sea monitoreando o haciendo mantenimiento de la central eólica, se requiere la existencia de caminos de acceso al lugar (Figura 2.13).

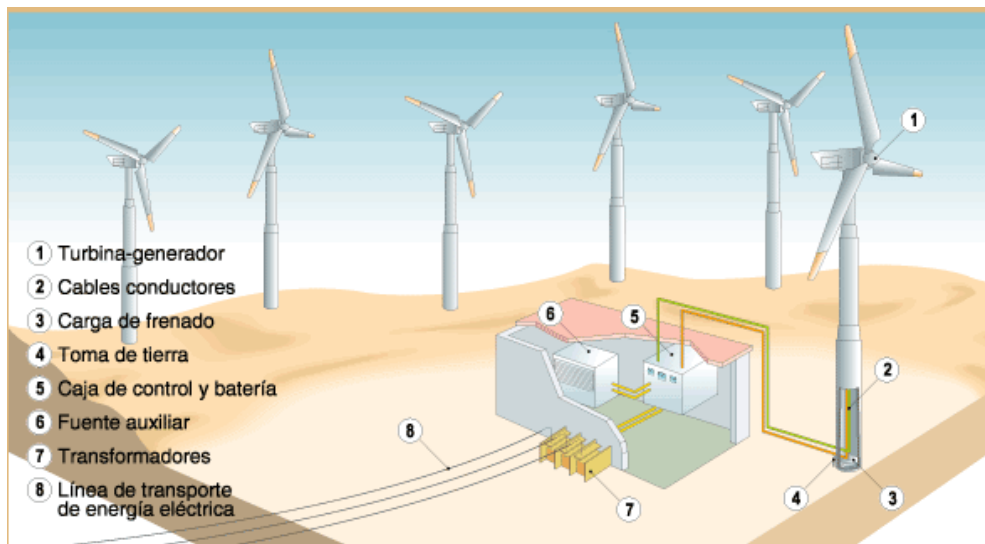


Figura 2.13: Esquema de un parque eólico.

El parque eólico, al estar constituido por más de un aerogenerador, debe disponer éstos a una distancia adecuada entre ellos de tal manera que no se interfieran entre sí desde el punto de vista aerodinámico, y para optimizar el uso del terreno disponible en función de la exposición al viento. En la actualidad los esquemas de disposición de aerogeneradores son una importante área de estudio concerniente a la energía eólica [15].

Dentro del diseño del parque eólico se debe combinar la optimización de tres aspectos: la distribución geométrica de la instalaciones con respecto a la producción de energía, la disponibilidad de la infraestructura (subestaciones), junto con la distancia al punto de conexión y los impactos ambientales (principalmente el paisaje y la emisión de ruido).

Para la distribución de los aerogeneradores en el terreno, como norma general y mientras que la topografía lo permita, éstos deben ser ubicados a una distancia entre 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección a los vientos dominantes, y 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes. Aunque muchos parques eólicos utilizan la configuración mencionada, muchos otros poseen configuraciones especiales diseñadas para aprovechar las características particulares del lugar.

De lo explicado anteriormente se deduce que el espacio necesario para el emplazamiento del parque eólico depende de la configuración geométrica de éste. No obstante, de toda la superficie utilizada, sólo entre el 1% y el 3% son ocupadas por las fundaciones de éstos, quedando el resto del terreno apto para otras actividades (por ejemplo agricultura y ganadería) (Tabla 2.4).

Año	Potencia instalada (kW)	Diámetro del rotor (m)	Altura de la torre (m)
1980	30	13-15	18-27
1985	80	20-21	35-40
1990	250	29-30	42-50
1995	600	43-50	40-78
2000	1500	64-82	62-112
2005	5000	115-127	90-124

Tabla 2.4: Dimensiones en función de la potencia instalada y tamaño de los aerogeneradores. Fuente [CNE]

2.3.5 Consideraciones para la construcción de un parque eólico

Para la etapa de construcción de un parque se requiere tener en cuenta lo siguientes puntos:

- Acceso al lugar de emplazamiento. Esto implica el mejoramiento de los ya existentes o la construcción de nuevas vías.

- El traslado de los aerogeneradores (incluyendo la torre) podría generar impacto vial de carácter transitorio debido al uso de camiones de gran envergadura. Debido al alto tonelaje de los camiones y otras maquinarias usadas durante la construcción, es necesario que los caminos posean las características adecuadas para soportarlos.

- El número de viajes necesario que deben hacer los camiones para el traslado depende del procedimiento de montaje y el tamaño de los aerogeneradores. Como aproximación, para los aerogeneradores grandes se requiere: 1 viaje por cada aspa, 2 viajes para la góndola y el generador, 2 a 3 viajes para una torre de hasta 70 metros y 5 a 7 viajes para una torre de entre 80 y 110 metros.

- El montaje se realiza mediante la utilización de grúas móviles cuyo tamaño depende de la dimensión del aerogenerador. En general, para aerogeneradores de 2 MW se requiere una grúa principal de 400 toneladas y una grúa adicional de 120 toneladas.

2.3.6 Impactos del parque eólico

De acuerdo a la fuerte introducción de infraestructura que supone la instalación de un parque eólico y las consideraciones necesarias para su construcción, este produce impactos medioambientales tanto en la fase de construcción como de operación del proyecto, los que son descritos a continuación:

2.3.6.1 Impactos en la fase de construcción

Los impactos producidos en esta etapa son de carácter temporal, tales como:

- Emisiones de polvo por la construcción de caminos o fundaciones de los aerogeneradores.
- Emisiones de material particulado como óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO) por el uso de vehículos.
- Pérdida de vegetación y alteración de la fauna por la construcción de caminos y fundaciones, siendo éste el mayor impacto de carácter permanente en la etapa de construcción del proyecto.
- Generación de ruido durante la construcción por el uso de maquinaria.
- Impacto vial por el tránsito de grandes camiones.

2.3.6.2 Impactos en la fase de operación

Los impactos en esta etapa del proyecto son relativos a:

- Alteración del paisaje por intrusión de elementos artificiales.
- Emisión de ruido: tanto de origen aerodinámico (roce de las aspas con el aire) como mecánico (engranajes de caja multiplicadora). En los últimos años los productores de aerogeneradores han logrado reducir significativamente la cantidad de ruido, llegando a ser sólo de 107 dB para los equipos más grandes. La emisión de ruido por fuentes discretas de ruido impone restricciones relativas a la cercanía a los receptores, no siendo éste mayor a 10 dB con respecto al ruido de fondo en el lugar del receptor más cercano. Para evitar problemas con futuras construcciones cercanas se recomienda que el proyecto cumpla dicha norma dentro del mismo predio.
- Proyección de sombra: se refiere a la proyección de la misma sobre áreas cercanas. Es posible que personas que habitan en las cercanías de un aerogenerador se vean molestados si

las aspas cortan la luz solar, generando un parpadeo cuando el rotor está en movimiento (efecto estroboscópico).

- Mortandad de aves: a pesar de que la probabilidad de que un ave en vuelo choque con un aspa de un aerogenerador es cierta, aún no existe consenso sobre la magnitud de los daños a la avifauna por la operación de estos proyectos. De acuerdo a investigaciones en Altamont Pass (California) se ha determinado que el daño es bajo, con un ave por aerogenerador cada 25 años.

2.4 La energía solar

La energía solar hace referencia a aquella energía que puede ser aprovechada o extraída de la radiación proveniente del sol. A continuación se hace una breve reseña sobre la radiación solar y sus principales características.

2.4.1 La radiación solar

La radiación solar es resultado indirecto de las reacciones de fusión que ocurren en el interior del Sol. El espectro de la radiación solar es similar al de un cuerpo negro. No obstante, el espectro de la radiación que llega a la superficie es diferente luego de la interacción con el sistema "Tierra – atmósfera" (que atenúa ciertas frecuencias debido a las bandas de absorción de los elementos presentes). Gracias a la energía contenida en dicha radiación el planeta posee una temperatura promedio que permite la existencia de vida (Figura 2.14)[8].

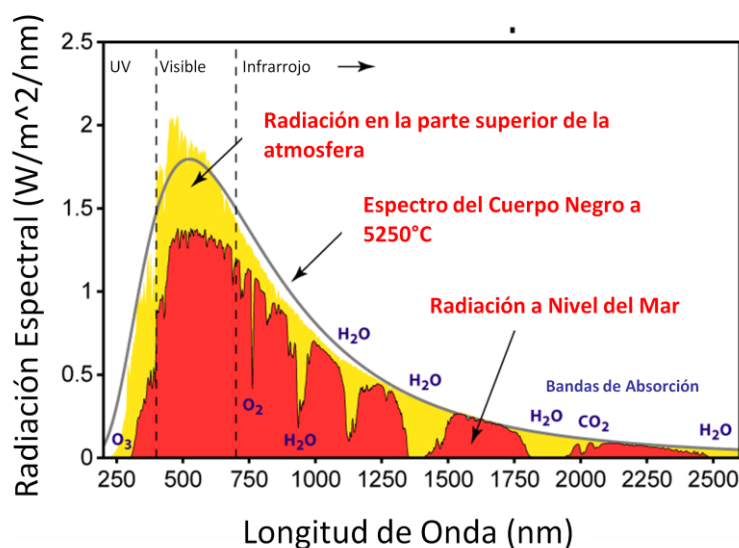


Figura 2.14: Espectro de la radiación solar en la superficie de la Tierra.

La radiación neta en la atmósfera puede ser descompuesta en radiación incidente, la que a su vez se descompone en radiación de alta frecuencia y baja frecuencia, y radiación reflejada. Parte de la radiación incidente es absorbida por la atmósfera y reflejada por las nubes. De la radiación incidente que llega a la superficie de la Tierra gran parte es absorbida y otra es reflejada. Luego el total de la radiación absorbida es re-emitida como radiación de baja frecuencia por la atmósfera y la superficie. Lo explicado se resume en la Figura 2.15.

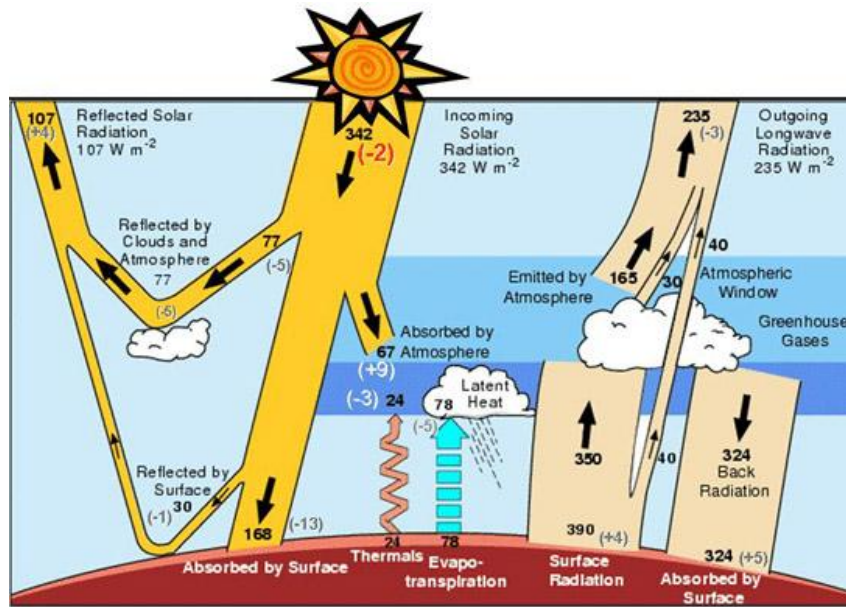


Figura 2.15: Radiación incidente y reflejada.

Dado que la radiación solar contiene energía en un amplio rango del espectro de frecuencias, es posible aprovechar la energía en la banda infrarroja (calor, por medio del uso de colectores térmicos) como en cualquier otra banda (celdas fotovoltaicas), por lo que existen diversos métodos para aprovechar la energía dependiendo del fin que se le quiera dar. En lo que sigue, se hará referencia a la conversión de la energía solar en energía eléctrica por medio de celdas fotovoltaicas.

2.4.2 Generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico corresponde a un dispositivo que convierte la energía solar en energía eléctrica de corriente continua (DC) mediante el uso láminas de semiconductores, formando juntas de diferentes tipos de dopaje, sobre las que incide la radiación. El fenómeno físico que permite la conversión de la energía es el efecto fotoeléctrico, el cual implica procesos como la absorción de radiación, transporte de electrones y mecanismos de recombinación que son determinados por las propiedades electroópticas del semiconductor.

El generador fotovoltaico es formado por un arreglo de células o celdas solares conectadas internamente para formar un panel. A su vez, dichos paneles son cableados entre sí para formar un arreglo de paneles (Figura 2.16).

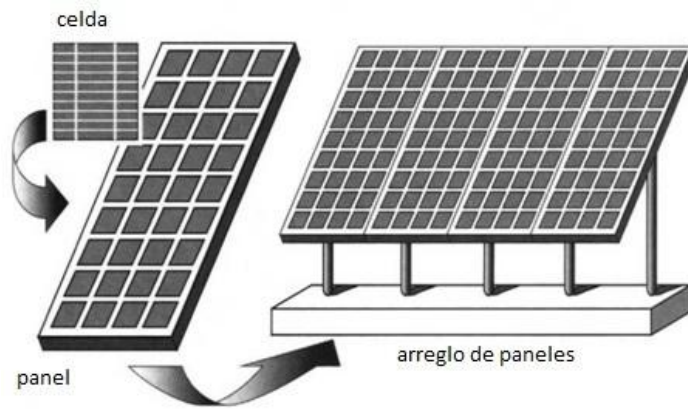


Figura 2.16: Celdas, paneles y arreglos de paneles.

Las celdas más comunes de la actualidad son hechas de silicio en diferentes configuraciones (amorfo, policristalino y monocristalino), las que a nivel microscópico tiene la siguiente estructura básica:

- Electrodo transparente
- Capa de semiconductor tipo p
- Capa de semiconductor intrínseco
- Semiconductor tipo n
- Electrodo metálico
- Plástico opaco

El grosor total de las primeras 5 capas es de $1 \mu m$, mientras que la última capa de plástico opaco es de $20 \mu m$. La función de los electrodos, tanto el transparente como el metálico, es facilitar el transporte de electrones. En la actualidad la mayor parte de las celdas comercializadas posee en la parte superior una capa antireflectante para mejorar la absorción de la radiación [8].

A nivel macroscópico, los paneles fotovoltaicos poseen una capa lisa de vidrio templado para protegerlo de esfuerzos mecánicos sin disminuir la absorción de luz, mientras que por el lado trasero posee una superficie opaca de protección. Entre ambas capas de protección del panel las celdas van selladas con un pegamento transparente de silicona (EVA). En los bordes del mismo se coloca un marco metálico para proteger también las celdas de golpes y vibraciones.

Con respecto a los tipos de celdas, sus formas de construcción y sus respectivas eficiencias, éstas se detallan a continuación (Tabla 2.5).

Material celda fotovoltaica	Eficiencia (%)
Silicio Amorfo	5
Silicio Policristalino	9
Silicio Monocristalino	12
Sulfuro de Cadmio	9
Arseniuro de Galio	25

Tabla 2.5: Eficiencia de celdas fotovoltaicas

Las eficiencias son todas menores al 25%, principalmente debido al ancho de la banda de absorción del semiconductor, la que no permite aprovechar la radiación en la totalidad del espectro.

Cabe destacar que existen tipos de celdas fotovoltaicas fabricadas con otros materiales, como por ejemplo las de Galio – Arsénico, que poseen la ventaja de tener un rendimiento en torno al 25% pero poseen la desventaja de su alto costo por la escasez de sus materiales, además de la toxicidad de éstos últimos.

2.4.3 Proyectos fotovoltaicos

Los proyectos fotovoltaicos conectados a la red se componen, grosso modo, de arreglos de paneles fotovoltaicos conectados en serie o en paralelo, o ambas. Además se requiere un inversor trifásico que permita pasar de corriente continua a corriente alterna la potencia generada por los módulos. Cabe destacar que la conexión serie/paralelo de los paneles dependerá del voltaje y corriente nominal aceptados por el inversor, es decir, la conexión se debe realizar de tal manera que la corriente total de salida y el voltaje neto de todo el conjunto de paneles se adapte a las características del inversor. Por último, aguas abajo, se ubica el transformador de conexión a la red (Figura 2.17).

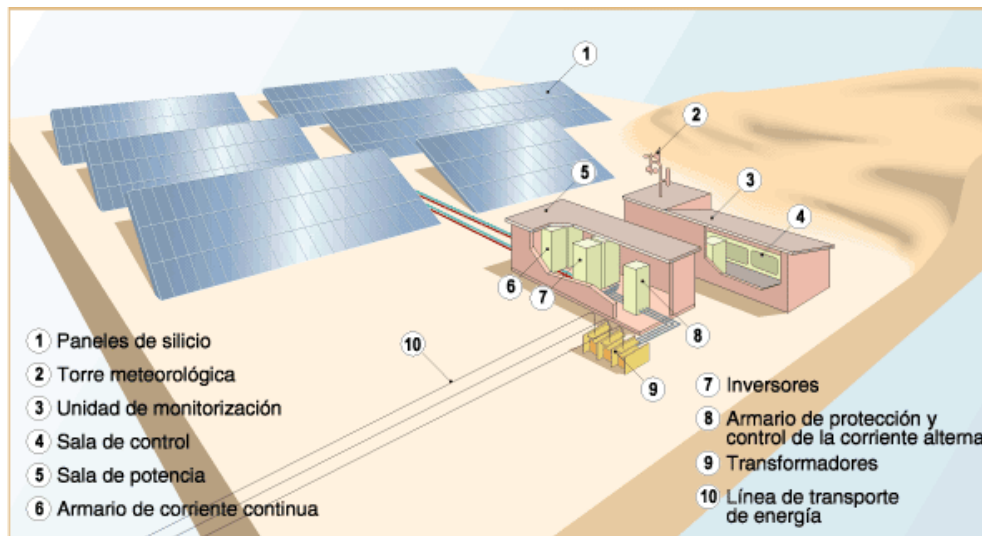


Figura 2.17: Esquema central fotovoltaica

El lugar donde se instale la central fotovoltaica dependerá principalmente de la cantidad de radiación anual que haya en éste, lo que constituye el aspecto más determinante de la rentabilidad del proyecto. Se debe considerar que los paneles fotovoltaicos actualmente fabricados entregan su potencia nominal para una intensidad de radiación de 1 kW/m^2 .

2.4.3.1 Montaje y disposición de paneles solares

Dado que la radiación captada por los paneles depende del ángulo con que ésta incide (siendo máxima cuando es perpendicular al panel), existen dos tipos de estructuras (las más utilizadas) sobre las que se pueden montar los paneles:

- 1- Estructura fija: tal como dice su nombre, los paneles se ubican en el mismo plano, en grupos, sobre estructuras metálicas fijas que poseen una cierta inclinación con respecto a la horizontal, de tal manera de optimizar la radiación captada durante el día, considerando la trayectoria del sol sobre el cielo (Figura 2.18).



Figura 2.18: Paneles solares sobre es estructuras fijas.

Cabe destacar que el ángulo de inclinación de los paneles, con respecto a la horizontal, con que deben ser instalados depende exclusivamente de la latitud geográfica donde se ubica la central (que determina la trayectoria del sol sobre el cielo a lo largo del año). Como norma general para determinar la inclinación de los paneles se tiene [16]:

- Una inclinación igual a la latitud del lugar maximiza la radiación captada promedio anual.
- Una inclinación igual a la latitud + 15° maximiza la radiación captada promedio durante los meses de invierno.
- Una inclinación igual a la latitud - 15° maximiza la radiación captada promedio durante los meses de verano.

2- Seguidores: estructura metálica sobre la que se montan varios paneles en un mismo plano. Éstas pueden variar su inclinación ya sea en uno o dos ejes mediante el uso de motores eléctricos, con el objetivo de realizar un seguimiento de la trayectoria del sol durante el día, de tal forma que la radiación incida perpendicular a los paneles durante la máxima cantidad de tiempo, optimizando así la cantidad de potencia generada. Adicionalmente los seguidores deben estar conectados a un computador que anide el software de control de movimiento de la estructura, de tal manera que ésta siga en todo momento la posición de máxima potencia generada. En la actualidad los seguidores más grandes disponibles a nivel comercial son del orden de los 100 m^2 de superficie.

Cabe destacar que esta alternativa, junto a otras (como por ejemplo el uso de paneles curvos concentradores de radiación) no es muy utilizada en los proyectos actuales debido a su alto costo. A modo de ejemplo, se puede decir que un seguidor es más costoso que todos los paneles que es capaz de soportar, por lo tanto, desde el punto de vista del inversionista, resulta más rentable instalar una mayor cantidad de paneles fijos que hacer uso de estas estructuras [8].

2.4.3.2 Construcción del proyecto

Para el emplazamiento de una central fotovoltaica se requiere de un terreno plano con una pendiente máxima del 5% [17]. Dentro del terreno se instalan los paneles en sus respectivas estructuras, la sala de control donde están todos los sistemas de control y protecciones eléctricas, además de la subestación que sirve de punto de conexión a la red. La cantidad de terreno depende fundamentalmente de la cantidad de paneles que se instalen, es decir, de la potencia instalada del proyecto. Como referencia, en los proyectos más grandes de la actualidad es posible instalar alrededor de 500 kW por hectárea de terreno (central fotovoltaica de Moura, Portugal). Cabe destacar que del terreno destinado al proyecto, casi toda la superficie es cubierta por los paneles, por lo que éste no puede ser usado para otras actividades.

Para la habilitación del terreno, éste debe ser nivelado mediante el uso de maquinaria pesada (retroexcavadoras, etc.) si es que posee una topografía no apta para el proyecto. Posteriormente, para la instalación de los paneles, tanto éstos como las estructuras de montaje son trasladadas al lugar de emplazamiento mediante camiones de gran tonelaje. Por tales motivos se requiere que el sitio de instalación posea rutas de acceso adecuadas a los vehículos, lo que para efectos del proyecto implica la construcción de éstas o el mejoramiento de las ya existentes.

La cantidad de viajes necesario para el transporte de la infraestructura (incluido paneles) dependerá de la potencia nominal del proyecto.

2.4.4 Impactos ambientales

Dado que las centrales fotovoltaicas son una forma estática de generación de energía que no emite sustancias contaminantes durante su operación, la mayoría de los impactos se producen en la fase de construcción.

2.4.4.1 Impactos en la fase de construcción

- Pérdida de vegetación y alteración de la fauna por la construcción de caminos.
- Gran tránsito vehicular debido a la constante circulación de camiones a la faena de construcción, además de las emisiones contaminantes de éstos (CO, NOx).
- Emisión de ruido por parte de las maquinarias en fase de preparación del terreno.

- Utilización de gran extensión de terrenos no aprovechables en otras actividades, por lo que la instalación de centrales fotovoltaicas se limita a terrenos que no tengan usos comerciales (como ganadería y agricultura u otros que puedan tener mayor rentabilidad que el negocio eléctrico).
- Impacto en el paisaje debido a la gran cantidad de infraestructura ubicada y a su gran extensión.

2.4.4.2 Impactos en la fase de operación

1- En esta etapa del proyecto sólo existe un impacto relevante que tiene relación con el reemplazo de los paneles fotovoltaicos una vez que éstos cumplen su vida útil (considerando que es cercana a los 30 años) o sufren fallas. Dado que los paneles están constituidos de silicio, metales pesados (Cadmio, selenio) y otras sustancias similares que resultan ser tóxicas, y provocan enfermedades ante la exposición prolongada, es necesario que se especifique la disposición de éstos una vez que se dejen de utilizar [18]. En la actualidad existen dos formas adecuadas de tratar los paneles en desuso:

- Almacenamiento en depósito: dado que los paneles no pueden ser vertidos en rellenos sanitarios o cursos de agua por la presencia de residuos tóxicos, éstos deben ser almacenados en un terreno o instalación adecuada (bodega, etc.). Esta alternativa es costosa en términos de utilización de terreno y del costo de oportunidad de almacenar materiales que podrían potencialmente ser reutilizados.
- Reciclaje: a pesar de que aún no se tiene mucha experiencia en estos procesos por el corto tiempo de uso de los paneles fotovoltaicos a nivel mundial (menor que la vida útil de éstos), ya existen métodos para el reciclaje para la mayor parte de los materiales constituyentes de éstos, que han superado los problemas más importantes relativos a la separación de componentes [19]. Dado que los paneles poseen silicio de muy alta pureza, la mayor parte puede ser reutilizado, aminorando así los costos totales asociados a la tecnología fotovoltaica. La mayor parte de los fabricantes de paneles ofrece esta alternativa como servicio sus clientes.
- Riesgo de incendio: éste se debe principalmente al recalentamiento de un módulo por falla eléctrica o defecto de fabricación.
- Derrame accidental de sustancias tóxicas: este riesgo es inherente del uso de paneles que contengan Cadmio o Selenio (celdas de Cadmio – Indio – Selenio o

Cadmio – Teluro), los que poseen cantidades de estas sustancias tóxicas. Bajo riesgo de incendio de estos paneles, existe la posibilidad de que se emitan vapores tóxicos a la atmosfera, los que eventualmente podrían ser inhalados por trabajadores o habitantes de los alrededores, lo que podría causar daños a la salud. También existe riesgo de derrame en el suelo o en el agua producto de un mal manejo de las sustancias [20].

2.4.5 Evaluación de impacto ambiental de la tecnología fotovoltaica

El proceso de fabricación de paneles fotovoltaicos es intensivo en el uso de energía, por lo que un aspecto importante de evaluar es la cantidad de tiempo requerida para recuperarla por medio del funcionamiento del proyecto. De acuerdo a [21], el tiempo estimado de recuperación de la energía invertida en la fabricación de los paneles y soportes es de 3 años y medio.

Por otro lado, uno de los impactos positivos de interés corresponde a la reducción de emisiones contaminantes de dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x) dióxido de carbono (CO_2) y material particulado mediante el reemplazo de las plantas térmicas y carboneras por centrales fotovoltaicas

A continuación en la Tabla 2.6, a modo de ejemplo, se muestra la reducción de emisiones de los gases anteriormente mencionados en el sistema eléctrico español para tres escenarios distintos de reducción de emisiones.

Tipo de emisión	Emisiones de plantas térmicas convencionales año 2002 (Ton)	Reducción de emisiones (g/kWh)		
		Escenario 1: reemplazo de energía proveniente de todo el sistema	Escenario 2: reemplazo de energía proveniente de central térmica	Escenario 3: reemplazo de energía proveniente de central a carbón
SO_2	1100000	4,48	9,76	22,2
NO_x	280000	1,14	2,48	2,8
Material particulado	37500	0,15	0,33	0,3
CO_2	87000000	354	772	1058

Tabla 2.6: Reducción de emisiones contaminantes tras la aplicación de fuentes fotovoltaicas. Fuente [21].

2.5 Energías eólica y solar en el contexto de las energías renovables.

Las formas de energías revisadas hasta el momento son solamente 2 de una gama mayor de energías renovables (y sus correspondientes tecnologías de explotación) existentes en la actualidad, entre las que se cuentan la biomasa, geotérmica, hidráulica (asociada a plantas mini hidro) y mareomotriz.

En cuanto al mercado energético actual se refiere, todas las formas de energía renovable poseen un mayor costo por potencia instalada que las tecnologías convencionales en base a carbón, gas natural o energía nuclear. Esto se debe, principalmente, a la pequeña escala actual del sector energético – renovable y a las dificultades técnicas de aquellas tecnologías que aún no maduran (como la geotérmica, donde se debe aplicar alta y costosa tecnología en las plantas para que éstas soporten las altas temperaturas, así como para evitar la corrosión provocada por la presencia de sales y gases). Sin embargo, a futuro, basándose principalmente en el crecimiento del segmento renovable, se pronostica una disminución en los costos de inversión para todas las tecnologías, siendo el caso eólico el más destacado con costos competitivos respecto de las demás tecnologías (Tabla 2.7).

	2008		2030	
	Inversión (US\$/kW)	Generación (US\$/MWh)	Inversión (US\$/kW)	Generación (US\$/MWh)
Nuclear	1600 - 5900	42 - 137	3200 - 4500	55 - 80
Hidráulica	1970 - 2600	45 - 105	1940 - 2570	40 - 100
Biomasa	2960 - 3670	50 - 140	2550 - 3150	35 - 120
Eólica - Onshore	1900 - 3700	50 - 234	1440 - 1600	70 - 85
Geotérmica	3470 - 4060	65 - 80	3020 - 3540	55 - 70
Carbón	3223 - 6268	67 - 142	1400	94 - 104
Ciclo combinado	520 - 1800	76 - 120	900	78
Termosolar (SCP)	3470 - 4500	136 - 243	1730 - 2160	70 - 220
Eólica - Offshore	2890 - 3200	146 - 261	2280 - 2530	80 - 95
Mareomotriz	5150 - 5420	195 - 220	2240 - 2390	100 - 115
Fotovoltaica	5730 - 6800	333 - 600	2010 - 2400	140 - 305

Tabla 2.7: Costos de inversión y generación de las diferentes tecnologías [22].

Respecto al potencial de las tecnologías renovables en Chile, y tal como se revisó en el capítulo anterior, éste posee vastas zonas en el norte grande con alta abundancia eólica y solar, estimándose un potencial no despreciable de capacidad instalable. En el caso solar la abundancia es tal que ni siquiera se cuantifica (por ser demasiado grande).

Tecnología	Potencial Estimado (MW)
Geotérmica	2000
Eólica	6000
Biomasa	1000
Mini Hidro	2600
Solar	-
Total	11600

Tabla 2.8: Potencial estimado de energías renovables en Chile.

A partir de los datos de la Tabla 2.8 se tiene que las alternativas más importantes, respecto a su potencial, son la eólica y solar en base a tecnología fotovoltaica. La primera se justifica en la competitividad futura en precios y el potencial que tiene en el norte grande del país, mientras que la segunda, pese a no ser competitiva en precios, dispone de grandes extensiones de terreno con gran abundancia de recurso para instalarse, además de no requerir agua como insumo para su operación (a diferencia de la tecnología en base a concentración solar), siendo este último un recurso altamente escaso en una región desértica. Sí se pretende analizar la zona correspondiente al norte grande de Chile no resulta provechoso considerar la instalación de centrales de biomasa y mini – hidro por su casi nulo potencial en dicha región. Respecto a la Energía geotérmica, no resulta de interés un análisis de localización óptima de éste tipo de plantas debido al limitado número de lugares con dicho recurso (fuentes termales, geiseres).

Como conclusión, se obtiene que solamente las tecnologías eólica y fotovoltaica son de interés para el problema de localización de plantas de energías renovables en el norte grande de Chile, debido a su gran potencial en la región, sumado a la vasta superficie de terreno con el recurso renovable para la potencial instalación de centrales, siendo esto último lo que confiere importancia a la decisión de la localización de éstas.

3.1 El problema de localización

El problema de localización consiste en determinar la ubicación de una o múltiples plantas o centrales de recursos, ya sea en un espacio coordinado vinculado a una locación geográfica o dentro de una red con aristas y nodos (que puede representar una red eléctrica, carreteras y ciudades, etc). La determinación de la ubicación de una planta depende de uno o más factores que, para efectos de modelación matemática del problema, se representan en funciones objetivo que se desea maximizar o minimizar. A partir de esto último se tiene que el lugar elegido deberá optimizar la (s) función(es) objetivo.

El problema de localización en forma básica se conforma de 3 etapas:

- a) Búsquedas de alternativas de localización: independiente del tipo de modelación matemática que se realice para el problema, es necesario acotar el conjunto de posibles soluciones, ya sea mediante la conformación de un conjunto finito de localizaciones o mediante la delimitación geográfica de los posibles emplazamientos. El modelo matemático usado dependerá de la especificidad con que se realice la elección de sitios.
- b) Evaluación de las alternativas: una vez definidas las posibles localizaciones, se debe reunir la información que describa cada una de éstas, según los atributos más relevantes para el objetivo del problema, para luego compararlas entre sí. De ser necesario, se debe realizar una cuantificación numérica de atributos cualitativos que

sean determinantes en el desempeño de cada alternativa mediante el uso de diversas heurísticas.

- c) Selección de la localización: en esta etapa se utiliza un modelo matemático para determinar la alternativa que será solución. En general se optará por definir la solución teniendo en cuenta varios criterios (aunque es posible simplificarlo hasta definir un criterio que los contenga a todos). Dependiendo del modelo de decisión, ya sea este monocriterio o multicriterio, se obtendrá una solución óptima o un conjunto de “buenas soluciones”, respectivamente.

La problemática de localización de plantas y recursos ha sido abordada en diversas disciplinas como la medicina (instalación de centros de atención médica), telecomunicaciones (localización de recursos en redes de datos) e industria en general (localización de bodegas de almacenamiento), existiendo diferentes enfoques para abordar el problema dependiendo de las necesidades. Sin embargo, el planteamiento básico del problema de localización es común a todas las áreas, siendo éste un problema de optimización descrito tal como sigue en (3.1):

$$\begin{aligned} \min(\max) f(x) &= [f_1(x), \dots, f_m(x)] & x \in \Omega \\ \text{sujeto a: } c_j(x) &= 0 & j = 1 \dots n \\ h_k(x) &\leq 0 & k = 1 \dots p \end{aligned} \tag{3.1}$$

Donde x representa el vector de solución, Ω el dominio de solución, $f_i(\cdot)$ denota la(s) función(es) objetivo y $c_j(\cdot)$ y $h_k(\cdot)$ corresponden a las restricciones de igualdad y desigualdad respectivamente. De acuerdo a la aplicación que se requiera abordar el problema puede tener una o más funciones objetivo, de lo cual dependerá el método de resolución de este. Usualmente la función objetivo representa algún tipo de costo (asociado a la instalación que se desea ubicar) o distancia métrica que se requiere minimizar o, alternativamente, la utilidad que se desea maximizar. Similarmente, las restricciones del problema dicen relación con el tamaño máximo o mínimo de la planta, nivel de uso, localización de la competencia y de los clientes, además de limitaciones presupuestarias y acceso a suministros básicos.

Tal como se dijo anteriormente, existen diversos tipos de problemas de optimización dependiendo de las características que éstos tengan. En forma general, éstos se pueden clasificar de acuerdo al diagrama de la Figura 3.1:

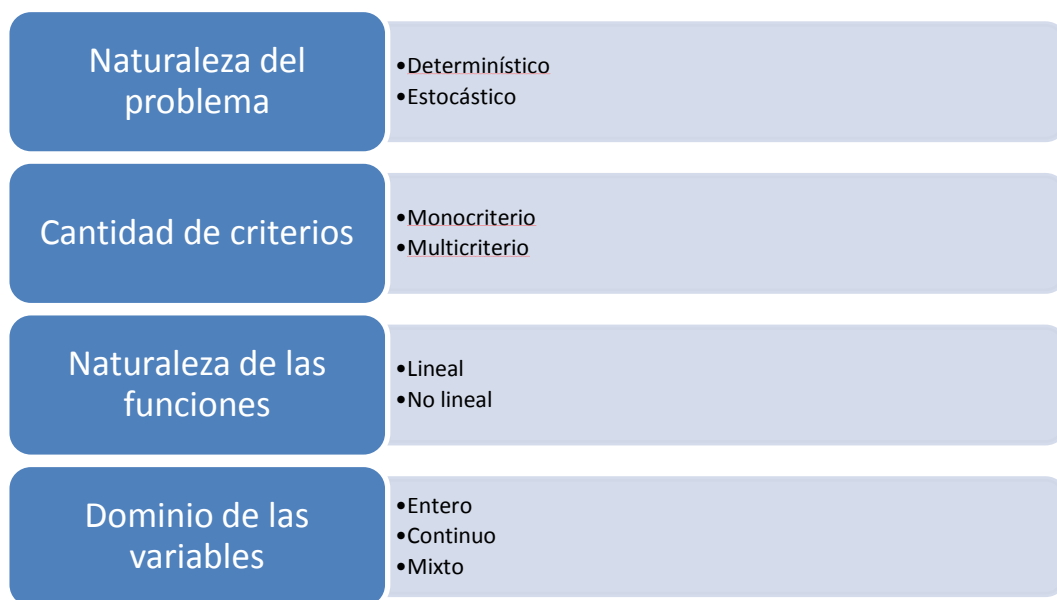


Figura 3.1: Clasificación de los problemas de optimización.

En la literatura se pueden encontrar diversos métodos de optimización para cada tipo de problema, de acuerdo a la clasificación mostrada. Dentro de los métodos monocriterios más conocidos y utilizados se encuentran Simplex (problemas lineales) y Branch and Bound (programación entera), los que se caracterizan por entregar una única solución óptima eliminando cualquier ambigüedad en la resolución del problema, sin embargo, poseen la desventaja de la inflexibilidad de su planteamiento matemático que no admite la incorporación de elementos cualitativos en la problemática. Ante esta carencia se comenzó con el planteamiento de métodos multicriterio, los que permiten abordar problemas complejos en los que no se cuenta con información suficientemente definida como para crear reglas de selección de alternativas, permitiendo que el usuario (tomador de decisiones) introduzca en la modelación sus propias reglas en base a su sentido común y su experiencia para plantear problemas.

Dentro de los métodos multicriterio de resolución se distinguen aquéllos que resuelven el problema de ubicación de varias centrales por medio de algoritmos evolutivos, los que requieren de exhaustiva información (para cada coordenada de la locación, o nodo de la red) y poseen la ventaja de abarcar las 3 etapas del proceso de localización en la modelación matemática, por lo que constituyen un planteamiento libre de ambigüedades. Por otro lado, los métodos que abordan el problema de localizar sólo una planta, como Promethee, ELECTRE y AHP, se caracterizan por realizar comparaciones entre elementos de un conjunto de potenciales soluciones, de acuerdo a criterios previamente seleccionados, requiriendo sólo la información por cada criterio y cada alternativa. Sin embargo, éstos abarcan solamente la tercera etapa de localización, por tanto la búsqueda y evaluación de alternativas deben realizarse por separado a través de un proceso extra – matemático, además de requerir información paramétrica acerca de la preferencia de alternativas y criterios. Por la ya mencionada ambigüedad de este tipo de métodos debida a la falta de información, nace el concepto de proceso de decisión ya que, a diferencia de los métodos monocriterio, éstos son incapaces de determinar un óptimo global. En

otras palabras, mientras que en los métodos monocriterio la propia resolución matemática entrega la alternativa óptima, en los métodos multicriterio es el "Tomador de decisiones" quien debe escogerla, a través de la información paramétrica ya mencionada.

3.2 El problema de localización de plantas energías renovables

El problema de localización de plantas de energía renovable es altamente dependiente de la tecnología que se pretende abordar y de los criterios o restricciones que son considerados. En cuanto a la naturaleza del problema, éste se puede caracterizar como no lineal de variables enteras; puede, alternativamente, ser planteado como monocriterio o multicriterio de acuerdo a la cantidad de funciones objetivo; determinístico o estocástico si se admite incertidumbre en las restricciones o funciones objetivo. En la literatura se pueden encontrar varios enfoques para la resolución de este tipo de problema, siendo los más relevantes aquéllos presentados en el capítulo 4.

El objetivo del presente trabajo es abordar el problema de localización desde el punto de vista de un inversionista que desea instalar sólo una central, siendo la mejor forma de hacerlo la mostrada en la expresión (3.2):

$$\{Max f_1(a), f_2(a), \dots, f_h(a), \dots, f_k(a) | a \in K\}, \quad \text{con } f_h(a), h = 1, 2, \dots, k \quad (3.2)$$

donde $f_1(\cdot), f_2(\cdot), \dots, f_k(\cdot)$ son las funciones objetivo (criterios para la instalación de centrales) mientras que K es un conjunto finito de alternativas (variable de las funciones objetivo) de emplazamiento para la central. Plantear el problema de esta forma presenta una ventaja respecto de la mayor dificultad para resolverlo, siendo ésta la cantidad de información que se requiere, la que no necesariamente coincide con la información disponible. Esta formulación está pensada para la resolución del problema por medio de un método de decisión multicriterio, por lo que no es necesario realizar un sistema coordinado para la región geográfica en estudio ni contar con una expresión analítica para las funciones objetivo, sino que sólo se requiere evaluar cada función objetivo para cada alternativa del conjunto K .

No obstante la simpleza ganada por medio de este planteamiento, en términos de la información requerida, se debe realizar una heurística para designar a los integrantes del conjunto K de acuerdo a criterios extra – matemáticos y buscar la información necesaria que permita evaluar las funciones objetivo en esos puntos. Es en esta etapa cuando se introducen las primeras subjetividades a la resolución, por parte de quien resuelve el problema, las que juegan el papel de restricciones de éste (ya que este planteamiento carece de restricciones analíticas).

Posteriormente, en el proceso de resolución, se deberá introducir más información relativa a las preferencias que permitan seleccionar alternativas, transformándose este en un proceso donde quien resuelve (tomador de decisiones) escoge la mejor alternativa (proceso de decisión).

Para dar curso al proceso de toma de decisión que permita determinar cuál es la mejor alternativa dentro del conjunto K , se debe implementar un método analítico para resolver el problema, lo que se traduce en la introducción de un concepto de optimalidad que se adecue a este. En el presente trabajo se ha optado por la utilización del método Promethee para la resolución de este problema. A continuación se presentan los fundamentos teóricos comunes a los métodos de decisión multicriterio y en especial del método Promethee.

3.3 Los métodos de decisión multicriterio

La toma de decisión surge de la necesidad de resolver un problema. Dependiendo de la naturaleza de éste, es decir, de su dificultad (cantidad de factores que lo afectan) y de la gravedad de las consecuencias de la decisión, será necesario un método sistemático para hallar la solución.

Los métodos de decisión multicriterio constituyen herramientas analíticas de utilidad para el análisis de problemas complejos. Los procesos de toma de decisiones han sido analizados y modelados matemáticamente para permitir a los tomadores de decisiones abordar los problemas de forma analítica y visualizar de buena forma todos los factores que intervienen tanto en los procesos como en las preferencias.

3.3.1 Principales elementos de un análisis de decisión

Dentro de la formalización matemática del problema de toma de decisiones se distinguen los siguientes elementos comunes a todos los métodos multicriterio:

- Criterios (atributos): corresponden a las normas intelectuales para juzgar o decidir. Genéricamente reciben la notación de f_j . En problema multicriterio estará constituido por un conjunto de éstos $G = \{f_1, f_2, \dots, f_m\}$.
- Alternativas: acciones u objetos de decisión que componen soluciones para el problema planteado. También suelen ser llamadas opciones, escenarios, planes, candidatos, etc. Formalmente se definen con un conjunto de elementos $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$.

Dependiendo del modelo, se debe también implementar índices que representen el desempeño de cada alternativa con respecto a cada criterio, y también índices que representen la importancia de los criterios entre sí.

A continuación se ofrece una descripción más detallada acerca de la formalización de los métodos de sobreclasificación, dentro de los cuales se encuentra Promethee.

3.3.2 Relaciones de sobreclasificación

Dentro de los métodos de decisión multicriterio se encuentran los basados en relaciones de sobreclasificación. Éstos nacen como respuesta a los métodos monocriterio usualmente usados en los años 60, y dotan de mayor realismo a los modelos de tomas de decisiones. Por otro lado, poseen la característica de no permitir los intercambios de nivel de desempeño entre distintos atributos, representando entonces una alternativa a los métodos compensatorios como el de la suma ponderada. A su vez, permiten la coexistencia de alternativas incomparables, lo que implica que no se suponen propiedades de transitividad al realizar comparaciones entre las distintas opciones.

La base de estos métodos de decisión se basa en comparaciones. Al realizar éstas se dice que la opción a supera a la b (aSb) si existen suficiente motivos a favor de a y no existen motivos suficientes en contra de a . Los motivos marcan la diferencia entre los distintos métodos de sobreclasificación, los cuales varían en la cantidad de parámetros a considerar, la introducción de aspectos estocásticos o lógica difusa.

En general, dadas dos alternativas a y b , es posible encontrar las siguientes situaciones:

- aSb o bSa
- aSb y bSa , lo que implica que aIb (es decir, a es indiferente a b)
- aRb , es decir, a y b son incomparables, lo que implica que no se verifica ninguna de las situaciones anteriores.

Este conjunto de situaciones (S, I, R) conforman lo que se denomina "estructura de preferencia" y cumplen las siguientes propiedades:

- S es asimétrica ($aSb \Rightarrow b\tilde{S}a$, entendiéndose \tilde{S} como la relación "no supera").
- I es irreflexiva (es decir, no se cumple aIa).
- I es simétrica ($aIb \Rightarrow bIa$).
- R es irreflexiva (es decir, se verifica que $a\tilde{R}a$, siendo \tilde{R} la relación "no indiferente")
- R es simétrica ($aRb \Rightarrow bRa$).

Las relaciones de clasificación no son necesariamente transitivas. Esto es, si aSb y bSc , ello no necesariamente implica que aSc . Esto hace que el método sea simultáneamente práctico y ambiguo, al igual que muchas de las tomas de decisión de la vida real. Es por esta falta de fundamentos axiomáticos que muchas veces esta familia de métodos es criticado, sobre todo los métodos ELECTRE. La familia Promethee posee mayores avances en la materia pero su caracterización es aún un problema abierto.

3.4 Formulación del método Promethee

Para entender el método primero es necesario considerar el siguiente problema monocriterio, que corresponde a la formulación típica de los problemas de optimización:

$$\{Max f(a) | a \in K\} \tag{3.3}$$

Con K un conjunto de posibles acciones o soluciones y $f:K \rightarrow \mathbb{R}$ criterio diferenciador para dichas acciones. Para este caso se considerará que K es finito o pequeño. El criterio puede ser tanto maximizado (como en este caso) o minimizado, sin pérdida de generalidad. El problema formulado se encuentra bien definido ya que es perfectamente plausible hallar una solución óptima \tilde{a} tal que $f(\tilde{a}) \geq f(a), \forall a \in K$, obteniendo a su vez una relación de orden que puede ser representada a través de un grafo considerando las alternativas como nodos y las relaciones desigualdad como arcos tal como sigue (Figura 3.2):

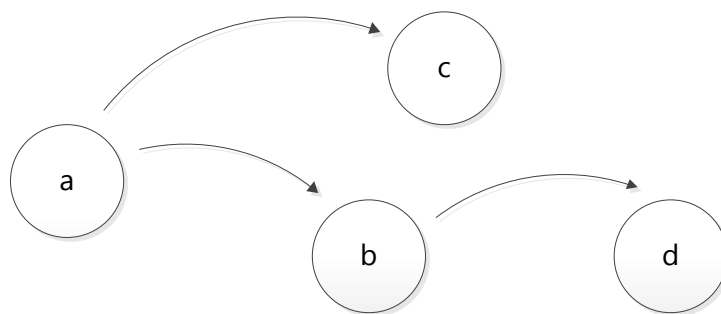


Figura 3.2: Grafo del ranking Promethee.

Por otro lado, si se formula el siguiente problema multicriterio:

$$\{Max f_1(a), f_2(a), \dots, f_h(a), \dots, f_k(a) | a \in K\}, \quad \text{con } f_h(a), h = 1, 2, \dots, k \tag{3.4}$$

con k criterios, en general no se inducirá un preorden total sobre el conjunto K , lo que permite concluir que no está bien definido, ya que la noción de optimalidad del problema monocriterio no tiene sentido en este caso; en general no existe una solución \tilde{a} tal que $f_h(\tilde{a}) \geq f_h(a), \forall a \in K, \forall h$.

Sean a y b dos acciones pertenecientes a K tales que $f_h(a) \geq f_h(b), \forall h \in \{1, 2, \dots, k\}$, cumpliéndose al menos una de las desigualdades en forma estricta. Cuando esto se cumple se dice que a domina b , lo que significa obtener en K un orden parcial (relación transitiva) llamado *orden de dominancia*. Sí nuevamente se considera las acciones de K como los nodos de un grafo, siendo el arco (ab) el que representa la relación a domina b , se obtiene el grafo de dominancia. Dicho orden de dominancia es muy pobre, incluso cuando se consideran pocos

criterios, por lo que el grafo no posee muchos arcos, incluso está vacío en la mayoría de los casos.

La relación de dominancia antes descrita, asociada a un problema multicriterio, se basa en la unanimidad de los puntos de vista ($\forall h$), y es usualmente tan pobre que no puede ser utilizada para resolver problemas. Es por esto que muchos autores han propuesto métodos de sobreclasificación para enriquecer la relación de dominancia, basados en un principio de mayoría en lugar de la unanimidad de los puntos de vista. De esta manera se puede afirmar que los métodos consisten en un compromiso entre las pobres relaciones de dominancia y las relaciones de orden estrictas y rigurosas generadas por los métodos basados en funciones de utilidad. Todo método de sobreclasificación posee dos partes:

- La construcción de una relación de sobreclasificación.
- La explotación de la relación de sobreclasificación con el objetivo de asistir al tomador de decisiones.

Estas dos fases pueden ser tratadas de diferente manera y se han propuesto muchos modelos ad – hoc a diferentes problemas.

Los métodos más conocidos y utilizados son el método ELECTRE en sus diferentes versiones (I, II, III y IV) y el método Promethee (I, II, III, IV, V y VI). En cuanto al primero, ha sido utilizado exitosamente en la resolución de diferentes problemas concretos, sin embargo, es bastante intrincado ya que requiere gran cantidad de parámetros, muchos de los cuales no tienen un significado económico real y son sólo de carácter técnico, lo que implica la introducción de gran cantidad de subjetividades al problema que tienen un efecto desconocido sobre el resultado. En respuesta al método ELECTRE, Promethee evita la necesidad de introducir tantos parámetros a través de un planteamiento sencillo y fácil de entender, basado en la extensión de la noción de criterio. A su vez, los criterios planteados pueden ser fácilmente construidos debido a que representan, de forma intuitiva, la intensidad de la preferencia y solamente requieren parámetros (dos por cada criterio) que tienen sentido económico bien definido, obteniendo finalmente un grafo de preferencias como resultado de la problemática.

En resumen, el método Promethee presenta una serie de ventajas respecto de otros métodos de decisión que lo hacen propicio para resolver el problema planteado en (3.2). Entre las características destacables de este método se encuentran:

- Posibilidad de evaluar aspectos cualitativos de los candidatos a través de una adecuada función de preferencia.
- Sencillo y de fácil entendimiento para el tomador de decisiones, versus otros métodos intrincados y no necesariamente más precisos.

- La información que el método requiere para operar solamente se limita a la de cada candidato y a los criterios de evaluación considerados, no requiriendo información paramétrica adicional.

A continuación, se expone en detalle la formulación del método Promethee, el que será aplicado al problema de localización de plantas eólicas y fotovoltaicas por las razones ya comentadas.

3.4.1 Principios del método Promethee

1- Extensión de la noción de criterio.

La clásica noción de criterio implica una "estructura de preferencia $\{I, P\}$ " en K . De hecho, si f es un criterio, se tiene:

$$\begin{aligned} a P b & \text{ssi } f(a) > f(b) \\ a I b & \text{ssi } f(a) = f(b) \end{aligned} \tag{3.5}$$

Donde P e I denotan preferencia e indiferencia, respectivamente. Esta modelación de las preferencias del tomador de decisiones implica que sólo hay una preferencia estricta independiente de la diferencia entre $f(a)$ y $f(b)$ (sea ésta grande o pequeña). Adicionalmente, se define la indiferencia a través de una igualdad, otorgándole entonces la propiedad de transitividad, lo que constituye un supuesto poco realista (de acuerdo a lo explicado anteriormente).

La extensión se basa en la introducción de una función de preferencia dada por el tomador de decisiones para definir la preferencia entre a y b . Esta función puede ser definida para cada criterio, teniendo como recorrido el intervalo $[0,1]$. El valor de la función será menor mientras mayor sea el grado de indiferencia entre las dos alternativas; la función tendrá valores cercanos a 1 cuando exista una preferencia fuerte por alguna de las alternativas.

De manera formal, si se tiene el problema multicriterio de (3.4), siendo $f(\cdot)$ un criterio en particular y a, b dos acciones posibles, la función de preferencia de a sobre b se define como:

$$P(a, b) = \begin{cases} 0 & \text{si } f(a) \leq f(b) \\ p[f(a), f(b)] & \text{si } f(a) > f(b) \end{cases} \tag{3.6}$$

Independiente de las aplicaciones particulares del método Promethee, todas tienen por objetivo comparar escogiendo funciones $p(\cdot)$ del siguiente tipo:

$$p[f(a), f(b)] = p[f(a) - f(b)] \tag{3.7}$$

es decir, con argumento igual a la diferencia entre los valores de $f(a)$ y $f(b)$. Estas funciones son conocidas como cuasi – criterios y pseudo – criterios, ya que en su definición analítica las primeras consideran un intervalo de indiferencia (en vez de un punto) y las segundas toman en cuenta un intervalo de "duda" entre la indiferencia y la preferencia. Las funciones más utilizadas en la literatura se describen a continuación:

a) Tipo I: criterio usual

$$p(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq 0 \\ 1 & \text{si } x > 0 \end{cases} \quad (3.8)$$

En este caso la indiferencia entre a y b sólo se produce cuando $f(a) = f(b)$. Mientras haya la más mínima diferencia entre ambos valores, el tomador de decisiones tendrá una preferencia estricta por alguna de las alternativas. En esta función no se define ningún parámetro extra y sólo permite al tomador de decisiones usar el criterio de forma usual cuando éste lo requiera.

b) Tipo II: Cuasi – Criterio

$$p(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq L \\ 1 & \text{si } x > L \end{cases} \quad (3.9)$$

Para este caso, y para el criterio $f(\cdot)$ en particular, a y b son indiferentes mientras la diferencia entre $f(a)$ y $f(b)$ no exceda L ; si esto no se cumple la preferencia es estricta.

c) Tipo III: Criterio con preferencia lineal

$$p(x) = \begin{cases} x/m & \text{si } x \leq m \\ 1 & \text{si } x > m \end{cases} \quad (3.10)$$

Esta extensión de la noción de criterio permite al tomador de decisiones preferir progresivamente a sobre b mientras mayor sea la diferencia entre $f(a)$ y $f(b)$. La intensidad de la preferencia aumenta linealmente hasta que la diferencia es igual a m , siendo estricta para valores mayores.

d) Tipo IV: criterio por niveles

$$p(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq q \\ \frac{1}{2} & \text{si } q < x \leq q + p \\ 1 & \text{si } x > q + p \end{cases} \quad (3.11)$$

En este caso a y b son considerados indiferentes cuando la diferencia entre $f(a)$ y $f(b)$ es menor que q ; entre q y $p + q$ la preferencia es débil ($1/2$) y para valores mayores la preferencia es estricta. Este tipo de criterio es similar a los utilizados en el método ELECTRE, sin embargo en

este caso los parámetros tienen significado bien definido y pueden ser escogidos por el tomador de decisiones de forma clara de acuerdo a sus conocimientos.

e) Tipo V: criterio lineal con áreas de preferencia e indiferencia.

$$p(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq s \\ (x - s)/r & \text{si } s \leq x \leq s + r \\ 1 & \text{si } x \geq s + r \end{cases} \quad (3.12)$$

En este caso el tomador de decisiones considera que a y b son completamente indiferentes si la diferencia entre $f(a)$ y $f(b)$ no exceda el valor s . Para valores mayores de esta diferencia la preferencia crece linealmente hasta que alcanza el valor $s + r$.

f) Tipo VI: Criterio gaussiano

$$p(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq 0 \\ 1 - e^{-x^2/2\sigma} & \text{si } x > m \end{cases} \quad (3.13)$$

Si un cierto criterio es definido como de tipo gaussiano se tiene un incremento en la preferencia al aumentar la diferencia entre $f(a)$ y $f(b)$, tal como en los otros criterios. Sin embargo, en este caso el incremento se produce de acuerdo a una distribución normal estadística. Por lo tanto, si la preferencia se define a partir de datos históricos, es fácil para el tomador de decisiones incorporar dicho conocimiento a través del uso del parámetro σ .

Siguiendo con la aplicación del método, una vez que se han identificado todos los criterios de acuerdo a las tipologías antes expuestas, es necesario ordenar la información que describe cada una de las alternativas (atributos). Para esto objetivo, los atributos de cada alternativa, de acuerdo a cada criterio, se ordenan en la matriz de (3.14), llamada matriz de evaluación.

$$\begin{pmatrix} f_1(a_1) & \cdots & f_K(a_1) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ f_1(a_N) & \cdots & f_K(a_N) \end{pmatrix} \quad (3.14)$$

A partir de la matriz de evaluación y haciendo uso de las funciones de criterio es posible obtener la preferencia para cada par de alternativas, de acuerdo a cada criterio. De esta forma, se constituye tantas matrices como criterios tenga el problema, siendo éstas cuadradas de dimensión igual a la cantidad de alternativas.

3.4.2 Valoración de las preferencias

Una vez obtenidas las preferencias para cada par de alternativas y de acuerdo a cada criterio, es necesario condensar toda la información para establecer un orden parcial entre las opciones. Con este objetivo se define el índice de preferencia para cada par de alternativas, el que busca representar la preferencia de a sobre b considerando todos los criterios (3.15):

$$\pi(a, b) = \frac{1}{k} \sum_{h=1}^k w_h \cdot P_h(a, b) \quad (3.15)$$

Donde w_h corresponde al ponderador asociado al criterio h . De la forma analítica del índice se desprende que éste varía entre 0 y 1, siendo mayor la preferencia para valores cercanos a este último.

3.4.3 Explotación de la relación de sobreclasificación

Gracias al índice de preferencia es posible resumir la información sobre estas últimas. Sin embargo, esto no es suficiente para la resolución de un problema de elección donde se requiere elegir una buena opción dentro de un ranking (en general en los problemas multicriterio no se habla de "óptimo"). Para lograr esto existen diferentes enfoques que permiten construir un orden entre las alternativas, de los cuales se expondrán los dos más importantes.

a- Promethee I: Ranking de las alternativas a través de un preorden parcial.

Considerando el índice de preferencia presentado anteriormente, se define para cada nodo a del grafo el flujo de salida:

$$\phi^+(a) = \sum_{x \in K} \pi(a, x) \quad (3.16)$$

Análogamente, se define el flujo de entrada como:

$$\phi^-(a) = \sum_{x \in K} \pi(x, a) \quad (3.17)$$

El flujo de salida representa el grado de dominación que tiene a sobre todas las otras alternativas, respecto de todos los criterios considerados, mientras que el flujo de entrada representa el nivel de inferioridad de a respecto de todas las demás alternativas.

En base a estos dos flujos es posible establecer dos relaciones de preorden total $\{I^+, P^+\}$ y $\{I^-, P^-\}$ tal como sigue:

$$\begin{aligned}
 a P^+ b & \text{ ssi } \phi^+(a) > \phi^+(b) \\
 a P^- b & \text{ ssi } \phi^-(a) < \phi^-(b) \\
 a I^+ b & \text{ ssi } \phi^+(a) = \phi^+(b) \\
 a I^- b & \text{ ssi } \phi^-(a) = \phi^-(b)
 \end{aligned}
 \tag{3.18}$$

Luego, a partir de estas definiciones se puede establecer la relación de preorden parcial de Promethee I $\{I^{(1)}, P^{(1)}, R\}$, a partir de sus intersecciones:

$$\begin{aligned}
 a \text{ supera } b (a P^{(1)} b) &: & \text{ si } & \begin{cases} a P^+ b \wedge a P^- b \\ a P^+ b \wedge a I^- b \\ a I^+ b \wedge a P^- b \end{cases} \\
 a \text{ indiferente } b (a I^{(1)} b) & & \text{ si } & a I^+ b \wedge a I^- b \\
 A \text{ y } b \text{ son incomparables } (a R b) & & & \text{ cualquier otro caso}
 \end{aligned}
 \tag{3.19}$$

Esto constituye un orden parcial, ya que ofrece ordenar las alternativas en un ranking permitiendo la existencia de elementos incomparables, característica útil cuando se requiere hallar sólo la mejor alternativa dentro de un conjunto, sin importar el orden del resto.

b- Promethee II: Ranking de alternativas a través de un preorden total.

En caso de que el tomador de decisiones requiera un ranking de alternativas estricto se considera para cada alternativa $a \in K$ el flujo neto:

$$\phi(a) = \phi^+(a) - \phi^-(a)
 \tag{3.20}$$

El que es utilizado para hacer el ranking usando la siguiente relación $\{I^{(2)}, P^{(2)}\}$:

$$\begin{aligned}
 a \text{ supera } b (a P^{(2)} b) & & \text{ si } & \phi(a) > \phi(b) \\
 a \text{ indiferente } b (a I^{(2)} b) & & \text{ si } & \phi(a) = \phi(b)
 \end{aligned}
 \tag{3.21}$$

Esto constituye una relación completa, sin embargo, es pobre en información comparada con Promethee I debido al efecto de compensación producido por los flujos de entrada y salida.

3.5 El método GAIA

Tal como se vio anteriormente, el objetivo del método Promethee es realizar comparaciones entre alternativas con el fin de construir un ranking, lo que se puede llevar a cabo de diversas formas. Sin embargo, el ranking obtenido es preceptivo, es decir, es un orden que el tomador de decisiones debe respetar necesariamente para realizar la elección de una alternativa, incluso sin tener una idea acabada de la estructura del problema de decisión. Es por esto que el método GAIA (Graphical Analisy for Interactive Assistance) tiene por objetivo realizar una representación gráfica del problema de decisión y un análisis de sensibilidad sobre las mejores alternativas respecto de los parámetros del modelo (pesos asociados a cada criterio).

El método GAIA toma como punto de partida la definición de flujo neto usada en Promethee II. Para comprender el método GAIA en forma teórica es necesario describir dicha definición en función de flujos netos para cada criterio. En efecto, los flujos para cada criterio se definen de la siguiente manera:

$$\phi_h(a_i) = \frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n [P_h(a_i, a_j) - P_h(a_j, a_i)] \quad (3.22)$$

Luego el flujo neto queda definido como:

$$\phi(a_i) = \sum_{h=1}^k w_h \cdot \phi_h(a_i) \quad (3.23)$$

(Se debe notar que la definición es equivalente a la anteriormente dada para el mismo flujo, y que sólo se reescribió para la explicación del método GAIA).

En base a los flujos para cada criterio es posible definir la siguiente matriz:

$$\Phi = \begin{pmatrix} \phi_1(a_1) & \cdots & \phi_k(a_1) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \phi_1(a_n) & \cdots & \phi_k(a_n) \end{pmatrix} \quad (3.24)$$

Cada fila de la matriz Φ está asociada a una alternativa, mientras que cada una de las columnas está asociada a un criterio. Ésta puede ser interpretada como una serie de n puntos en un espacio k – dimensional (constituido por los flujos de cada criterio), sin embargo, carece de utilidad práctica ya que es imposible representarla en 2 dimensiones. Con el objetivo de reducir las dimensiones y obtener una perspectiva en 2D del problema se aplica la técnica de Análisis de Componentes Principales (PCA, por su sigla en inglés) sobre la serie de puntos.

La técnica PCA tiene como primer paso el cálculo de los valores y vectores propios de la matriz Φ , en particular, los vectores propios asociados a los dos mayores valores propios. Estos vectores propios cumplen la propiedad de ser ortogonales entre si, por lo que definen el plano óptimo para la representación del problema (plano GAIA), es decir, el que proyecta el problema minimizando la pérdida de información debido a la reducción dimensional.

Sean $\lambda_1, \dots, \lambda_k$ los valores propios de la matriz Φ ordenados de mayor a menor. Luego, se define la siguiente matriz donde cada columna está constituida por los vectores propios asociados a cada valor propio del conjunto (en el mismo orden):

$$V = \begin{pmatrix} v_{11} & \cdots & v_{k1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ v_{1k} & \cdots & v_{kk} \end{pmatrix} \quad (3.25)$$

Las coordenadas de cada una de las alternativas y los vectores que definen los criterios en el plano GAIA son obtenidas luego de calcular la matriz Θ :

$$\Theta = \Phi * V = \begin{pmatrix} \phi_1(a_1) & \cdots & \phi_k(a_1) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \phi_1(a_n) & \cdots & \phi_k(a_n) \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} v_{11} & \cdots & v_{k1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ v_{1k} & \cdots & v_{kk} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \alpha_{11} & \cdots & \alpha_{1k} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \alpha_{n1} & \cdots & \alpha_{nk} \end{pmatrix} \quad (3.26)$$

Luego, para la representación en 2D se deben usar sólo las dos primeras componentes de cada columna de la matriz, mientras que para obtener las coordenadas correspondientes a los vectores de los criterios se debe hacer producto punto entre el vector unitario asociado a cada dimensión del espacio k – dimensional, y los dos vectores propios asociados a los dos valores propios más grandes.

Finalmente, la preferencia que tiene el tomador de decisiones respecto del total de criterios considerados puede ser representada por medio de la proyección de los pesos asociados a cada uno de éstos (w_1, \dots, w_k) en el plano GAIA. Esta proyección da origen a un vector llamado "puntero de decisión", el que indica la dirección, en el plano GAIA, en que se encuentran los puntos que el tomador de decisiones desea escoger. El puntero de decisión puede ser interpretado como la suma ponderada de los objetivos considerados, esto es:

$$\Psi = \sum_{h=1}^k c_h \cdot \overline{w}_h \quad (3.27)$$

donde c_h corresponde a la proyección del criterio h en el plano GAIA y \overline{w}_h corresponde al peso normalizado respecto del conjunto, es decir:

$$\overline{w}_h = \frac{w_h}{\sum_{j=1}^k w_j} \quad (3.28)$$

Como resultado de todo el proceso descrito, se logra una representación gráfica como la presentada en la Figura 3.3:

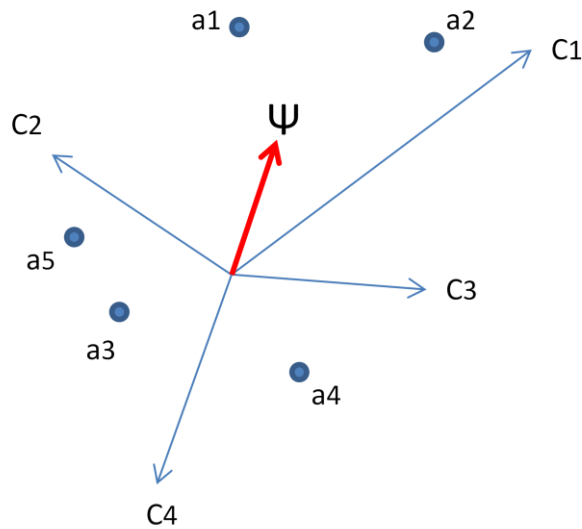


Figura 3.3: Gráfico del plano GAIA.

En la Figura 3.3 los puntos a_1, \dots, a_5 representan las alternativas, y los vectores c_1, \dots, c_4 representan los criterios, mientras que el vector de color rojo corresponde al puntero de decisión. En este caso las dos opciones que más coinciden con las preferencias son a_1 y a_2 , mientras que el resto de las alternativas se encuentran en direcciones distintas al puntero de decisión.

Para realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros en la solución final, ésta se puede realizar al implementar computacionalmente el método descrito, dando la posibilidad de modificar en tiempo real los pesos asociados a cada criterio. Esta característica será revisada en el capítulo 7.

En definitiva, el logro conseguido al usar el método GAIA es hacer una representación geométrica de los criterios (los cuales apuntan en diferentes direcciones), y de las alternativas como puntos, lo que permite realizar comparaciones entre criterio y alternativa, entre criterios y alternativas entre sí, dando al tomador de decisiones una noción clara de cuál es la mejor alternativa y la similitud de ésta con el resto.

La principal limitación que posee este método se relaciona con la pérdida de información producto de la reducción dimensional. Intuitivamente, se define el siguiente índice para estimar el porcentaje de información conservada luego de realizar la proyección:

$$\delta = \frac{\lambda_1 + \lambda_2}{\sum_{j=1}^k \lambda_j} \quad (3.29)$$

Sin embargo, mientras la pérdida no sea mayor al 30%, ésta no dificulta la aplicación del método. Como precaución a la eventual pérdida de información que se produzca en problemas particulares, alternativamente se calcula el ranking de Promethee II.

Diferentes enfoques en el problema de localización de centrales eléctricas

De acuerdo a lo explicado en el capítulo anterior, a pesar de que los problemas de localización de plantas y recursos poseen el mismo planteamiento básico, es posible encontrar en la literatura una gran variedad de formas de abordar el problema así como de métodos para resolverlo. A continuación se realiza una breve revisión bibliográfica de las tendencias más utilizadas en este tema, lo que servirá para poner en contexto la metodología que será propuesta en los próximos capítulos.

4.1 Sistema GIS en la localización de plantas.

En [22] se plantea el problema de la localización de plantas de biogás y biomasa del tipo CHP, las que aprovechan los subproductos de la actividad agrícola y ganadera a través de reactores bioquímicos que producen biogás. Por esto último, se hace hincapié en que el problema depende fuertemente de las características particulares de la región geográfica que se analice. Asimismo, el trabajo se orienta a la definición de un problema de optimización basado en un sistema GIS (Geographic Information System) que divide a la región geográfica de estudio en una grilla de cuadros de 5 km. por 5 km., incorporando en éste la ubicación de todas las fuentes de materia prima (correspondiente a industrias agrícolas), y el costo de transporte de la materia prima para cada cuadrante. Cabe destacar que, aunque la creación del sistema GIS requiere gran cantidad de información, para el caso particular de localizar plantas de biogás es completamente factible su realización dado el carácter discreto y bien conocido que posee la ubicación del recurso renovable, versus los recursos eólico y solar que poseen una distribución continua y no necesariamente conocida.

El problema de optimización planteado en base al sistema GIS tiene como función objetivo maximizar la utilidad de las centrales a instalar (en un horizonte de tiempo dado), considerando el ingreso por energía y los costos de operación de la planta, que a su vez comprenden el transporte de los subproductos agrícolas y la producción de biogás a partir de ellos (cuyos parámetros que los describen también se encuentran contenidos en el sistema GIS).

Finalmente, para la resolución del problema, debido al carácter no lineal que posee la función objetivo y a sus restricciones no explícitas, se utiliza un algoritmo genético que realiza la búsqueda de una solución a través de una metodología de ensayo y error mediante el uso de operadores genéticos. De acuerdo a la teoría de este tipo de algoritmos, éstos se inician con una "población" aleatoria de individuos (vectores con la ubicación de las centrales), los que son después evaluados a través de los siguientes pasos:

- 1) Encontrar el camino más corto entre la central y el depósito de biomasa.
- 2) Identificar la extensión geográfica desde donde se explotarán los depósitos de biomasa, de acuerdo al consumo que requiera la central para su operación.
- 3) Calcular los costos e ingresos asociados a esa ubicación.

Luego, el algoritmo genético producirá una nueva y mejor población usando tres operadores genéticos: selección, cruzamiento y mutación. Cada uno se describe a continuación.

- a) Selección: se compara el valor de un individuo (en la función objetivo) con el promedio del resto de la población a través del cociente de estos dos valores. Luego, del cociente resultante, la parte entera indica el número de copias que tendrá dicho individuo en la próxima generación, mientras que la fracción representa la probabilidad de un individuo adicional.
- b) Cruzamiento: cada posición del vector (individuo) es cambiado con uno adyacente con una cierta probabilidad (en este caso 0,5).
- c) Mutación: cada posición del vector puede mutar en un nuevo valor de acuerdo a una pequeña probabilidad.

Finalmente, mediante este método, es posible encontrar una buena solución que incluye la cantidad óptima de generadores a instalar, su ubicación y los recursos que debe explotar para asegurar su operación, todo esto de una manera más eficiente que el método de ensayo y error sobre millones de posibles alternativas, logrando así acortar los tiempos de resolución.

4.2 **Algoritmo evolutivo multiobjetivo para determinación de localización y tamaño óptimo de centrales.**

En [24], a diferencia del punto anterior, se aborda el problema de ubicación de generación distribuida en redes de distribución (media tensión) mediante el planteamiento de un problema de optimización multiobjetivo resuelto a través de una metodología ad – hoc que contiene un algoritmo genético. Dicho método de resolución debe encontrar ubicaciones (barras del sistema) y tamaños óptimos para fuentes renovables de energía para una topología de red dada, minimizando varias funciones objetivo relacionadas a los costos por pérdidas de energía, interrupciones de servicio, mejoramiento de la red eléctrica, niveles de voltaje en las barras, corrientes de régimen permanente y niveles de cortocircuito.

La metodología de resolución presentada en [24] se caracteriza por tomar una de las funciones objetivo como maestra, de acuerdo a las prioridades del tomador de decisiones, y deja como esclavas al resto, es decir, actúan como restricciones de desigualdad del problema acotadas por un valor conocido por el tomador de decisiones. A partir de lo explicado, se deduce que la mejora de este planteamiento respecto a los monocriterios es la libertad que tiene el tomador de decisiones de priorizar el aspecto más relevante de la optimización (al escoger la función objetivo maestra).

Existen numerosos trabajos que abordan el problema con enfoque similar como [25] y [26], destacando el caso de [27], que considera una función objetivo para optimizar la reducción de emisiones contaminantes a través de una compensación económica a los generadores.

4.3 **Selección de emplazamiento de central a través de lista de merito de sitios candidatos.**

En [28] se aborda el problema de la búsqueda de localizaciones para una planta fotovoltaica de 60 MW en China, para lo cual se detallan todas las consideraciones tanto técnicas como económicas más relevantes para el emplazamiento de este tipo de centrales como por ejemplo la abundancia del recurso, la ocurrencia de desastres climáticos como tormentas de arena o lluvia y la distancia al punto de conexión con la red, entre otras. Sin embargo, carece de un método complejo que permita comparar las posibles localizaciones y realizar elecciones o calificaciones de éstas en forma sistemática. El método usado para la selección de sitios solamente consiste en recopilar la información de todos los atributos considerados para un conjunto de sitios candidatos y cuantificar en cada uno de ellos el número de categorías en que son superiores al resto de las alternativas. Finalmente, el sitio de emplazamiento será aquel que supere al resto en la mayor cantidad de categorías, siendo éste un método compensatorio que no considera en su análisis cuan deficiente es una alternativa respecto a las demás.

Metodología propuesta

En este capítulo se realiza una completa descripción de la metodología propuesta basada en el método Promethee para la elección de sitios de emplazamiento de centrales eólicas y fotovoltaicas. El método es planteado por etapas de tal modo que pueda ser adaptado fácilmente a los dos tipos de tecnologías en estudio. Eventualmente, puede ser incluso aplicado a otras tecnologías de generación renovables no abordadas en el presente trabajo.

Dado que el método Promethee sólo realiza comparaciones entre un número finito de alternativas, la metodología propuesta se divide en dos etapas, la primera de las cuales corresponde a una heurística o estrategia para elegir sitios de emplazamiento en base a información geográfica y de disponibilidad de recursos renovables, mientras que la segunda consiste en la comparación de los sitios de emplazamiento escogidos en la primera etapa, mediante la aplicación del método Promethee, sobre una serie de atributos relevantes para la rentabilidad de un proyecto de este tipo. Finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad sobre los resultados del método Promethee, mediante el método GAIA y otras herramientas que permite analizar gráficamente el impacto que distintas decisiones tienen sobre el proceso de elección, en el contexto de la subjetividad asociada al uso de métodos de decisión multicriterio. El método planteado se resume en el diagrama de flujo de la Figura 5.1.

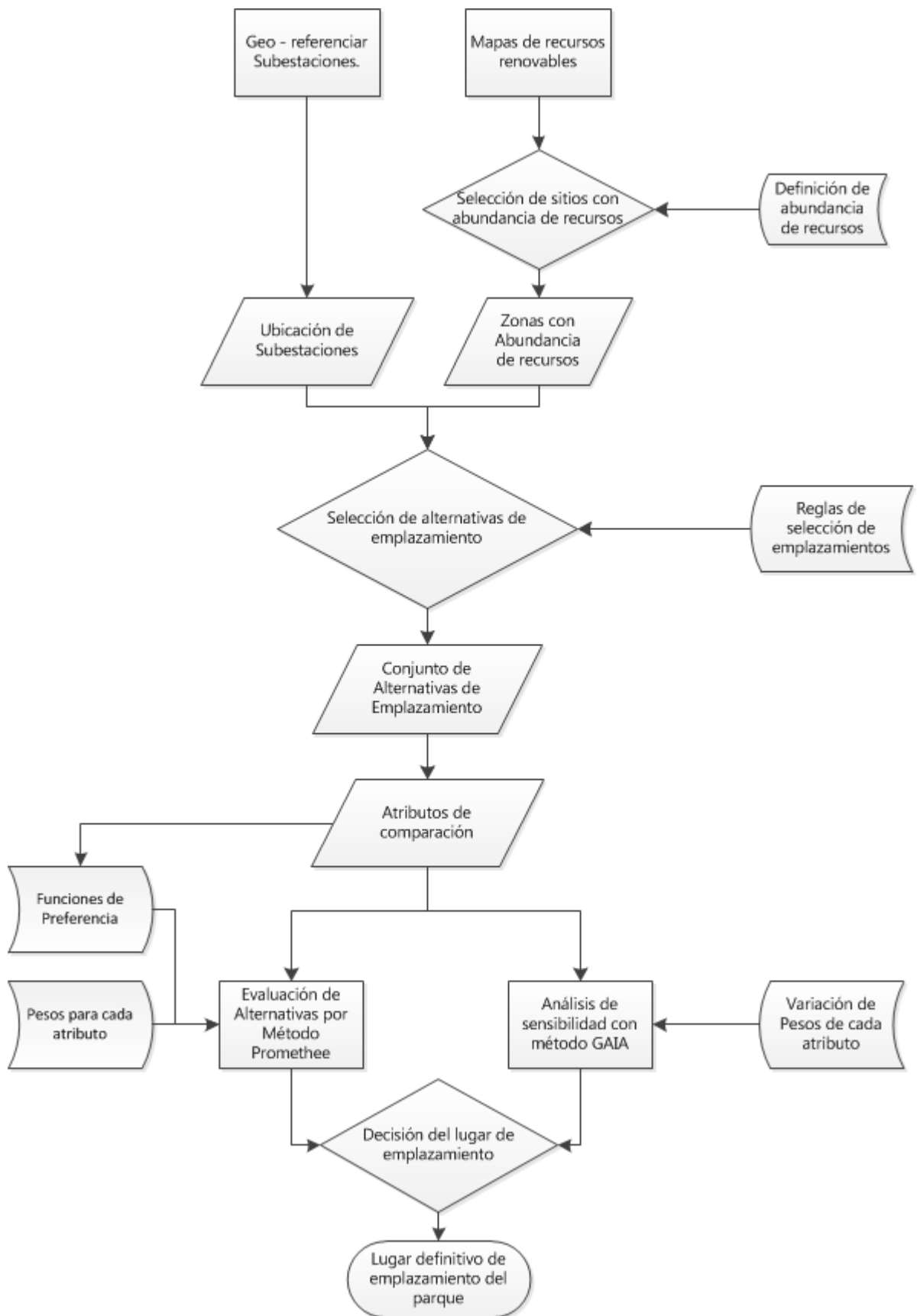


Figura 5.1: Diagrama de flujo metodología propuesta.

5.1 Primera etapa: Selección de sitios de emplazamiento

Seleccionar un conjunto de sitios para emplazar parques eólicos o fotovoltaicos no resulta trivial si no se cuenta con un sistema geo – referenciado que contenga toda la información topográfica y climática, además de la ubicación de la infraestructura eléctrica ya existente (centrales, subestaciones y líneas de transmisión). En la actualidad, la única herramienta que agrupa la información suficiente para este trabajo es Google Earth, que además de ser una plataforma gratuita de libre acceso, posee un conjunto de funciones que permiten agregar información personalizada a los mapas y almacenarla en archivos. Como se verá más adelante, éstas características son vitales para la consecución de esta etapa del método.

La estrategia propuesta para la búsqueda de sitios debe cumplir con el objetivo de encontrar lugares económicamente competitivos para la instalación de parques eólicos y fotovoltaicos, por tanto para su creación es necesario tener en cuenta dos aspectos:

- Estructura de costos de los proyectos abordados: tal como se revisó en el capítulo 2, el costo total del proyecto se divide en una serie de aspectos fundamentales como las fundaciones de las estructuras de acero, la línea de transmisión hasta el punto de conexión, etc. Se debe, necesariamente, incurrir en todos estos costos. Sin embargo, pueden ser mitigados (e incluso evitados) a través de la búsqueda de un sitio adecuado para el emplazamiento del proyecto. En la Tabla 5.1 se muestra la estructura de costos de un proyecto eólico promedio:

	Distribución de costos totales [%]	Distribución de otros costos [%]
Turbinas	74 - 82	-
Fundaciones	1 - 6	20 - 25
Instalaciones eléctricas	1 - 9	10 - 15
Conexión a la red	2 - 9	35 - 45
Consultoría	1 - 3	5 - 10
Terreno	1 - 3	5 - 10
Costos financieros	1 - 5	5 - 10
Construcción de acceso	1 - 5	5 - 10

Tabla 5.1: Estructura de costos de un proyecto eólico de 1,5 MW. Fuente [EWEA].

De la estructura de costos presentada, el único costo no evitable es el de las turbinas. Los costos por instalaciones eléctricas, conexión a la red, el terreno y la construcción de accesos pueden ser eventualmente disminuidos.

Similarmente sucede con los proyectos fotovoltaicos, como se muestra en la Figura 5.2:

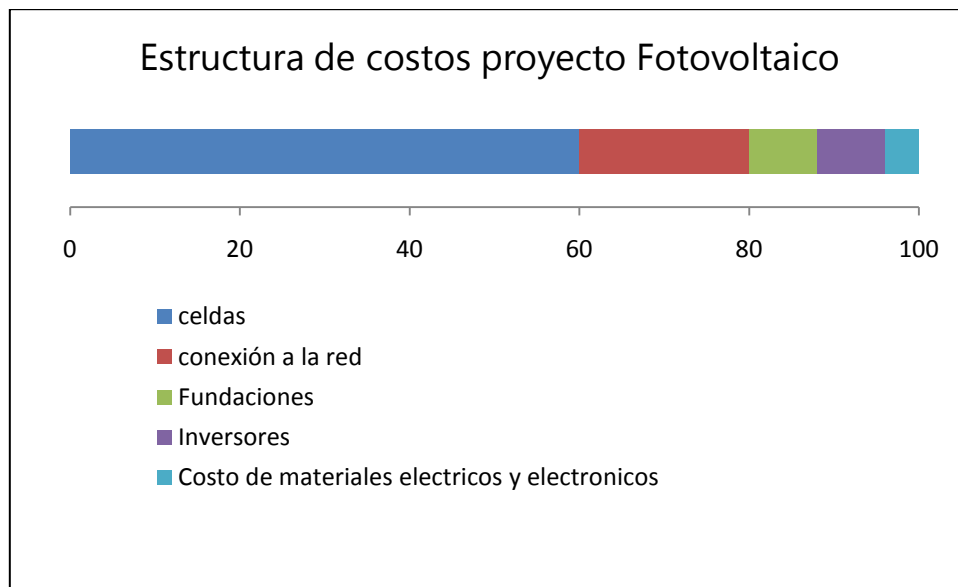


Figura 5.2: Estructura de costos proyecto fotovoltaico. Fuente [ReLight].

En conclusión, un lugar ideal para el emplazamiento respecto de los costos es aquel que se encuentra cercano a el punto de conexión a la red, posee caminos de acceso al lugar, está sobre un terreno sin uso urbano, industrial o agrícola (esto último es importante para los proyectos fotovoltaicos ya que son intensivos en el uso de terreno. No así los proyectos eólicos) de tal manera que su costo de oportunidad sea mínimo, además de no poseer una topografía escarpada que obligue a hacer inversiones extra para la construcción de la fundaciones y el montaje de las estructuras.

- Abundancia del recurso: corresponde al aspecto más importante en la rentabilidad de un proyecto renovable. Particularmente en el caso eólico, como la potencia producida es proporcional al cubo de la velocidad del viento, la venta de energía será enormemente sensible a pequeños cambios en esa última [5]. Para el caso fotovoltaico, a pesar de que no hay una relación cubica entre la radiación y la potencia generada (sólo es lineal), sigue siendo el aspecto que determina por completo el nivel de ingresos del proyecto.

Una vez conocidos los aspectos más relevantes de los proyectos eólico y fotovoltaico, en relación a sus costos e ingresos, y su dependencia de la ubicación, es posible definir reglas que permitan encontrar sitios adecuados. En lo que sigue, se presenta los pasos a seguir para la delimitación de las zonas de búsqueda.

5.1.1 Localización de Subestaciones del sistema Eléctrico

Una de las restricciones al momento de elegir un lugar de emplazamiento es la distancia de éste al punto de conexión al sistema eléctrico, es decir, de una subestación. En estricto rigor, la cercanía de un sitio a una línea de transmisión también es una opción eficiente en términos de costos, sin embargo implica la construcción de una subestación completa que eleve el voltaje del parque al nivel de la línea, lo que resulta costoso considerando los niveles de tensión que usan las líneas del sistema troncal, subtransmisión y adicionales, versus la alternativa de conectar un parque a una subestación existente (considerando que las subestaciones poseen una holgura de potencia instalada y que los proyectos renovables, en su gran mayoría, son inferiores a los 100 MW de capacidad instalada). Adicionalmente, con las herramientas computacionales disponibles es prácticamente imposible definir la ruta geográfica de las líneas de transmisión. Por estos motivos, sólo se considera la conexión de los proyectos a subestaciones existentes en la implementación de la metodología.

Para acotar en forma efectiva los lugares de búsqueda el primer paso debe ser la localización geográfica de todas las subestaciones del sistema eléctrico, en este caso a través de Google Earth, ya que será en la vecindad de estas instalaciones donde se concentrará la búsqueda de emplazamientos.

La búsqueda de sitios de emplazamiento continuará con la búsqueda de zonas con alta abundancia del recurso renovable y posteriormente, en base a la localización de subestaciones y recursos, se procederá a elegir los sitios.

5.1.2 Localización de zonas con alta abundancia del recurso renovable

Corresponde a la segunda etapa de la estrategia de selección, la que es realizada a través de la observación de mapas tanto eólicos como solares de la zona en estudio. Dado que el sistema eléctrico en estudio es el SING, se utilizó la información del proyecto Cóndor del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile para las regiones I, II y XV. Dicho proyecto tiene por objetivo la modelación de los recursos solar y eólico en todo Chile para su explotación energética, minimizando así el riesgo de la inversión asociado a la prospección de recursos.

Debe tenerse en cuenta que el proyecto Cóndor ha generado mapas en alta resolución que ilustran la localización de los recursos con una escala de colores, resultado de una modelación matemática que tuvo como punto de partida mediciones en un conjunto reducido de lugares. A partir de esto, la información disponible sobre la localización de los recursos renovables puede ser cuestionable o calificada de poco precisa, siendo lo escaso de ésta uno de los principales obstáculos para la creación de metodologías que fomenten el aprovechamiento de este tipo de recursos no sólo en Chile, sino que a nivel mundial. Sin embargo, como dato en

favor de la modelación, se tiene que varios proyectos con estudios de impacto ambiental aprobados se encuentran localizados en zonas con alta abundancia de recursos según los mapas [29] [30].

A continuación se describen las zonas de alta abundancia de recursos para las regiones donde opera el SING.

5.1.2.1 Zonas de Alta abundancia del Recurso eólico

La alta abundancia de recurso eólico puede ser un concepto ambiguo, sin embargo esto se puede definir de acuerdo a dos criterios.

- Especificaciones técnicas de los aerogeneradores: en el mercado existen gran variedad en cuanto a tamaños de aerogeneradores y potencias nominales, sin embargo el rango de velocidades de viento en que operan es muy similar para todos ellos, alcanzando su tope de generación para vientos de, aproximadamente, 12 *m/s*. De esta manera, no es conveniente escoger lugares donde la velocidad promedio sea menor a los 6 *m/s* si se desea utilizar eficientemente la infraestructura instalada.
- Factor de planta del proyecto: si bien es cierto que los generadores eólicos, en general, operan a tope para velocidades de viento superiores a los 10 *m/s*, es probable que dentro de la región en estudio no haya lugares con tal magnitud de vientos, por lo que es necesario evaluar un poco más en detalle la cantidad de energía que sería generada anualmente en aquellos sitios con vientos promedio menores a los 10 *m/s*, y obtener un factor de planta para ellos. A nivel mundial, se considera que un buen proyecto eólico es aquel que tiene al menos un factor de planta de 0,3.

En el presente trabajo se utilizará una combinación de ambos criterios para realizar la selección de zonas, es decir, serán consideradas las localizaciones con vientos promedio superiores a 6 *m/s* y, posteriormente, cuando hayan sido localizados los posibles emplazamientos más cercanos a una subestación, se comprobará que éstos tengan un factor de planta superior a 0,3 de acuerdo a la curva de potencia del aerogenerador Vestas V90 (consultar anexo D para mayor información). A modo de ejemplo, en la Figura 5.3, se demarcan las zonas en que se centra la búsqueda de emplazamientos luego de cumplir con los requisitos mencionados.

Como forma de asegurar la sustentabilidad del proyecto se verificará que el emplazamiento se ubique a una distancia mínima prudente de zonas urbanas para no generar impactos en los habitantes del lugar. En este caso se consideró una distancia mínima de 1 km.

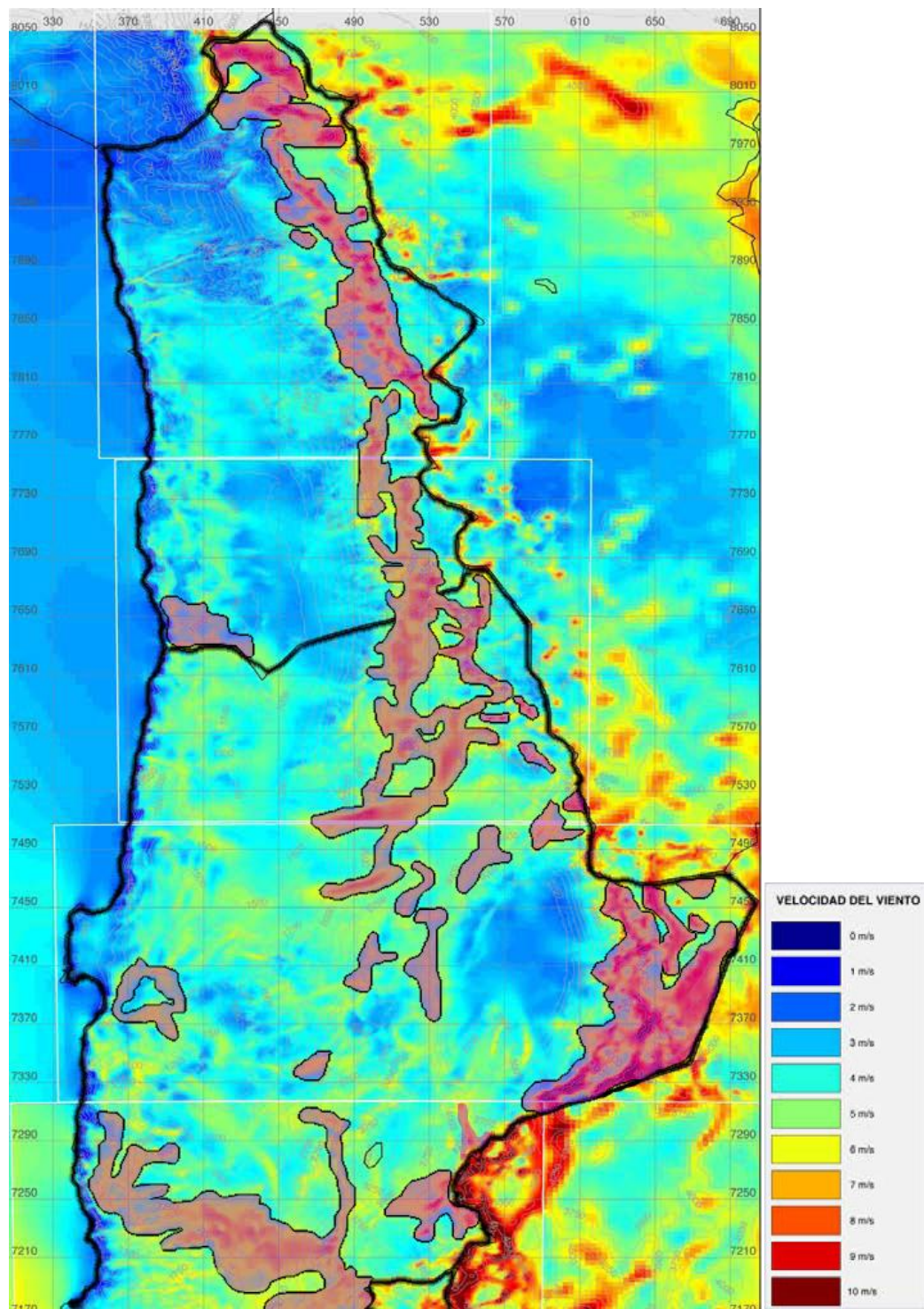


Figura 5.3: Demarcación de zonas de alta abundancia eólica. Fuente [CNE].

5.1.2.2 Zonas de alta abundancia de recurso solar

De forma similar al planteamiento para seleccionar las zonas con recurso eólico, para el recurso solar se tomarán en cuenta zonas con un nivel de densidad de radiación que permita un uso óptimo de las celdas instaladas. A su vez, a estas zonas se les calculará el factor de planta, tomando como referencia la especificaciones de los paneles Sharp Polar NU – Series (ver anexo D para mayor información), asegurándose de tener un factor de planta superior a 0,25.

Para el caso particular del norte de Chile, las restricciones presentadas no suponen exclusión de casi ninguna porción de terreno, ya que la radiación horizontal promedio es casi uniforme en toda la región, superando diariamente los 1000 W/m^2 durante varias horas, mientras que la mayoría de los paneles existentes en el mercado operan a potencia nominal a dicho valor. De este modo, la búsqueda de emplazamientos para parques fotovoltaicos se limita a buscar extensiones de terreno llanas con pendientes menores al 5% que sean cercanas a subestaciones y se encuentren a una distancia mínima de 500 m. de cualquier centro urbano.

Una vez definidas las regiones de alta abundancia de recursos se procede con la búsqueda de los lugares candidatos.

5.1.3 Selección de posibles emplazamientos para parques eólicos y fotovoltaicos

En esta etapa se realiza el cruce de la información correspondiente a la localización de las subestaciones y la definición de zonas con alta abundancia de recursos. Dicho cruce es resumido en las siguientes reglas:

- 1- Para cada subestación del sistema, localizar la zona de alta abundancia de recursos más cercana.
- 2- Verificar que la zona encontrada sea un terreno plano, con pendiente menor al 5% en el caso de parques fotovoltaicos.
- 3- En caso de que la zona esté cercana a un centro urbano o poblado, asegurarse de que está a una distancia prudente de zonas pobladas para evitar posibles impactos en los habitantes del lugar.
- 4- Verificar que la extensión de terreno sea lo suficientemente grande para albergar el proyecto, lo que dependerá de la potencia instalada de este último.
- 5- Revisar, mediante Google Earth, si los caminos desde el puerto más cercano hasta el emplazamiento son aptos para el tránsito de camiones de gran longitud y alto tonelaje

Como conclusión se tiene que a través de una adecuada definición de la abundancia de recursos es posible sistematizar la selección de emplazamientos a través de 5 sencillas reglas. En

lo que sigue, aún queda por evaluar comparativamente el desempeño de cada uno de los lugares de emplazamiento candidatos.

5.2 Segunda etapa: Comparación de candidatos a través del método Promethee

Una vez concluida la primera etapa, correspondiente a la definición del conjunto de alternativas de emplazamiento del parque renovable, se da paso a la evaluación cuantitativa del desempeño de cada uno de los posibles emplazamientos seleccionados. La metodología escogida para realizar esta comparación es el método de decisión multicriterio Promethee, elección debidamente justificada en el capítulo 3.

El método Promethee será efectivo para decidir el emplazamiento de un parque eólico o fotovoltaico en la medida que se consideren los criterios que describen el desempeño de cada alternativa. Los criterios considerados para la decisión son básicamente los mismos para cada tecnología considerada, ya que las diferencias sólo corresponden a detalles relacionados con la descripción cuantitativa de cada atributo (por ejemplo, la definición de umbrales de preferencia e indiferencia en las funciones de preferencia). A continuación, se realiza una descripción detallada de cada criterio considerado.

5.2.1 Factor de planta

Tal como se dijo anteriormente, el factor de planta es el que determina por completo los ingresos del parque, a la vez que depende del nivel de recurso renovable disponible, y por tanto de la ubicación.

Para el cálculo del factor de planta se utilizan histogramas de distribución del viento anual y distribución diaria de la densidad de radiación para cada alternativa, para los casos eólico y fotovoltaico, respectivamente. La expresión utilizada para el cálculo del factor de planta de un parque eólico es la siguiente:

$$FP_{eolico} = \frac{\sum_{i=1}^N p(v_i) \cdot \Delta t_i}{P_{\max i} \cdot 8760} \quad (5.1)$$

Donde:

v_i = viento de i (en m/s)

$p()$ = curva potencia versus velocidad del viento de la turbina utilizada

Δt_i = duración del viento con velocidad v_i (en horas)

$P_{\max i}$ = Potencia máxima del aerogenerador.

Para el caso fotovoltaico la expresión es la siguiente:

$$FP_{Fotovoltaico} = \frac{\sum_{j=1}^{24} R_i \cdot S_{panel} \cdot Eff_{panel}}{P_{maxima\ panel} \cdot 24} \quad (5.2)$$

Donde:

R_i = Densidad de radiación promedio anual durante la hora i del día (W/m^2)

S_{panel} = superficie del panel (en m^2)

Eff_{panel} = Eficiencia nominal del panel (a $25^\circ C$)

$P_{maxima\ panel}$ = Potencia máxima del panel (en W)

A pesar de que en ambos casos la potencia generada puede depender de otros factores no considerados en las expresiones, estas últimas representan la mejor aproximación analítica al factor de planta posible de realizar a partir de la información disponible.

5.2.2 Disponibilidad de vías de acceso

La construcción de parques eólicos y fotovoltaicos requiere el traslado en camiones de alto tonelaje de toda la infraestructura. Es por este motivo que se requiere sitios de emplazamiento cercanos a caminos existentes que sirvan como vías de acceso, considerando el alto costo que tiene la construcción de éstas. Los caminos deben cumplir con ser sólidos (no necesariamente asfaltados, también pueden ser caminos tratados con cloruro de sodio o similares) y no poseer curvas cerradas que impidan el viraje de los camiones en su tránsito al sitio.

En general, los posibles emplazamientos para centrales de energía renovables no poseen vías de acceso (ya que su ubicación está dada en primer término por la abundancia del recurso), por tanto, en el presente estudio, es evaluada la distancia que se requiere construir entre el camino existente más cercano y el centro del terreno destinado al emplazamiento. Obviamente, el objetivo del método será minimizar esta distancia para reducir la inversión requerida por el proyecto.

5.2.3 Costo marginal de la barra de conexión

El mercado eléctrico chileno es del tipo pool centralizado, lo que implica que existen contratos de suministro entre empresas generadoras y clientes, ya sean estos últimos libres o regulados, a la vez existe un mercado de compra y venta de energía entre generadores (mercado spot) que les permite realizar transacciones a costo marginal para cumplir sus obligaciones contractuales (dado que se encuentran sometidos al despacho del correspondiente CDEC) [31]. Las empresas generadoras son libres de elegir el modelo de negocios que estimen conveniente en virtud de la rentabilidad de sus proyectos, ya sea vendiendo energía en el mercado spot y/o suscribiendo contratos bilaterales con clientes (Figura 5.4).

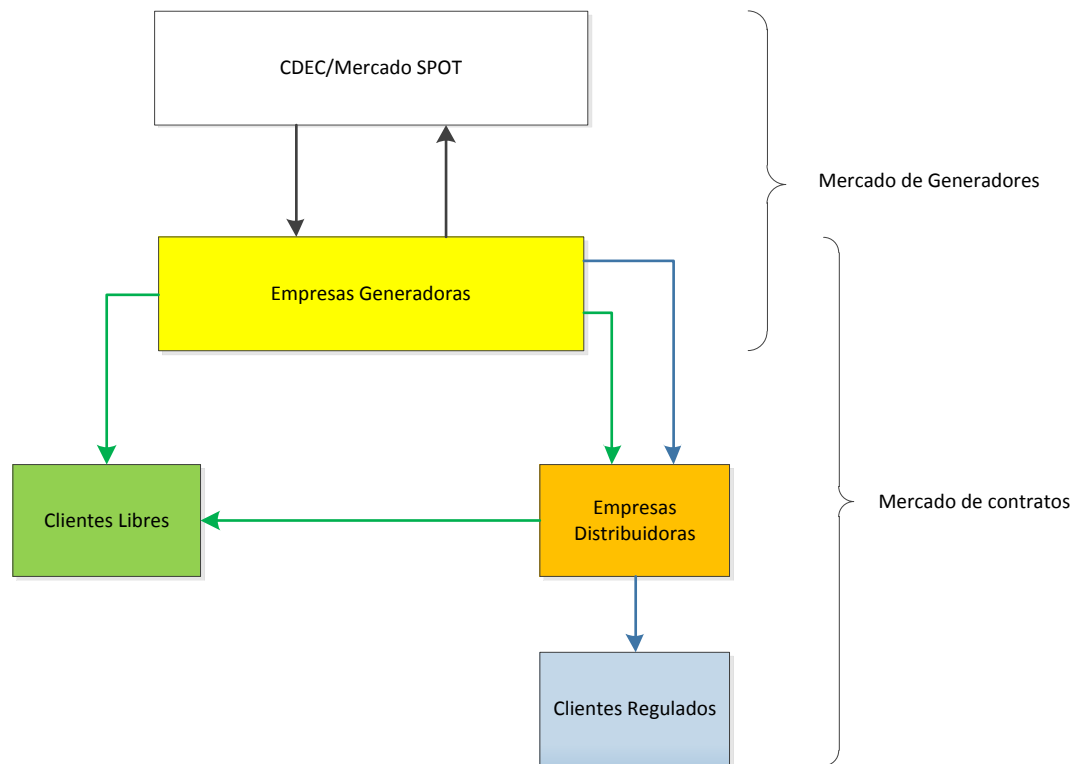


Figura 5.4: Estructura del mercado eléctrico chileno.

Para el caso de las energías renovables no convencionales no es plausible la idea de suscribir contratos bilaterales principalmente por los altos costos medios asociados a estas tecnologías (eólica y fotovoltaica), la incertidumbre en su generación y el alto costo marginal de la energía en el mercado spot comparado con los precios competitivos de los contratos bilaterales (dominados por las empresas termoeléctricas en el SING) [29]. Por estas razones, se adopta el modelo de negocio en que las centrales de energías renovables transan su energía en el mercado spot a costo marginal, por ser éste el más flexible y rentable para el proyecto.

El costo marginal de las barras de conexión se estima en base a datos históricos, considerando el promedio de los últimos 12 meses. Para el caso del SING, los costos marginales de todas las barras del sistema están referidos al centro de consumo a través de un factor de penalización. Dado que para los efectos de la aplicación del método Promethee sólo es de interés la diferencia de costo marginal entre cada barra, solamente será necesario considerar los factores de penalización.

La decisión de considerar los factores de penalización históricos se justifica bajo la hipótesis de que la nueva central es tomadora de precios, es decir, la introducción de esta nueva unidad generadora no provocará cambios en los costos. En estricto rigor, existirían cambios en los precios luego de introducir un proyecto renovable al sistema, sin embargo, éstos serían mínimos, considerando la potencia instalada de la nueva planta y la demanda total del sistema.

5.2.4 Peajes de transmisión

Los peajes de transmisión son los pagos que deben realizar tanto las empresas generadoras como los consumidores por las inyecciones y retiros de energía desde el sistema de transmisión. Éstos tienen por objetivo completar el pago por el uso del sistema de transmisión de acuerdo a las anualidades de inversión, y costos de operación y mantenimiento de las instalaciones, considerando una rentabilidad del 10%, una vez deducido el ingreso tarifario obtenido por las diferencias en los costos marginales. Lo anterior se resume en la expresión (5.3):

$$Peaje = AVI + COMA - Ingreso Tarifario \quad (5.3)$$

El pago de peajes se debe realizar por cada tramo del sistema comprendido dentro del área de influencia de la central generadora en cuestión, dentro del sistema de transmisión. Dicho pago se cancela a prorrata de la potencia máxima transitada por todos los usuarios.

De la misma forma, existen dos tipos de peajes que las empresas generadoras deben pagar a los propietarios de líneas de transmisión, siendo éstos los peajes básicos asociados a inyecciones en su barra de conexión, y los peajes adicionales asociados a retiros en barras que no están incluidas en sus respectivas zonas de influencia.

Los peajes por inyección, que son los de interés para el presente análisis, son divididos entre consumidores y generadores en 20% y 80% respectivamente, para el caso del área de influencia común del sistema de transmisión troncal. En caso que la empresa generadora haga uso de sistemas de transmisión adicionales, se debe pactar un peaje con el dueño de estas últimas, el que será calculado del mismo modo que el peaje básico. Es común que este peaje sea íntegramente pagado por el generador en el caso de sistemas adicionales.

En materia de peajes, el prorrateo de éstos entre las partes involucradas resulta ser el concepto más complejo de abordar, por lo que se requiere de sofisticados modelos que permitan definir las áreas de influencia que tiene cada central dentro de la red de transmisión, y así definir los pagos. Para obtener una descripción más detallada sobre las definiciones asociadas a los pagos de peajes se recomienda la revisión de la Ley 19940 (Ley corta I) que introdujo un nuevo marco regulatorio para esta materia, vigente hasta el día de hoy [30].

Para el caso de la presente implementación, la estimación de los peajes se realiza en base a los datos de demanda y despacho del sistema OSE2000, de la CNE, utilizado en el estudio de precios de nudo. Tanto la generación como la demanda se dividen mensualmente en 6 bloques de diferente duración cada uno, por lo que para un año se tiene un total de 72 demandas con sus correspondientes despachos (para el caso del SING no se consideran hidrologías).

Para incorporar la central de energía renovable en estudio a los despachos del sistema OSE2000 es necesario realizar un re – despacho uninodal por lista de mérito, considerando el costo marginal de la instalación. Posteriormente la base de datos de los despachos y las demandas son ingresadas a DeepEdit, software de planificación en sistemas de potencia desarrollado en el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, el que permite realizar un estudio de peajes a través del método GGDF (para más información sobre este método refiérase al anexo B. Para consultar los modelos, esquemáticos y códigos Matlab utilizados refiérase al anexo E). La metodología utilizada para el cálculo de peajes se resume en el diagrama de flujo de la Figura 5.5.

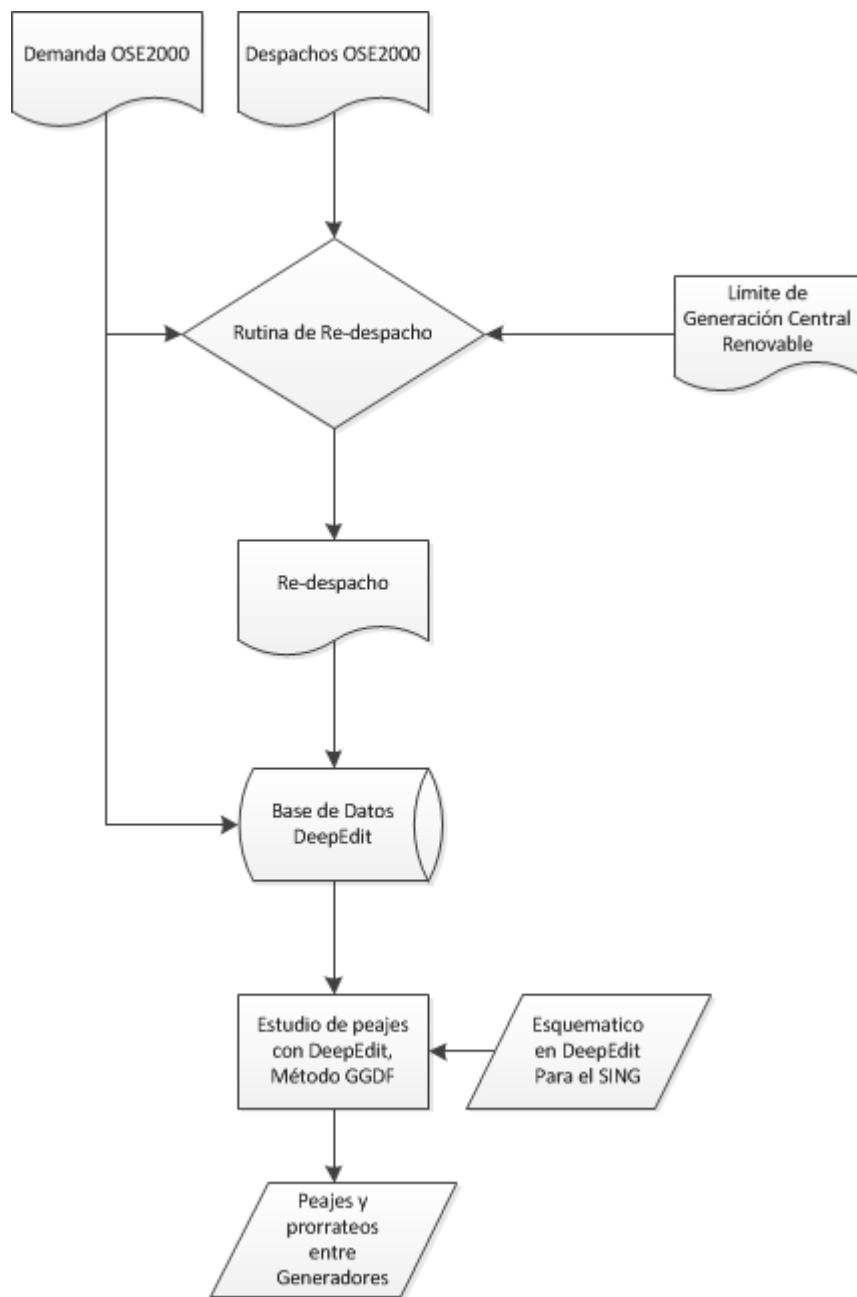


Figura 5.5: Metodología utilizada para el cálculo de peajes.

5.2.5 Capacidad futura

Para la problemática de introducir generación con fuentes renovables en sistemas eléctricos interconectados es de interés la posibilidad de realizar proyectos en etapas, es decir, la búsqueda de alternativas de emplazamiento donde exista la opción de ampliar los parques con posterioridad a su puesta en marcha, en la medida que exista nuevas vías de financiamiento, sean éstas provenientes de la propia rentabilidad de la central o a través del aporte de terceros. Sin embargo, la ampliación de los tipos de centrales en estudio no sólo depende de los recursos financieros, sino que de la disponibilidad de terrenos adicionales, del recurso renovable y de la capacidad del sistema de transmisión, en particular de la potencia nominal de las líneas conectadas a la barra correspondiente al parque.

Como criterio que representa la capacidad futura del emplazamiento se considera la suma de las potencias nominales de las líneas conectadas a la barra del parque (eólico o fotovoltaico) en estudio, ya que representa la máxima potencia inyectable al sistema en caso de que no haya consumo en el mismo punto (o que de existir éste sea nulo, correspondiendo al caso más restrictivo de generación). Este criterio se basa en la hipótesis de ampliar los parques sin realizar inversiones o mejoras en el sistema de transmisión, minimizando así los costos.

5.2.6 Distancia al punto de conexión

Tal como se mencionó anteriormente, uno de los principales ítem en la estructura de costos de los proyectos eólicos y fotovoltaicos está asociado a la conexión al sistema, en particular a la construcción de la línea de transmisión necesaria para dicho fin, la que posee costos proporcionales a su extensión. Con la intención de minimizar los costos incurridos en conexión al sistema se escogió sitios cercanos a subestaciones, sin embargo, este atributo es distinto para cada alternativa.

En este estudio se considera como criterio la distancia en línea recta (en kilómetros) desde el sitio de emplazamiento hasta la subestación, representando ésta una distancia proporcional a la que tendría la línea de transmisión, por lo que se buscará minimizarla. Para ello se tomará como supuesto que la subestación no posee un transformador para el nivel de voltaje del parque, siendo éste incluido en el costo del proyecto.

5.2.7 Velocidad del viento (caso fotovoltaico)

Para el caso de las instalaciones fotovoltaicas es de alta relevancia que las estructuras que soportan los paneles resistan vientos sin que estos últimos se desprendan. En la medida que los vientos del lugar de emplazamiento son más fuertes se requiere de cimentaciones más amplias y profundas, siendo entonces los costos asociados a este ítem directamente proporcionales a la velocidad del viento. En el anexo C se encuentra una breve revisión teórica que permite comprender la incidencia de la velocidad del viento en el tamaño de las fundaciones para estructuras de paneles fotovoltaicos.

Asimismo, cuando el emplazamiento presenta gran abundancia de polvo que es arrastrado por el viento (situación común a todos los emplazamientos del norte grande de Chile), se tiene una baja en la eficiencia del parque debido a las partículas de polvo que quedan sobre los paneles y que impiden la plena absorción de la radiación. A pesar de que este efecto puede ser mitigado con un sistema de limpieza automática para los paneles, esto último requiere de una inversión adicional.

5.2.8 Acceso a puerto

La mayor parte de la infraestructura utilizada en proyectos eólicos y fotovoltaicos debe ser traída desde el extranjero al país, ya sea de Europa, Asia o Norteamérica. Por esta razón, y dado el alto tonelaje y gran tamaño de la infraestructura, es conveniente que el emplazamiento se encuentre cercano a un puerto. Para este criterio sólo se considera sí el emplazamiento tiene acceso a puerto (criterio usual), dado que es irrelevante considerar la distancia entre ambos lugares (ya que es pequeña comparada con la distancia recorrida desde el puerto de origen). Este criterio puede ser ignorado en caso que la región en estudio posea acceso a puerto.

Implementación de la Metodología

En el siguiente capítulo se describe la implementación de la metodología aplicada al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Dado que sólo se pretende validar la metodología propuesta, se aplicará la primera etapa de la metodología para la selección de sitios de tal manera de llegar a 6 alternativas de emplazamientos eólicos y 5 localizaciones para parques fotovoltaicos. El método puede ser aplicado a casos con una mayor cantidad de alternativas.

Adicionalmente a las alternativas resultantes de la primera etapa de selección, se incluirán alternativas elegidas aleatoriamente que permitirán contextualizar la efectividad del método para encontrar localizaciones competitivas, respecto a los criterios considerados en el método Promethee. Se considerará una alternativa fuera de proceso para cada tecnología analizada.

Los proyectos que se desea emplazar se describen a continuación:

- 1- Proyecto eólico: Éste consta de 50 MW de potencia instalada consistentes en 25 aerogeneradores Vestas V90 de 2 MW (generadores de inducción doblemente alimentados). Cada uno de los aerogeneradores debe ubicarse a una distancia de 7 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes y 4 en dirección perpendicular, respecto a los demás, lo que se sugiere que el sitio de emplazamiento posea al menos 360 hectáreas de superficie.
- 2- Proyecto fotovoltaico: Éste consta de una capacidad instalada de 9 MW consistentes en celdas Sharp Solar NU – 180, con una potencia nominal de 180 W y una superficie de 1 m^2 . Si se considera que se requieren 50000 paneles que serán ubicados en filas separadas por 2 m. de distancia, el proyecto requiere de al menos 7,5 hectáreas de

terreno. Respecto a la orientación de los paneles, éstos se consideran móviles en dos ejes (para efectos de cálculo del factor de planta).

Para la búsqueda de sitios se cuenta con todas las subestaciones geo – referenciadas en Google Earth (no se incluyó aquellos consumidores con conexión tap off. Para más detalles refiérase al anexo E).

6.1 Primera etapa: selección de alternativas de localización

6.1.1 Alternativas eólicas

En la primera etapa del método de localización, para el caso eólico, se tomaron en cuenta las zonas con abundancia de recursos demarcadas en el mapa de la Figura 6.1:

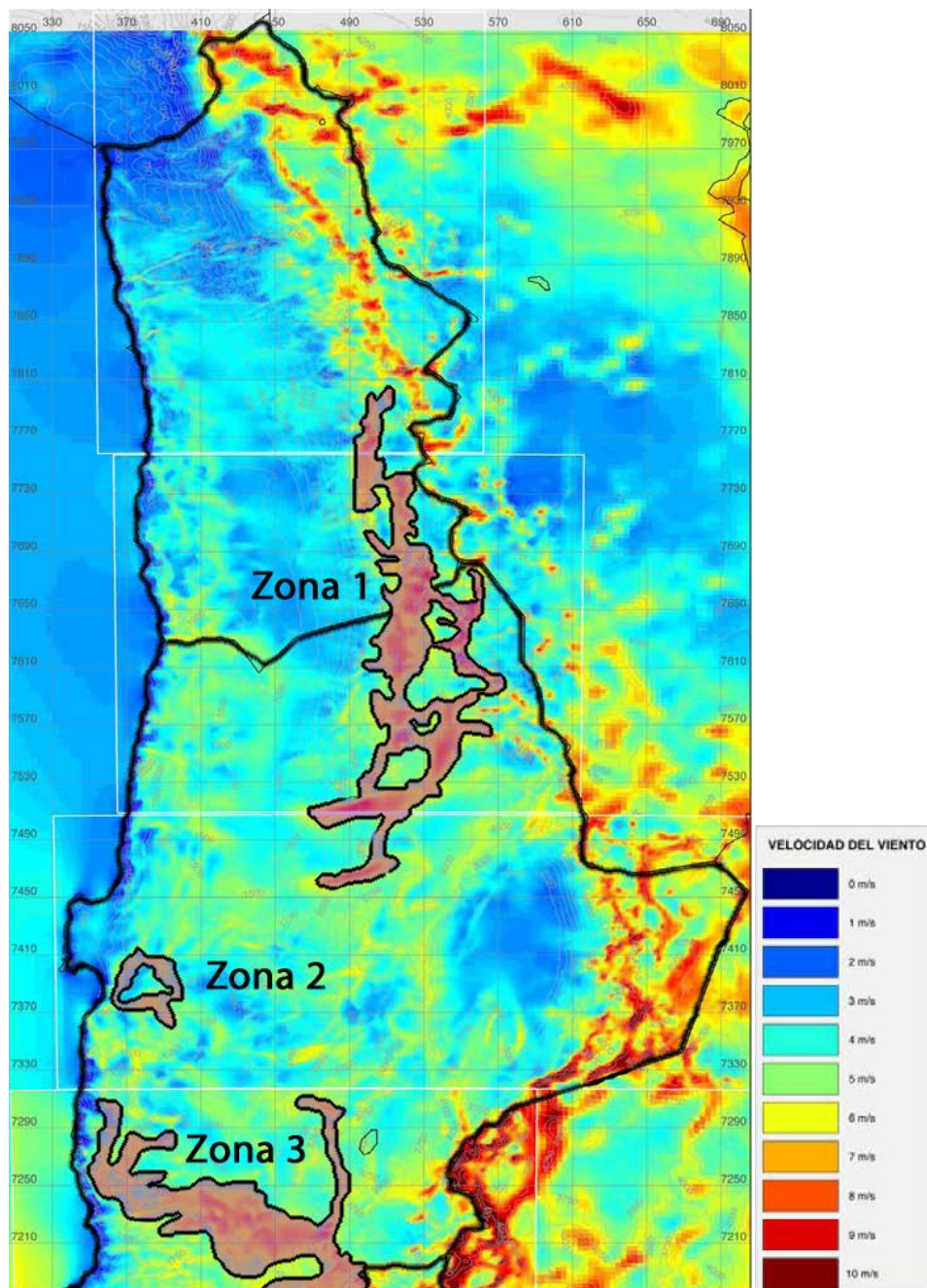


Figura 6.1: Zonas consideradas para la búsqueda de emplazamientos. Fuente [CNE].

La Zona 1 es la que cuenta con la mayor cantidad de lugares de alta abundancia de recursos, cercanos a subestaciones del sistema, con todos los requisitos para la instalación de parques eólicos, mientras que la zona 3 solamente se ha considerado para escoger aleatoriamente una alternativa fuera del proceso de selección, dada su lejanía con las instalaciones el sistema eléctrico.

A continuación, en la Tabla 6.1, se presenta cada uno de los lugares escogidos con la correspondiente barra de conexión al sistema:

Emplazamiento	Barra de Conexión
Calama	Calama 110
Collahuasi	Collahuasi 220
El Abra	El abra 220
El Tesoro	El Tesoro 220
Oeste	Oeste 220
O'higgins	O'higgins 220
Fuera de Proceso	Sulfuros 220

Tabla 6.1: Emplazamientos y sus barras de conexión.

6.1.2 Alternativas fotovoltaicas

Del mapa presentado en la Figura 2.5 se concluye que no hay restricciones significativas respecto a las zonas de alta abundancia de recursos, es decir, toda la segunda región puede ser calificada como tal mientras que sólo se debe excluir la zona cordillerana de las regiones I y XV. En la Figura 6.2 se demarca en color violeta la zona excluida de la región de alta abundancia del recurso, teniendo ésta una baja relevancia en el proceso de selección debido a que sólo se encuentra una barra del SING ubicada en la misma (Chapiquiña 66).

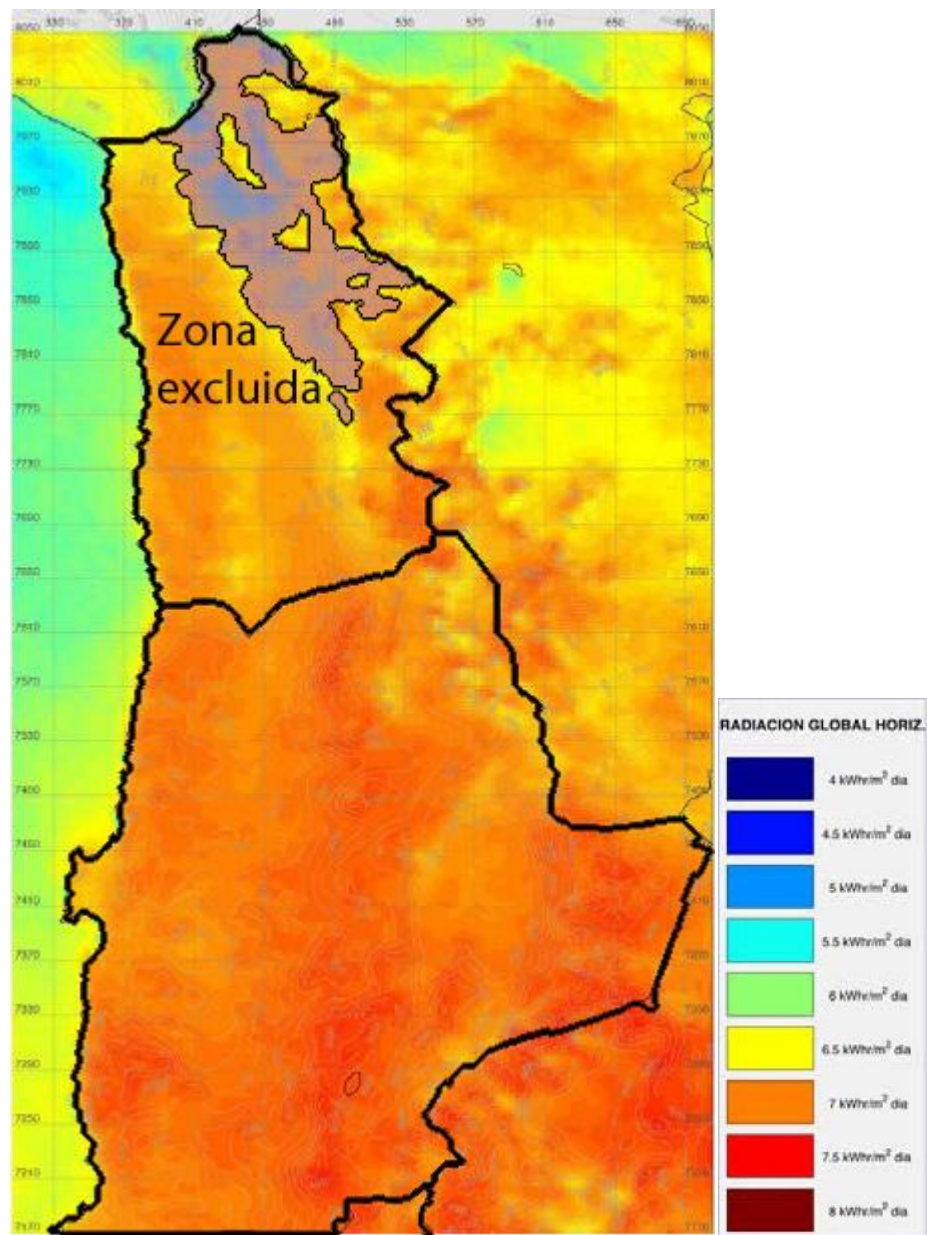


Figura 6.2: Mapa del recurso solar con demarcación de zona excluida. Fuente [CNE].

6.2 Segunda etapa: Comparación de candidatos a través del método Promethee

A continuación se presenta la información de entrada para el método Promethee para cada alternativa considerada, de acuerdo a los criterios presentados en el capítulo anterior.

6.2.1 Alternativas eólicas

6.2.1.1 Factor de planta

El factor de planta para cada una de las alternativas es calculado en base a datos de velocidad promedio diaria del viento para 4 meses del año 2006 (Marzo, Junio, Septiembre y Diciembre). Los Factores de planta para cada alternativa se presentan a en la Tabla 6.2:

Emplazamiento	Factor de Planta
Calama	0,478
Collahuasi	0,323
El Abra	0,366
El Tesoro	0,432
Oeste	0,320
O'higgins	0,317
Fuera de Proceso	0,354

Tabla 6.2: Factores de planta para alternativas de emplazamiento.

6.2.1.2 Disponibilidad de vías de acceso

De acuerdo a los polígonos definidos para cada emplazamiento, se considera la distancia más corta entre el centro de dicho polígono y un camino existente, siendo ésta la cantidad de camino a construir. Las distancias son las siguientes:

Emplazamiento	Calama	Collahuasi	El Abra	O'Higgins	El Tesoro	Oeste	Fuera de Proceso
Distancia [km]	1,5	1,2	1,6	0	1,7	1,1	1,3

Tabla 6.3: Distancias de camino a construir para cada alternativa de emplazamiento eólico.

6.2.1.3 Costo Marginal de la barra de conexión

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, sólo se consideran los Factores de Penalización (FP) de cada barra de conexión, todas referidas al costo marginal de la barra Crucero 220, de los últimos 12 meses. Para aquellas barras que no poseen factor de penalización, se considera el dato de la barra más cercana que si lo posee. En la Tabla 6.4 se ofrece una lista de las barras que no poseen este dato y las barras que se escogen en su reemplazo (sólo para considerar su costo marginal):

Emplazamiento	Barra de conexión sin FP	Barra más cercana
El Abra	El Abra 220	Crucero 220
El Tesoro	El Tesoro 220	Encuentro 220
Fuera de proceso	Escondida 220	Zaldívar 220
Oeste	Oeste 220	Andes 220
O'Higgins	O'Higgins 220	Mejillones 220

Tabla 6.4: Resumen de barras de conexión reemplazada en caso eólico.

Los FP de las barras consideradas en los últimos 12 meses se presentan en el gráfico de la Figura 6.3:

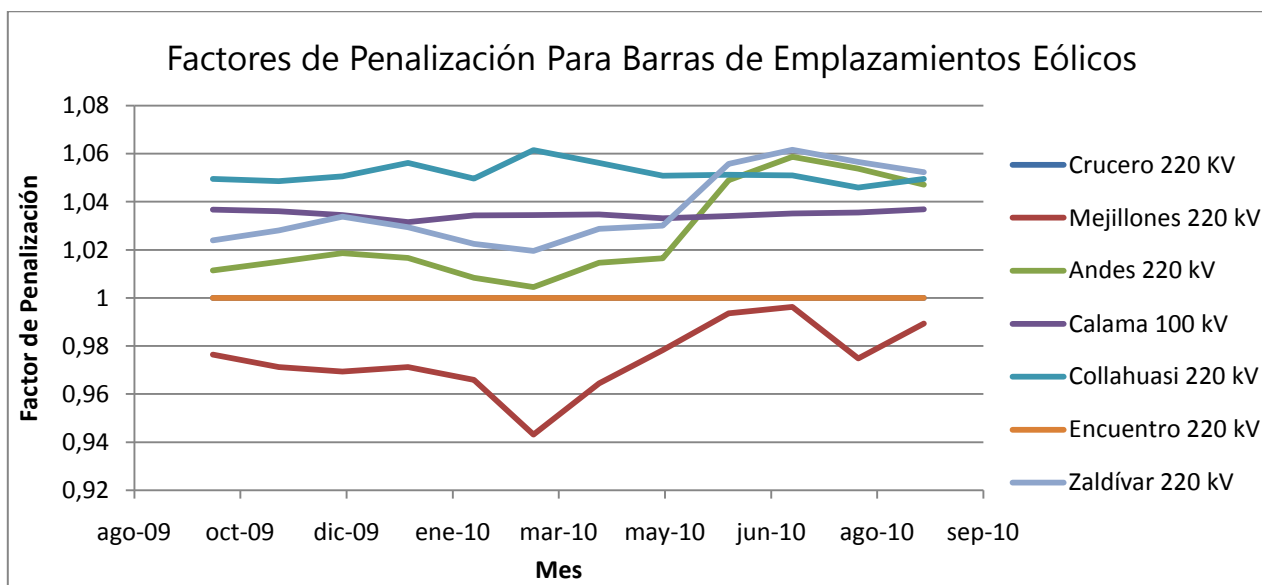


Figura 6.3: Factores de Penalización últimos 12 meses para barras de alternativas eólicas.

Dado que el método Promethee requiere que esta información se introduzca condensada en un solo valor representativo, el dato de entrada es el FP promedio del último año para cada alternativa (Tabla 6.5):

Emplazamientos	Calama	Collahuasi	El Abra	Oeste	El Tesoro	O'Higgins	Fuera de Proceso
FP Promedio anual	1,0348	1,0517	1	1,0262	0,99997	0,9745	1,0369

Tabla 6.5: Factores de penalización promedio para alternativas eólicas.

6.2.1.4 Peajes de Transmisión

A continuación, en la Tabla 6.6, se presentan los resultados finales del estudio de peajes descrito en el capítulo anterior, correspondiente al pago anual de las unidades generadoras:

Emplazamiento	Calama	Collahuasi	El Abra	Oeste	El Tesoro	O'Higgins	Fuera de Proceso.
Peaje [USD]	386.742	921.260	427.803	1.380.213	660.014	699.433	1.029.459

Tabla 6.6: Peajes de transmisión anuales para alternativas eólicas.

6.2.1.5 Capacidad futura

Los datos de la capacidad nominal de las líneas, en cada nudo de conexión, son recogidos del modelo del SING en DigSilent utilizado por la CNE en el estudio de tarificación troncal (Tabla 6.7).

Parque	Barra	Líneas Adyacentes	Potencias Nominales (MVA)	Potencia Total (MVA)
O'Higgins	O'Higgins 220	Mejillones - O'Higgins	105,6	268
		O'Higgins - Coloso	57,64	
		O'Higgins - Bombeo #2	105,6	
Oeste	Oeste 220	Tap Off Oeste - Laberinto	158,18	345
		Andes - Tap Off Oeste	158,18	
		Oeste - Minsal	28,864	
El abra	El abra 220	Crucero - El Abra	190,52	190
Fuera de proceso	sulfuros 220	Nueva Zaldívar - Sulfuros	169,18	338
		Sulfuros - Domeyko	169,18	
El tesoro	El tesoro 220	Encuentro - El Tesoro	72,16	292
		El Tesoro - Esperanza	220	
Collahuasi	Collahuasi 220	Lagunas - Collahuasi 1 y 2	207,856	437
		Encuentro - Collahuasi 1 y 2	125,884	
		Collahuasi - Quebrada Blanca	103,928	
Calama	Calama 110	Salar - Calama	120	120

Tabla 6.7: Capacidades futuras de alternativas eólicas.

6.2.1.6 Distancia al punto de conexión

Las distancias en línea recta entre los emplazamientos y las subestaciones a las que se conectan son estimadas mediante el software Google Earth (Tabla 6.8).

Emplazamiento	Calama	Collahuasi	El Abra	O'Higgins	El Tesoro	Oeste	Fuera de Proceso
Distancia [km]	15,8	7,3	10,7	5,5	2,3	5,5	112

Tabla 6.8: Distancias a punto de conexión de alternativas eólicas.

6.2.2 Alternativas Fotovoltaicas

6.2.2.1 Factor de planta

Los factores de planta para los proyectos fotovoltaicos en estudio se calculan a partir de la información contenida en los informes del Proyecto Cóndor para cada lugar de emplazamiento. Dicha información consiste en gráficos con la distribución diaria de la radiación global horizontal para un año. Para el cálculo se utiliza la radiación promedio anual para cada hora del día. A continuación, en la Tabla 6.9, se presentan los valores obtenidos:

Emplazamiento	Altonorte	Calama	Escondida	Gaby	Pozo Almonte	Fuera de proceso
Factor de Planta	0,2868	0,2987	0,2966	0,295	0,2813	0,3019

Tabla 6.9: Factores de planta de Alternativas fotovoltaicas.

6.2.2.2 Disponibilidad de vías de acceso

De acuerdo a los polígonos definidos para cada emplazamiento, se considera la distancia más corta entre el centro de dicho polígono y un camino existente, siendo ésta la cantidad de camino a construir. Las distancias son las siguientes (Tabla 6.10):

Emplazamiento	Gaby	Altonorte	Escondida	Pozo Almonte	Calama	Fuera de Proceso
Distancia [km]	2	1,3	0	1	1,2	0,8

Tabla 6.10: Distancias de camino a construir para cada alternativa de emplazamiento fotovoltaico.

6.2.2.3 Costo Marginal de la barra de conexión

El procedimiento llevado a cabo con las barras de conexión que no poseen FP fue el mismo que en el caso eólico. A continuación, en la Tabla 6.11, las barras sin FP y sus correspondientes barras más cercanas.

Emplazamiento	Barra de conexión sin costo marginal	Barra más cercana
Gaby	Gaby 220	Laberinto 220
Escondida	Sulfuros 220	Zaldívar 220
Fuera de proceso	Sulfuros 220	Zaldívar 220

Tabla 6.11: Resumen de barras de conexión reemplazada en caso fotovoltaico.

Los FP de las barras consideradas en los últimos 12 meses se presentan en el gráfico de la Figura 6.4:

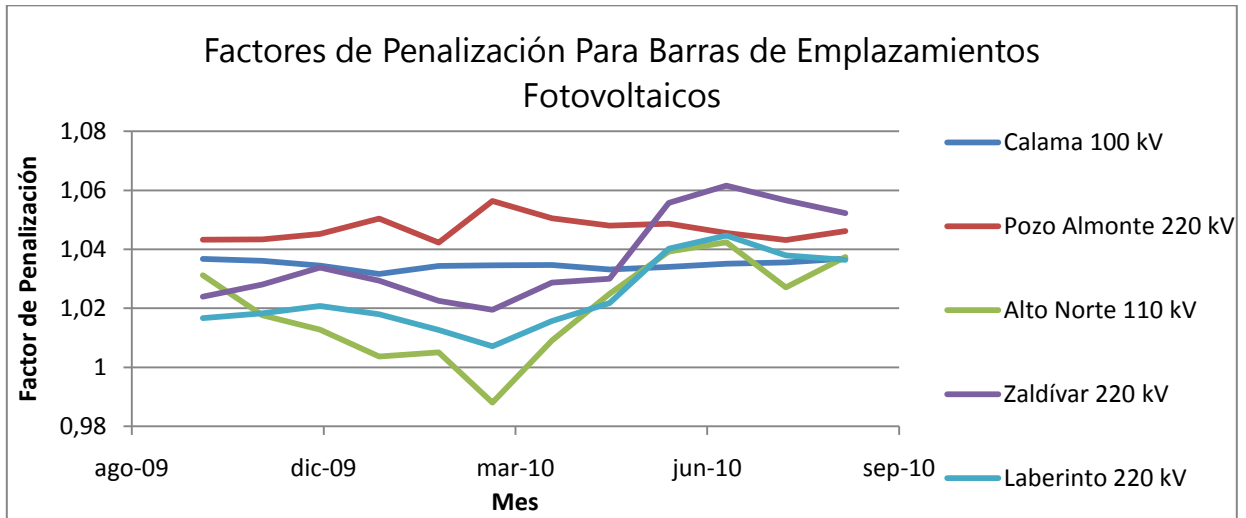


Figura 6.4: Factores de Penalización últimos 12 meses para barras de alternativas fotovoltaicas.

Los Factores de penalización promedio anual que se introducen en el método Promethee son los de la Tabla 6.12:

Emplazamientos	Altonorte	Calama	Escondida	Gaby	Pozo Almonte	Fuera de proceso
FP Promedio anual	1,01988	1,03478	1,03685	1,0242	1,04691	1,03685

Tabla 6.12: Factores de penalización promedio para alternativas fotovoltaicas.

6.2.2.4 Peajes de transmisión

El marco regulatorio chileno exime del pago de peajes a las generadoras de ERNC de 9 MW o menor potencia instalada, por lo que en este caso particular el criterio de peaje no es considerado.

6.2.2.5 Capacidad futura

Los datos de la capacidad nominal de las líneas en cada nudo de conexión son recogidos del modelo del SING en DigSilent utilizado por la CNE en el estudio de tarificación troncal (Tabla 6.13).

Parque	Barra	Líneas Adyacentes	Potencias nominales (MVA)	Potencia Total (MVA)
Fuera de Proceso	Sulfuros 220	Nueva Zaldívar - Sulfuros	169,18	338,36
		Sulfuros - Domeyko	169,18	
Gaby	Gaby 220	El Cobre - Gaby	158,4	158,4
Altonorte	Altonorte 110	Tap Off El Negro- Alto Norte	79,2	118,8
		Tap Off La Negra- Alto Norte	39,6	
Escondida	Sulfuros 220	Nueva Zaldivar - Sulfuros	169,18	338,36
		Sulfuros - Domeyko	169,18	
Pozo Almonte	Pozo Almonte 220	Lagunas - Pozo Almonte	105,6	294,58
		Pozo Almonte - Cerro Colorado	94,6	
		Tap Off Dolores - Pozo Almonte	19,8	
		Pozo Almonte - La Cascada	18,48	
		Cavanca - Pozo Almonte	23,76	
		Iquique - Pozo Almonte	32,34	
Calama	Calama 110	Salar - Calama	120	120

Tabla 6.13: Capacidades futuras de alternativas fotovoltaicas.

Distancia al punto de conexión

Al igual que en el caso eólico, las distancias son estimadas con Google Earth de acuerdo a los polígonos definidos para cada alternativa (Tabla 6.14).

Emplazamiento	Gaby	Altonorte	Escondida	Pozo Almonte	Calama	Fuera de Proceso
Distancia [km]	2,5	2	1,8	1,1	2,4	136

Tabla 6.14: Distancias a punto de conexión de alternativas fotovoltaicas.

6.2.2.6 Velocidad del viento

A partir de los datos contenidos en los histogramas de viento para cada emplazamiento se obtienen las velocidades máximas de viento (Tabla 6.15).

Emplazamiento	Gaby	Altonorte	Escondida	Pozo Almonte	Calama	Fuera de Proceso
Velocidad [m/s]	13,03	7,77	10,14	9,48	10,32	10,8

Tabla 6.15: Velocidades máximas del viento en alternativas fotovoltaicas (a 10 metros de altura).

6.2.2.7 Acceso a puerto

Este criterio no es considerado ya que tanto las regiones I, II y XV poseen acceso a puerto.

6.3 Funciones de preferencia y pesos relativos de los criterios.

6.3.1 Funciones de preferencia

La asignación de funciones de preferencia para cada criterio es uno de los pasos subjetivos dentro del proceso de resolución vía Promethee ya que, tanto el tipo de función como los umbrales de preferencia e indiferencia, deben ser definidos por el tomador de decisiones. No obstante la arbitrariedad en la definición de dichas funciones, éstas dependen del tipo de variable analizada bajo cada criterio, mientras que los umbrales dependerán del grado de precisión deseado en el análisis.

En la presente implementación todos los criterios están descritos por variables continuas positivas, cada una afectando la rentabilidad del proyecto en forma lineal, siendo la función del mismo tipo la más indicada para su descripción. Sólo en el caso del criterio "Costo marginal de la barra de conexión" se aplica una función Gaussiana con el objetivo de magnificar las preferencias más altas y disminuir aquéllas de menor valor, debido al reducido intervalo de variación de los factores de penalización.

Respecto a los umbrales de indiferencia, éstos se han fijado en 0 para todos los criterios mientras que los umbrales de preferencia son iguales a la mayor diferencia entre dos alternativas (sin considerar aquéllas fuera de proceso), para cada criterio en particular, de tal manera que la

preferencia estricta (valor 1 de la función) sólo se dé en variaciones extremas de cada atributo, permitiendo que las preferencias entre alternativas varíen todas linealmente sin la subjetividad impuesta por el umbral. Con esta elección se logra, adicionalmente, maximizar la precisión del análisis al adaptar el dominio de entrada de la función de preferencias al rango en que varía cada atributo. En las tablas Tabla 6.16 y Tabla 6.17 se resumen los tipos de función de preferencia, si corresponde maximizarlas o minimizarlas, y los umbrales escogidos para el caso eólico y fotovoltaico, respectivamente.

- Caso eólico (Tabla 6.16).

Criterio	Min/Max	Tipo de Función	Umbral de Indiferencia	Umbral de Preferencia	Unidad
Factor de Planta	Maximizar	Lineal	0	0,161	pu
Vías de Acceso	Minimizar	Lineal	0	1,7	km
Costo Marginal de la Barra de Conexión	Maximizar	Gaussiana	0	0,077	-
Peajes de Transmisión	Minimizar	Lineal	0	796.352	US\$
Distancia al Punto de Conexión	Minimizar	Lineal	0	12,88	km
Capacidad Futura	Maximizar	Lineal	0	225	MW

Tabla 6.16: Funciones de preferencia utilizadas en caso eólico.

- Caso fotovoltaico (Tabla 6.17).

Criterio	Min/Max	Tipo de Función	Umbral de Indiferencia	Umbral de Preferencia	Unidad
Factor de Planta	Maximizar	Lineal	0	0,021	pu
Vías de Acceso	Minimizar	Lineal	0	2	km
Costo Marginal de la Barra de Conexión	Maximizar	Gaussiana	0	0,027	-
Capacidad Futura	Maximizar	Lineal	0	219,6	MW
Distancia al Punto de Conexión	Minimizar	Lineal	0	1,4	km
Velocidad del Viento	Minimizar	Lineal	0	5,26	m/s

Tabla 6.17: Funciones de preferencia utilizadas en caso fotovoltaico.

6.3.2 Pesos relativos de los criterios

Tal como se expuso en el capítulo 3, el método Promethee requiere el ingreso de porcentajes (o pesos) que representen la importancia relativa de cada criterio en el contexto de la evaluación. Estos porcentajes representan la visión e intereses del tomador de decisiones, siendo la aplicación de éstos la etapa subjetiva en la resolución del problema.

Para la presente implementación el autor aplica porcentajes definidos arbitrariamente para la búsqueda de la mejor alternativa de emplazamiento, los que se presentan a continuación en los gráficos de las figuras Figura 6.5 y Figura 6.6.

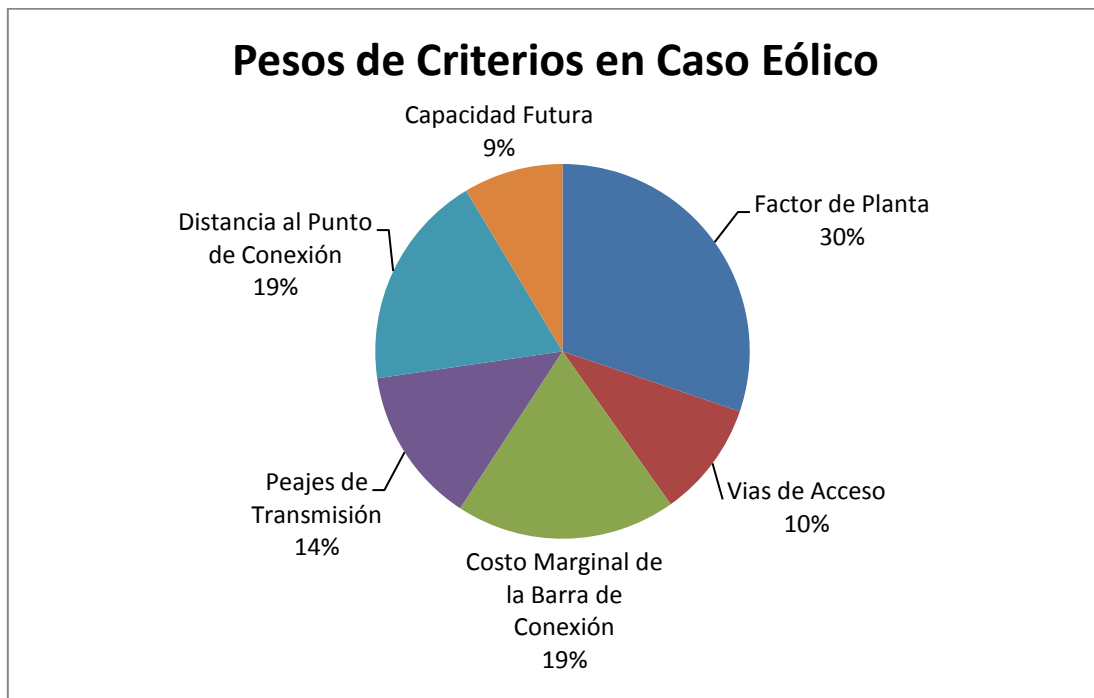


Figura 6.5: Pesos de criterios en caso eólico

Pesos de Criterios en Caso Fotovoltaico

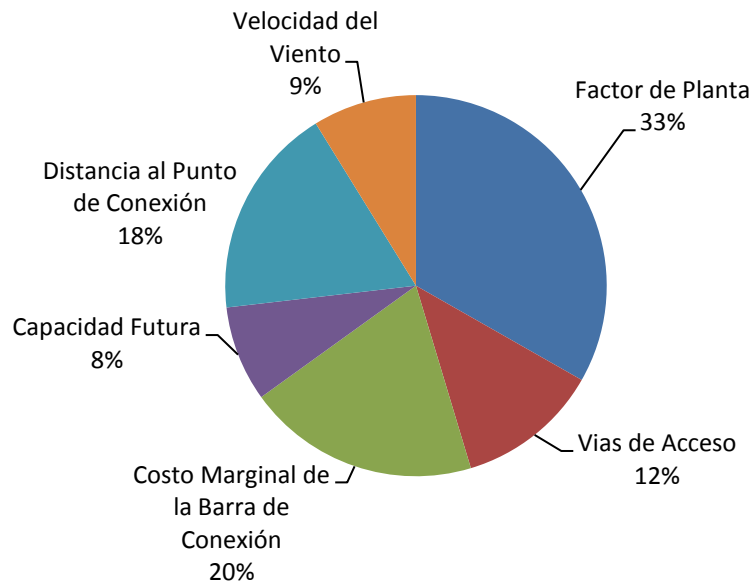


Figura 6.6: Pesos de criterios en caso fotovoltaico.

Sin pérdida de generalidad, se analiza la influencia que tiene la determinación de los porcentajes en la solución del problema, por tanto la definición arbitraria de éstos no debe afectar el análisis, siendo este último realizado a nivel general y no sobre un caso particular.

CAPÍTULO 7

Resultados

La evaluación de alternativas de emplazamiento se realiza mediante la utilización del software comercial D – Sight, siendo éste el programa con la implementación más sofisticada del método Promethee en la actualidad. El software contiene implementado el método tal como es expuesto en el capítulo 3, además de poseer la implementación del método GAIA y otras utilidades ligadas al análisis de sensibilidad que permiten comprender de mejor forma el proceso de decisión, todo lo anterior en una interfaz gráfica amigable para el usuario.

A continuación se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación del método Promethee (en su modalidad II) mediante la utilización de D – Sight.

7.1 Caso eólico

El ranking Promethee II obtenido para las alternativas eólicas con las funciones y pesos relativos anteriormente descritos se presenta en la Figura 7.1:

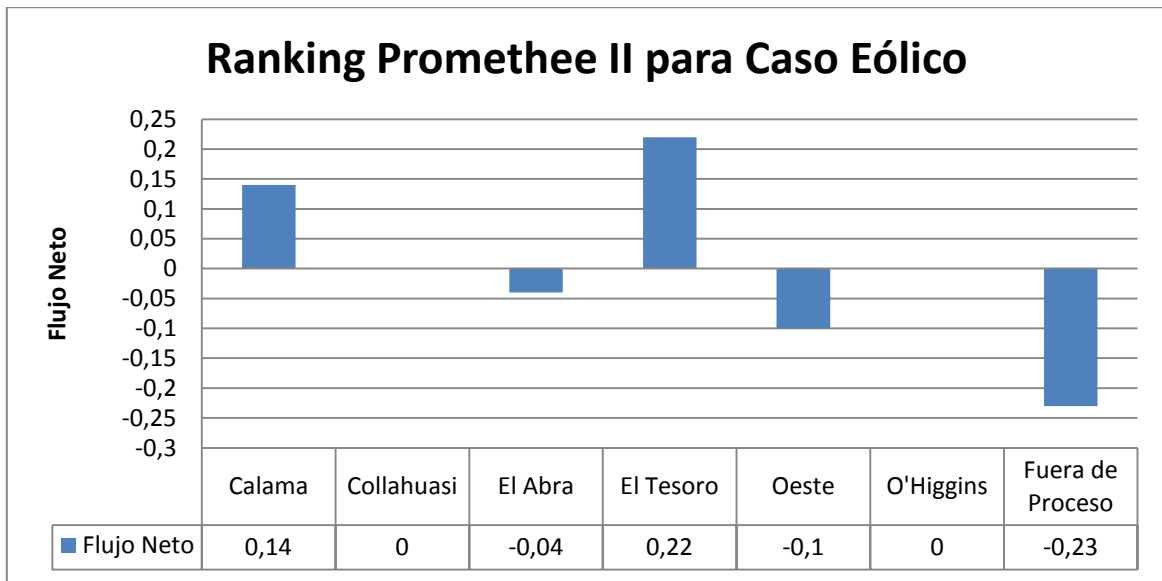


Figura 7.1: Ranking Promethee II para caso eólico

El ranking es categórico respecto a la mejor alternativa, siendo ésta el emplazamiento El Tesoro, seguido por las alternativas Calama y El Abra.

El Método GAIA, aplicado al mismo proceso de decisión, entrega el gráfico de la Figura 7.2:

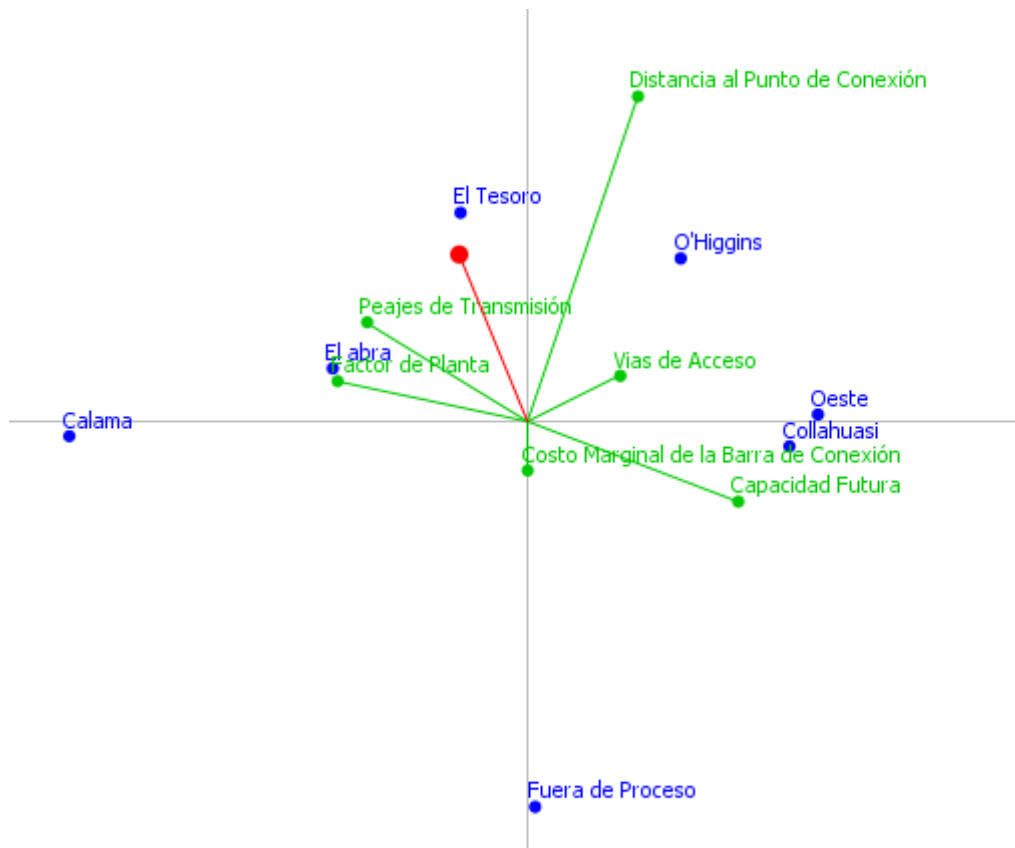


Figura 7.2: Plano GAIA para caso eólico

Debido a la elección realizada de los umbrales de preferencia e indiferencia, las alternativas aparecen dispersas en el plano impidiendo así agrupar éstas como “similares”, lo que permite optar por una sola alternativa de manera sencilla, comparado con el caso en que éstas aparecen concentradas en la misma zona del plano.

El gráfico coincide de gran forma con el ranking teniendo el puntero de decisión apuntando hacia la alternativa “El tesoro” y en sentido opuesto al emplazamiento “Fuera de Proceso”, dejando a esta última como la peor alternativa. Por la pérdida de información debida a la proyección bidimensional del problema ($\delta = 78\%$), el emplazamiento “el Abra” aparenta estar entre los mejores, sin embargo el ranking confirma lo contrario (siendo este último el indicador más confiable).

En relación a los pesos de cada criterio, D – Sight permite el cálculo de los intervalos de estabilidad del problema, es decir, la variación que puede experimentar cada porcentaje (escalando el resto en forma proporcional) sin provocar variaciones en el ranking. Los resultados se presentan en la Tabla 7.1:

Criterio	Peso Mínimo (%)	Peso Actual (%)	Peso Máximo (%)	Delta (%)
Factor de Planta	21,7	30	37,6	15,9
Vías de Acceso	6,4	10	10,5	4,1
Costo marginal de la barra de conexión	17,9	19	37,7	19,8
Peajes de Transmisión	9,1	14	15	5,9
Distancia al Punto de Conexión	12	19	21,4	9,4
Capacidad Futura	8	9	14,4	6,4

Tabla 7.1: Intervalos de estabilidad para caso eólico.

El criterio más sensible corresponde al de “vías de acceso”, mientras que para aquellos criterios que poseen pesos actuales mayores se observa mayor holgura, sin provocar cambios en el ranking. Por otro lado, los cambios de ranking al alcanzar los extremos de los intervalos son sólo entre alternativas con bajo desempeño comparativo, sin afectar la selección de la mejor, lo que permite afirmar que la evaluación de éstas es robusta. A modo de ejemplo, el sitio de mejor desempeño cambia de “El Tesoro” a “Calama” para un peso de 42% en el criterio “Factor de Planta”.

Para tener además una noción gráfica de los cambios producidos en la elección por variaciones en los pesos de los criterios, D – Sight posee una herramienta llamada CTD (Cerebro del Tomador de Decisiones), la que intenta representar de manera realista el pensamiento del tomador de decisiones al considerar la existencia de rangos de incertidumbre en los pesos, permitiendo así la existencia de una zona del plano GAIA donde el puntero de decisión se mueve. En este caso la herramienta CTD se aplica para los intervalos de pesos de la Tabla 7.2:

Criterio	Peso Mínimo (%)	Peso Actual (%)	Peso Máximo (%)
Factor de Planta	20	30	40
Vías de Acceso	5	10	15
Costo Marginal de la Barra de Conexión	14	19	25
Peajes de Transmisión	10	14	16
Distancia al Punto de Conexión	10	19	25
Capacidad Futura	2	9	11

Tabla 7.2: Intervalos de pesos para método CTD caso eólico.

El gráfico GAIA obtenido con CTD es el de la Figura 7.3:

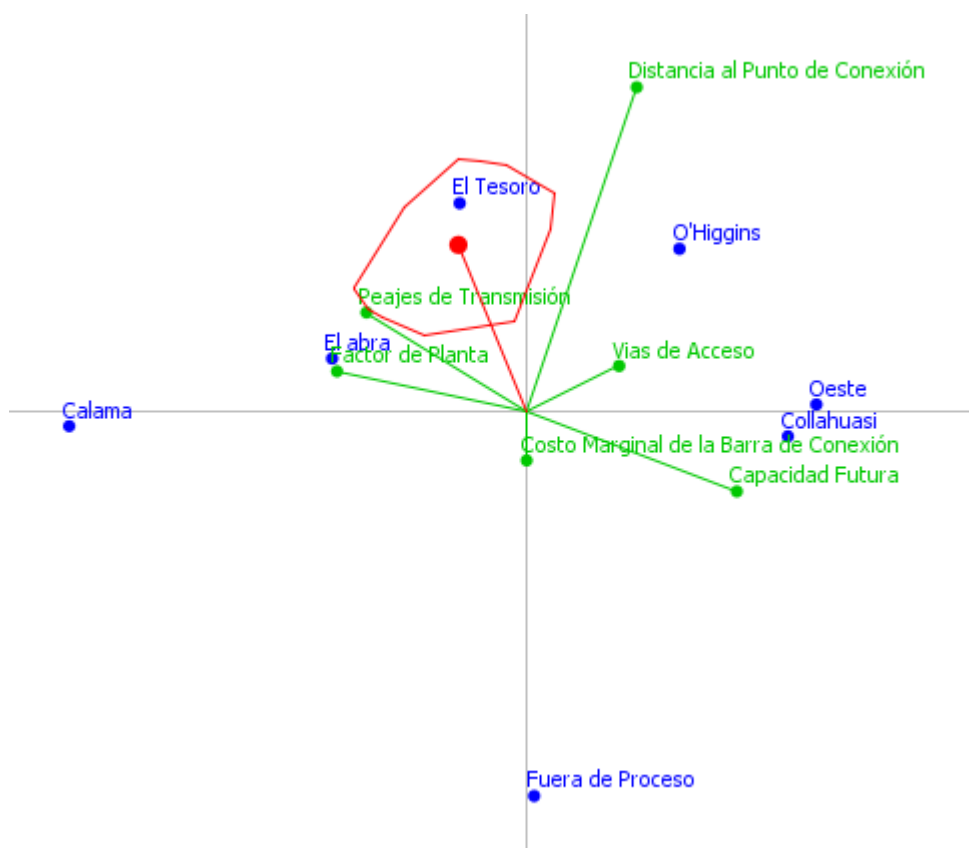


Figura 7.3: Plano GAIA con CTD para caso eólico.

El gráfico muestra en color rojo el polígono que representa el CTD, es decir, la zona del plano en que se mueve el puntero de decisión para las variaciones antes mencionadas en los pesos. En el caso hipotético de que al interior del polígono existan varias alternativas, la elección podría ser catalogada de "difícil", mientras para el caso contrario (representado en el presente estudio) la elección se puede catalogar de "fácil", ya que incluso permitiendo cierta flexibilidad en los pesos de los criterios la elección sigue siendo la misma, reforzando el concepto mencionado en párrafos anteriores.

La alternativa fuera del proceso de selección incluida en el método Promethee ocupa el último lugar del ranking debido principalmente a su falta de competitividad en el criterio "Distancia al punto de conexión", siendo competitiva en los demás criterios.

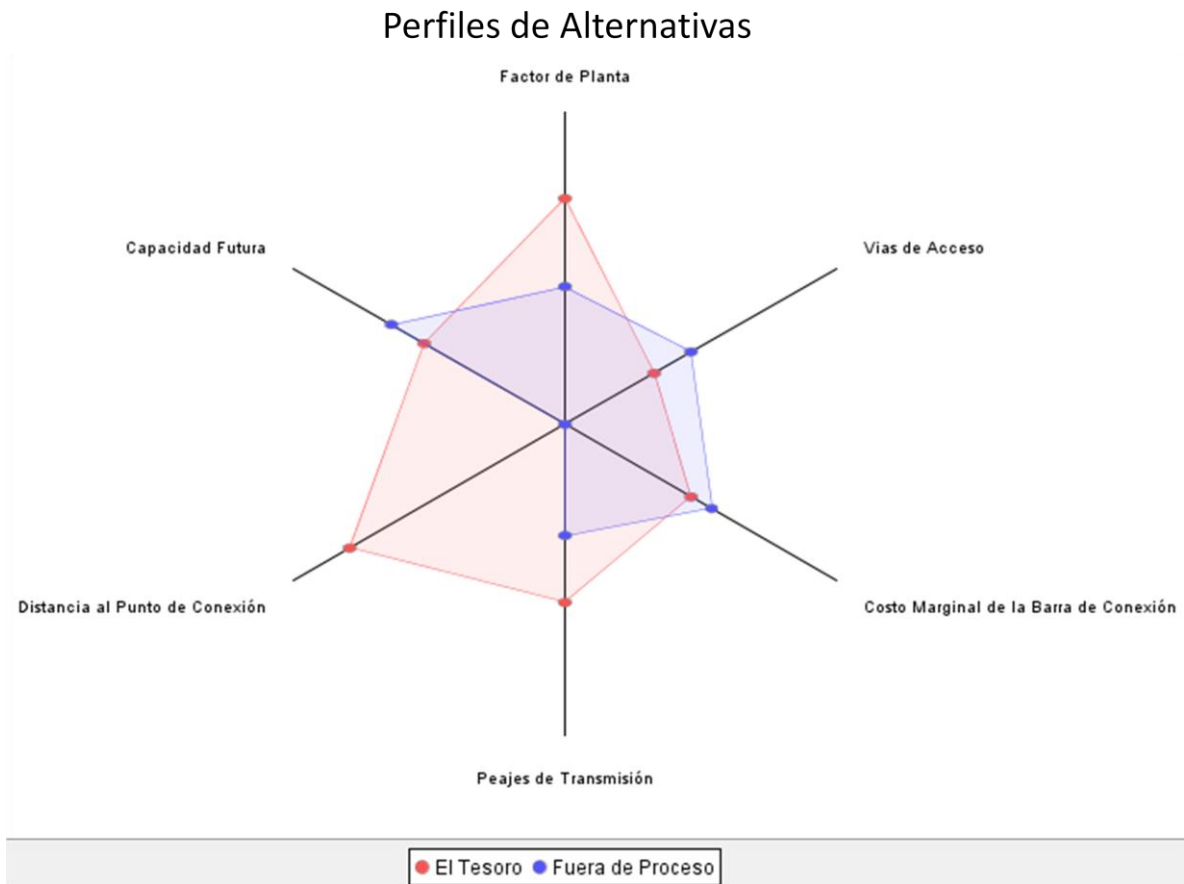


Figura 7.4: Perfiles de alternativas eólicas.

En la Figura 7.4 se compara los flujo netos, de acuerdo a cada criterio, de las alternativas "El Tesoro" (primera del ranking) y "Fuera de Proceso" (última del ranking) dejando en evidencia que el aspecto débil de la segunda es su lejanía de las subestaciones del sistema. Esto sugiere que la zona de abundancia de recurso eólico ubicada al sur de la II región sólo requiere de la existencia de líneas de transmisión y subestaciones cercanas para ser competitivas.

7.2 Caso fotovoltaico

El ranking Promethee II obtenido para las alternativas fotovoltaicas con las funciones y pesos relativos anteriormente descritos se presenta en la Figura 7.5:

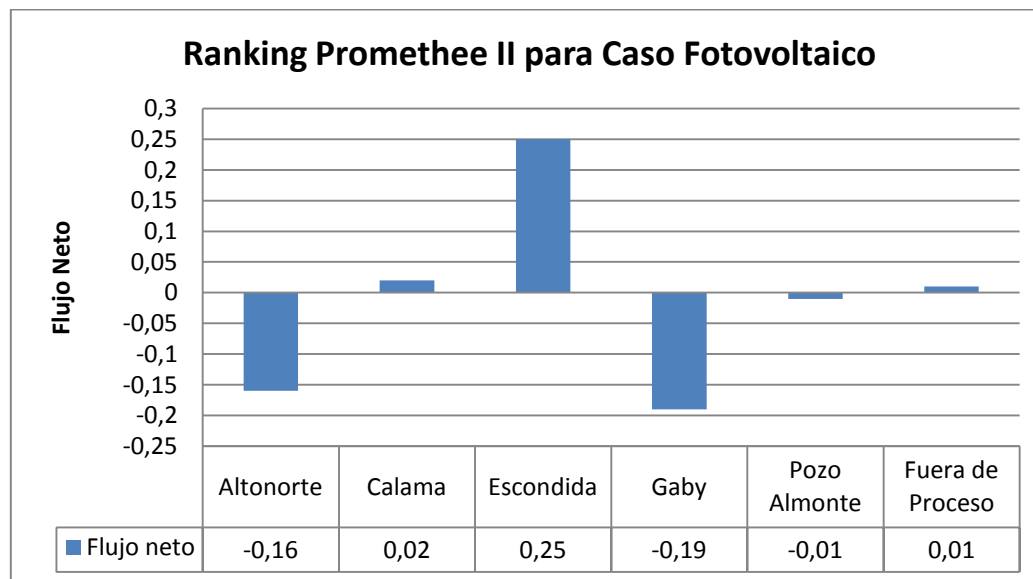


Figura 7.5: Ranking Promethee II para caso fotovoltaico.

En forma similar al caso eólico, el ranking muestra en forma categórica al emplazamiento "Escondida" como el más competitivo para la instalación de un parque fotovoltaico. La segunda mejor alternativa es el emplazamiento "Calama" con un flujo cercano a 0.

El método GAIA aplicado al caso fotovoltaico entrega el resultado presentado en la Figura 7.6:

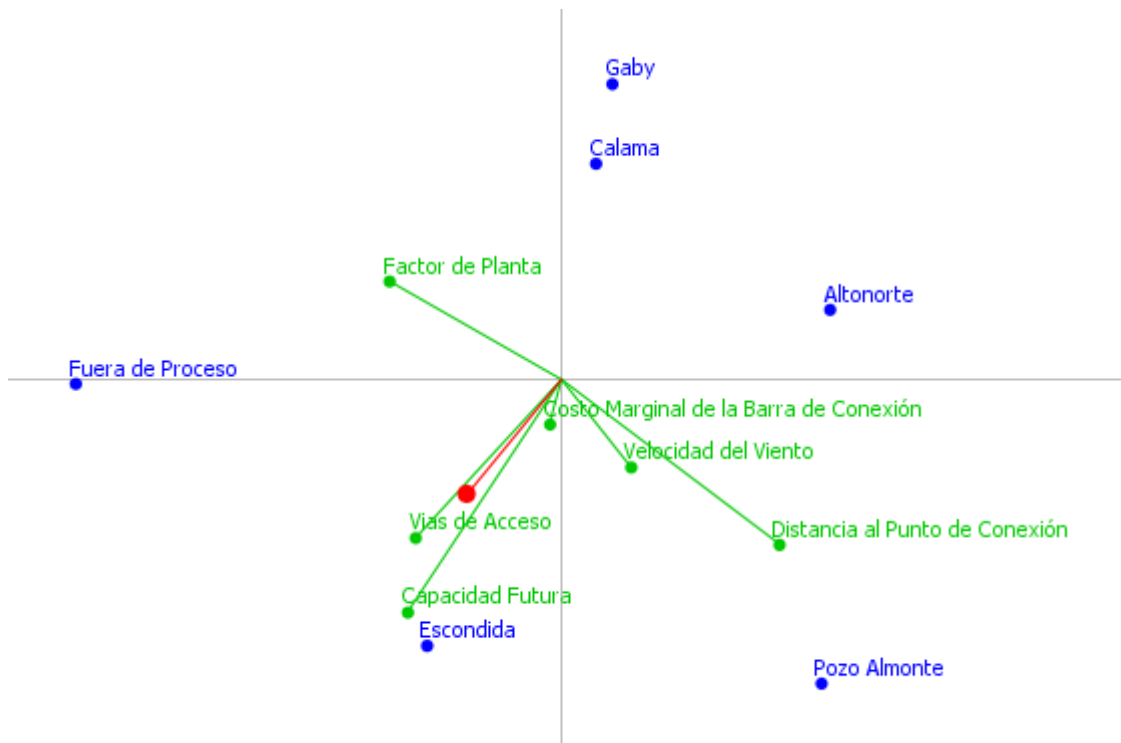


Figura 7.6: Plano GAIA para caso fotovoltaico.

Para el proceso de decisión representado se tiene una relación coherente entre el ranking Promethee y el plano GAIA, teniendo este último el puntero de decisión en dirección a la primera alternativa del ranking. En este caso la información del problema conservada luego de la proyección bidimensional es del 84,3%, por lo que no se presenta ningún tipo de incongruencia con el ranking, a diferencia del caso eólico.

En la Tabla 7.3 se presentan los intervalos de estabilidad del problema.

Criterio	Peso Mínimo (%)	Peso Actual (%)	Peso Máximo (%)	Delta (%)
Factor de Planta	31,3	33	37,4	6,1
Vías de Acceso	5	12	29,3	24,3
Costo Marginal de la Barra de Conexión	0	20	32	32
Capacidad Futura	1,4	8	10,8	9,4
Distancia al Punto de Conexión	10	18	20,5	10,5
Velocidad del Viento	6,4	9	20,9	14,5

Tabla 7.3: Intervalos de estabilidad para caso fotovoltaico.

De los datos se puede notar que el intervalo más pequeño corresponde a el criterio "Factor de Planta", sin embargo ninguno de ellos representa cambios en el primer lugar del ranking

demostrando, al igual que en el caso eólico, que la elección del mejor emplazamiento es categórica.

En cuanto a la flexibilidad en los pesos de cada criterio, se ejecutó la herramienta CTD para los siguientes intervalos presentados en la Tabla 7.4:

Criterio	Peso Mínimo (%)	Peso Actual (%)	Peso Máximo (%)
Factor de Planta	26	33	40
Vías de Acceso	8	12	15
Costo Marginal de la Barra de Conexión	15	20	23
Capacidad Futura	0	8	12
Distancia al Punto de Conexión	16	18	22
Velocidad del Viento	6	9	12

Tabla 7.4: Intervalos de pesos para método CTD caso fotovoltaico.

Obteniendo el gráfico de la Figura 7.7:

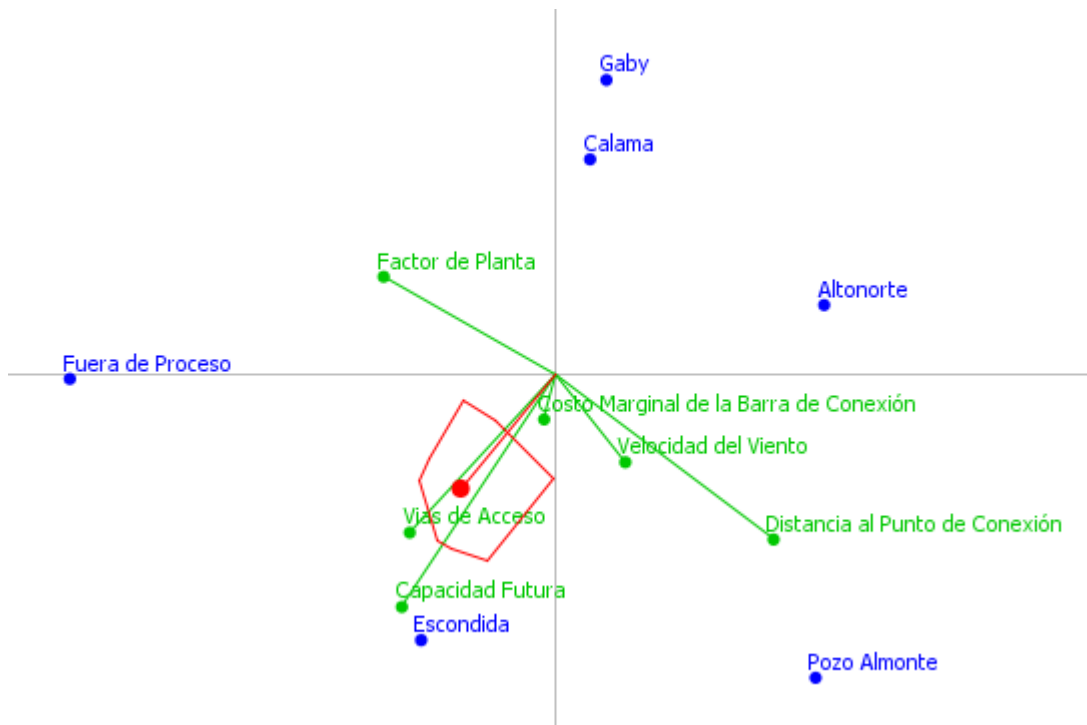


Figura 7.7: Plano GAIA con CTD para caso fotovoltaico.

El resultado obtenido en este caso es bastante similar al del caso eólico, permitiendo catalogar el proceso de decisión como “fácil”, dado que el puntero de decisión apunta en direcciones cercanas al emplazamiento “Escondida”, y sólo apuntando hacia “Fuera de Proceso” cuando disminuye el peso del criterio “Distancia al punto de conexión”.

A diferencia del caso eólico, esta vez se tuvo que la alternativa "Fuera de Proceso" obtuvo la segunda posición en el ranking Promethee. Esta situación se explica porque dicha alternativa presenta muy buenas características respecto a todos los criterios excepto al de "Distancia al Punto de Conexión" (notar en el gráfico GAIA la gran distancia existente entre el puntero del criterio y la alternativa), por lo que el flujo neto no logra representar la falta de competitividad de la alternativa en dicho ítem (a causa de la elección de los umbrales de preferencia e indiferencia realizados). Esta contradicción se puede subsanar mediante la revisión del perfil de la alternativa en cuestión con respecto a la primera del ranking (Figura 7.8).

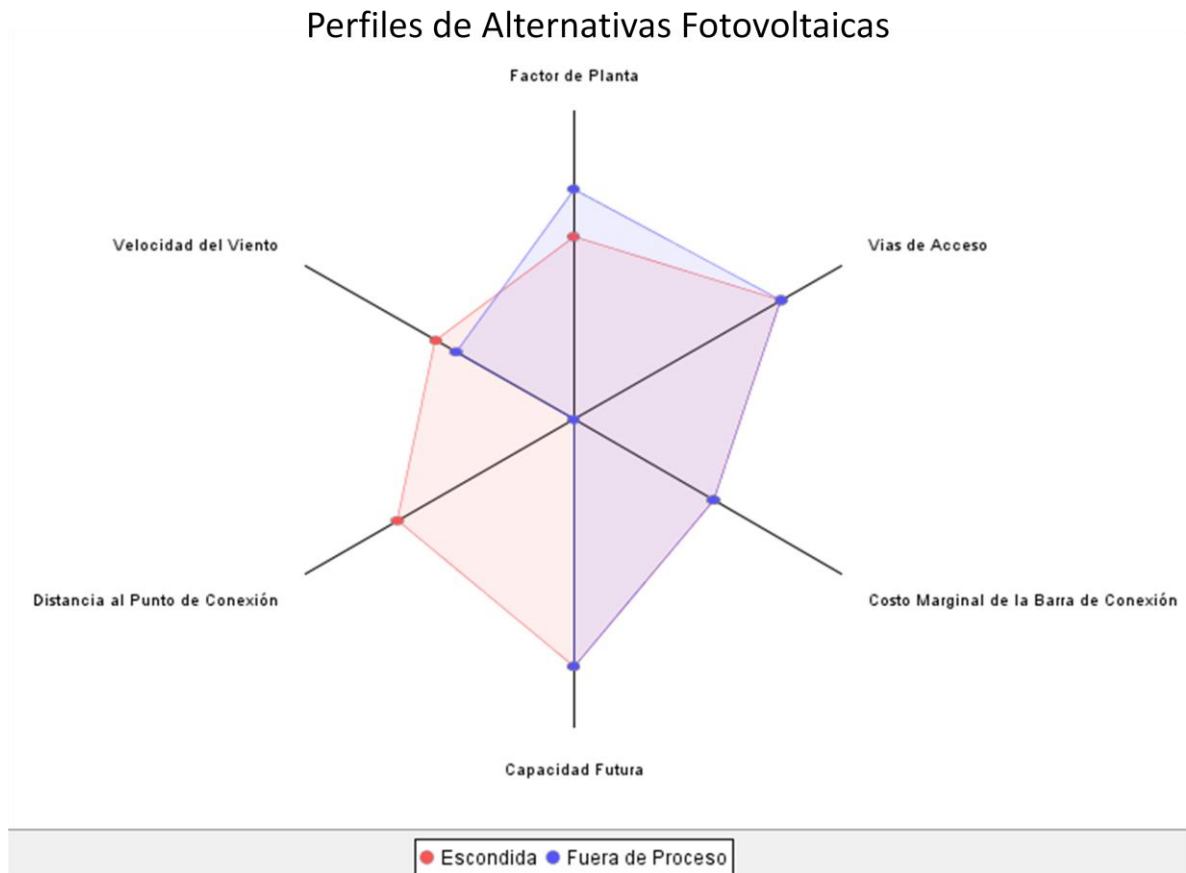


Figura 7.8: Perfiles de alternativas fotovoltaicas.

La comparación de las dos alternativas de acuerdo a los flujos sobre cada criterio es concordante con lo afirmado, es decir, la única diferencia drástica entre ambas es la "distancia al punto de conexión". Con este análisis se puede afirmar que la alternativa "Fuera de Proceso" no es factible a pesar de su buen desempeño en la mayoría de los criterios.

CAPÍTULO 8

Conclusiones

Dentro de este trabajo, se logra constituir una metodología a nivel de anteproyecto para la selección, y posterior comparación, de sitios para el emplazamiento de centrales eólicas y fotovoltaicas conectadas a sistemas eléctricos de potencia, en este caso implementada para el Sistema Interconectado del Norte Grande.

El sistema de búsqueda y selección de emplazamientos presentado, el que cuenta con criterios para filtrar solamente aquéllos con condiciones excepcionales, demuestra de acuerdo a la implementación realizada la existencia de al menos 6 lugares aptos para la instalación de parques eólicos y 5 para parques fotovoltaicos en las regiones I y II de Chile. Dado que la implementación es realizada sólo para efectos de comprobar la aplicabilidad y eficacia del método, es decir, sin realizar una búsqueda exhaustiva de sitios, es probable que la cantidad disponible de estos últimos sea aun mayor.

Respecto a la primera etapa de la metodología planteada, cabe destacar que debido a la similitud entre las dos tecnologías de generación estudiadas, en cuanto a los requerimientos logísticos y económicos que permiten mejorar sus desempeños como proyectos, se concluye que es posible la creación de un sistema de búsqueda de emplazamientos común a ambas, en un nivel abstracto, que permita posteriormente ser adaptado en forma particular a cada una de éstas, dando como resultado un método compacto y no redundante.

En cuanto al método Promethee, utilizado para la comparación de sitios de emplazamientos obtenidos de la primera etapa de la metodología, se concluye que es efectivo para determinar a través de una lista de merito o ranking cual es el mejor de ellos, es decir, el que menos inversión requiere y más ingresos generaría. Es importante destacar que todos los métodos de decisión multicriterio existentes requieren gran cantidad de información para ser

aplicados, proporcional a la cantidad de aspectos considerados, siendo Promethee el que menos requiere, poseyendo el concepto de optimalidad más sencillo y robusto.

Se concluye que los resultados entregados por el método Promethee se ven fuertemente afectados por la información paramétrica que debe ser ingresada por el tomador de decisiones, correspondiente a los umbrales de decisión. De acuerdo a los valores que estos parámetros tomen se dará lugar a procesos de decisión fáciles o difíciles, dependiendo si el ranking obtenido es estable o inestable y las magnitudes en las diferencias de flujo entre cada alternativa son grandes o pequeñas. Respecto a este último punto, se concluye que las herramientas adicionales al método Promethee como GAIA, CTD, intervalos de estabilidad y perfiles de alternativas fueron útiles en la comprensión del proceso de decisión al crear una noción gráfica, cuantitativa e intuitiva del impacto provocado por la información paramétrica, así como para detectar resultados que pueden ser confusos o incoherentes producto del cálculo del flujo neto.

El aporte del método planteado radica en ser el primero en sistematizar la resolución de la ubicación de plantas de ERNC en Chile, pudiendo ser de utilidad para inversionistas o para futuras investigaciones en el mismo tema, así como para resolver el tema de los planos reguladores para uso de terrenos tanto públicos como privados, materia que no ha sido abordado por la legislación relativa a ERNC y que hasta ahora sigue entorpeciendo la tramitación de proyectos eólicos y fotovoltaicos en el norte grande del país.

No obstante la idea de comparar entre sí alternativas para hallar la mejor de ellas es una de las metodologías más prácticas y utilizadas en la toma de decisiones, ésta cuenta con la desventaja de no asegurar la rentabilidad de la opción seleccionada para un horizonte de tiempo determinado. Al respecto, se propone como trabajo futuro la búsqueda de un patrón fijo para la comparación de alternativas de modo que el desempeño obtenido por éstas dependa sólo de sí mismas y no del resto de los candidatos, pudiendo así asegurar la rentabilidad del proyecto para una cantidad determinada de años, siendo este concepto el más importante para los inversionistas del sector.

Adicionalmente al trabajo futuro propuesto, se sugiere la integración de la metodología presentada con bases de datos y sistemas de información geográfica (GIS), similares a Google Earth, de tal manera de constituir un software didáctico y orientado al usuario que automatice la búsqueda y ordenamiento de la información necesaria.

Uno de los puntos no abordados en el presente trabajo de memoria fue la potencia óptima de un proyecto de energías renovables, siendo el método aplicado sólo a valores preestablecidos de ésta. Los criterios que determinan la potencia óptima son totalmente diferentes a las que determinan la ubicación, sin embargo también puede ser abordado mediante el método Promethee, por lo que se propone como trabajo futuro el tratamiento de tal problema con el método mencionado, completando así la sistematización en la resolución de los asuntos más relevantes en la fase de anteproyecto de centrales a base de ERNC.

9 Bibliografía

- [1] Raul O'ryan, "Diseño de un modelo de proyección de demanda energética global nacional de largo plazo", Comisión nacional de energía, 2008.

- [2] Organización de las Naciones Unidas, "Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", 1998.

- [3] Comisión Nacional de Energía, "Energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno", 2009.

- [4] Comisión Nacional de Energía, "Estadística de Capacidad Instalada de Generación Sistemas SIC, SING, Aysen y Magallanes", 2009.

- [5] Jorge Moreno, Sebastian Mocarquer, y Hugh Rudnick, "Generación eólica en Chile: Análisis del entorno y perspectivas de desarrollo", 2008.

- [6] Alejandro Vergara, Nueva legislación sobre ERNC. Regulación eléctrica sin regulación sectorial, 2006.

- [7] Comisión Nacional de Energía, "Modelación del recurso solar y eólico en el norte de Chile", 2009.

- [8] Bent Sorensen, *Renewable energy: its physics, engineering, use, environmental impacts, economy, and planning aspects*, Tercera Edición ed., 2004.

- [9] Albert Betz, *Introduction to the Theory of Flow Machines.*, 1966.
- [10] Erich Hau, *Wind Turbines*, Segunda edición ed., 2005.
- [11] Comisión Nacional de energía, "Guía para evaluación ambiental, energías renovables no convencionales, proyectos eólicos", 2006.
- [12] (2010) www.renovables-energia.com.
- [13] Luis S. Vargas, Claudia Rahmann, y Rodrigo Palma Behnke, "Análisis Dinámico de la Operación de Parques Eólicos Conectados al SIC", , 2005.
- [14] Terje Gjengedal, "Large scale wind power farms as power plants", en *Nordic Wind Power Conference*, 2005.
- [15] S.A. Grady, M.Y. Hussaini, y M.M. Abdullah, "Placement of wind turbines using genetic algorithm", *Renewable Energy*, vol. 30, no. 2, pp. 259-270, Febrero 2005.
- [16] Pablo Daniel Hidalgo, "Proyecto electricificación rural, localidad de Cámar, II región, Antofagasta (memoria de título)", , 2006.
- [17] U.S. Department of Energy, "Assessing the potential for renewable energy on public lands", , 2003.
- [18] Public Interest Energy Research Program (PIER), "Potential health and environmental impacts associated with the manufacture and use of photovoltaic cells", California Energy Commission, 2003.
- K. Lieten, T. Bruton, K. Declercq, J. Szlufcik, H. de Moor, M. Goris, A. Benali, O. Aceves L.

- [19] Frisson, "Recent improvements in industrial PV module recycling", en *European photovoltaic solar energy conference*, 2000.
- [20] Theocharis Tsoutsos, Niki Frantzeskaki, y Vassilis Gekas, "Environmental impacts from the solar energy technologies", *Energy Policy*, vol. 33, no. 3, pp. 289-296, Septiembre 2003.
- [21] José L. Bernal-Agustín y Rodolfo Dufo-López, "Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain", 2005.
- [22] Gianni Celli, Emilio Ghiani, Massimo Lodo, Fabrizio Pilo, y Simone Pani, "Optimal location of biogas and biomass generation plants.", *Universities Power Engineering Conference*, pp. 1-6, Septiembre 2008.
- [23] Gianni Celli, Emilio Ghiani, Susanna Mocci, y Fabrizio Pilo, "A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Siting and Sizing of Distributed Generation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 750-757, Mayo 2005.
- [24] Ali Zangeneh, Shahram Jadid, y Ashkan Rahimi-Kian, "Promotion strategy of clean technologies in distributed generation expansion planning", *Renewable Energy*, vol. 34, no. 12, pp. 2765-2773, Diciembre 2009.
- [25] Gianni Celli y Fabrizio Pilo, "Optimal distributed generation allocation in MV distribution networks", *Power Industry Computer Applications*, pp. 81-86, mayo 2001.
- [26] Ali Zangeneh, Shahram Jadid, y Ashkan Kian, "Clean technologies developments based on a grant function in distributed generation planning", *Power Symposium. NAPS 08. 40th North American*, 2008.
- [27] Zhong Yang y Sumei Gao, "On selecting the locations of 60MW grid-connected photovoltaic power plant", *Symposium on Photonics and Optoelectronic (SOPO)*, pp. 1-4, Junio 2010.

- [28] Luis Vargas, "Clase I: Introducción al mercado eléctrico chileno", en *Apuntes del curso Generación Eléctrica con Fuentes Renovables*, 2010.
- [29] Hugh Rudnick, "Modelo marginalista ¿Desincentiva o no a las ERNC?", , 2010.
- [30] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, "Ley N° 19940", Chile, Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas sistemas eléctricos medianose introduce las adecuaciones que indica la la ley general de servicios eléctricos 2004.
- [31] Hugh Rudnick, Rodrigo Palma, y José Fernández, "Marginal pricing and supplement cost allocation in transmision open access", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 1125-1142, mayo 1995.

Ley de Betz y potencia contenida en el viento

El viento, tal como se mencionó anteriormente, es una masa de aire en movimiento que por ende posee energía cinética, la cual puede ser aprovechada a través de la utilización de turbinas con aspas. La formalización física y matemática de este efecto requiere conceptos básicos de dinámica, los que se presentan a continuación.

Se considera el viento como una masa m de aire a una velocidad v . De acuerdo a la expresión para la energía cinética se tiene:

$$E_{viento} = \frac{1}{2}mv^2 \quad (9.1)$$

Luego, para la potencia del viento se tiene la siguiente expresión:

$$P_{viento} = \frac{dE_{viento}}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2 \quad (9.2)$$

Por otro lado se tiene la siguiente relación para la variación temporal de la masa:

$$\frac{dm}{dt} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho Av \quad (9.3)$$

Donde:

A = area, perpendicular a la velocidad, ocupada por la masa de aire

x = longitud axial ocupada por la masa de aire

ρ = densidad del aire.

Luego la expresión para la potencia del viento es la siguiente:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (9.4)$$

Ahora el problema es saber cuánta de esta potencia es posible aprovechar. En lo que sigue, se obtendrá una expresión para la potencia del viento en términos de la velocidad de éste, además de la eficiencia teórica máxima de la turbina con aspas como dispositivo de aprovechamiento de la energía eólica. Para obtener dichas expresiones se plantea la siguiente situación con sus correspondientes supuestos:

- Se tiene una turbina ideal, es decir, con infinitas aspas y sin buje, lo que deriva en que no hay pérdidas por roce.
- El flujo de aire a través de la turbina es en dirección axial, es decir, la masa de aire que ingresa por el frente es la misma perpendicular a las aspas. De esta manera, se podrá utilizar la ecuación de conservación de masa.
- Se considera el aire como un fluido incompresible de densidad constante, por lo que no hay transferencia de calor entre éste y las aspas de la turbina.
- El rotor de la turbina no posee masa, por lo que no posee inercia.

Dado que la turbina puede obtener energía mecánica sólo a expensas de la energía cinética contenida en la corriente de aire, es significativa necesariamente que, para una masa definida de aire, que la velocidad del viento por detrás de la turbina debe disminuir. Un descenso de la velocidad del aire se traduce en un ensanchamiento de la sección transversal ocupada por la masa de aire. En conclusión, para el siguiente análisis se deberá considerar las condiciones del viento por delante y detrás de la turbina, además del momento en que el aire la atraviesa. Lo descrito se resume en la Figura A.1:

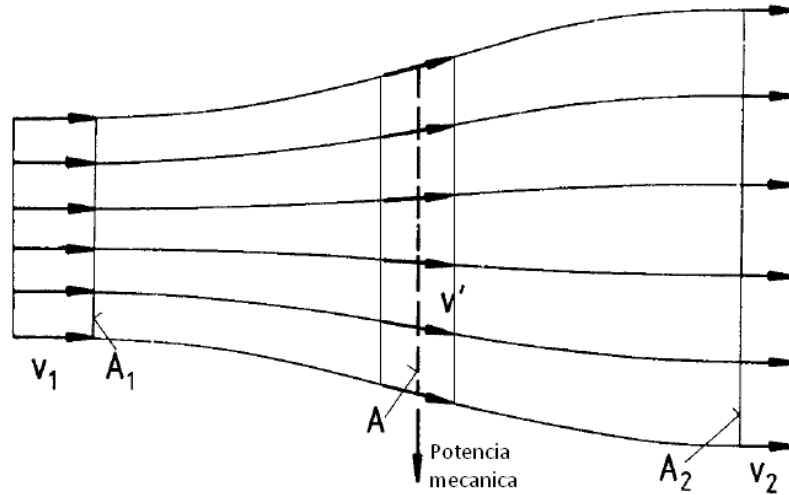


Figura A.1: Turbina sometida a un flujo de aire.

De acuerdo a lo explicado anteriormente, la potencia mecánica extraída del viento es igual a la diferencia entre la energía cinética del aire incidente y el aire detrás de la turbina, es decir:

$$P = \frac{1}{2} \rho (A_1 v_1^3 - A_2 v_2^3) \quad (9.5)$$

Si ahora se considera la ecuación de continuidad de la masa de aire:

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 \quad (9.6)$$

Entonces la expresión para la potencia mecánica es:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1 (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{o} \quad P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} (v_1^2 - v_2^2) \quad (9.7)$$

Esta expresión, en términos puramente matemáticos, indica que la potencia mecánica aprovechada por la turbina es máxima cuando $v_2 = 0$, es decir, cuando el aire es detenido totalmente por la turbina luego de pasar por ésta. No obstante, dicho resultado no tiene sentido físico, ya que si el aire es completamente detenido tras pasar la turbina es imposible seguir evacuando el aire para mantener el flujo. Como debiera esperarse, un resultado con sentido físico consiste en una cierta razón v_2/v_1 tal que maximice la potencia mecánica.

Para hallar dicha razón es necesario recurrir a otra ecuación que exprese la potencia mecánica de la turbina. Utilizando el principio de conservación del momentum, la fuerza que el aire ejerce sobre las aspas se puede expresar como:

$$F = \frac{dm}{dt} (v_1 - v_2) \quad (9.8)$$

Luego, por acción y reacción, las aspas ejercen una fuerza de igual magnitud sobre el aire que atraviesa la turbina. Cabe destacar que el aire, al momento de atravesar la turbina posee una velocidad v' , por lo tanto la potencia necesaria para que las aspas empujen el aire es:

$$P = Fv' = \frac{dm}{dt}(v_1 - v_2)v' \quad (9.9)$$

Por lo tanto, la potencia mecánica se puede expresar por un lado como la diferencia de potencia del viento antes y después de pasar por la turbina, y por otro lado como la potencia traspasada a las aspas. De acuerdo a esto es posible igualar ambas expresiones para obtener una ecuación para v' :

$$\frac{1}{2} \frac{dm}{dt}(v_1^2 - v_2^2) = \frac{dm}{dt}(v_1 - v_2)v' \quad (9.10)$$

$$v' = \frac{1}{2}(v_1 + v_2) \quad (9.11)$$

Por lo tanto el flujo masa es:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{1}{2} \rho A (v_1 + v_2) \quad (9.12)$$

Por lo que la potencia aprovechada por la turbina es:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2) \quad (9.13)$$

A partir de esta expresión es posible definir el coeficiente de potencia como la razón entre la potencia de la turbina y la potencia del viento, es decir:

$$C_p = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2)}{\frac{1}{2} \rho v_1^3 A} = \frac{1}{2} \left| 1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right| \left| 1 + \frac{v_2}{v_1} \right| \quad (9.14)$$

Luego de derivar esta expresión respecto a v_2/v_1 e igualarla a cero, se obtiene que el máximo valor del coeficiente de potencia es: $C_p = 0.593$ para $\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$.

Los factores GGDF

Dado que el pago de peajes, en general, debe ser proporcional al nivel de uso que se haga de las instalaciones de transmisión, se requiere de algún método que permita identificar el nivel de uso de cada usuario. A pesar de que resulta intuitivo que el uso de una instalación de transmisión es proporcional a la energía o potencia transmitida por ésta, no resulta trivial la cuantificación del nivel de uso de cada usuario debido al carácter dinámico de la operación de la redes eléctricas y los flujos de potencia por estas últimas no obedecen a la voluntad de los generadores o consumidores sino que se rigen por leyes físicas, haciendo difícil la tarea de identificar quien produce y quien consume una determinada cantidad potencia.

El método GGDF (Generalized Generation Distribution Factors) constituye una forma de medir el uso de los sistemas de transmisión de energía eléctrica pertenecientes a una red mediante el cálculo de factores que dependen de la topología de ésta. Este método pertenece a un grupo más amplio conocido como métodos de factores de distribución [31].

Los factores GGDF representan el impacto total sobre el flujo por una línea provocado por la inyección de potencia de un generador. Antes de comenzar con la formalización matemática de estos factores es necesario introducir los factores GSDF (Generalized Shift Distribution Factors) que son similares a los anteriores pero que supone variaciones incrementales de generación – flujo y no totales.

B.1 Factores GSDF

Estos factores relacionan un cambio de flujo de potencia por una línea respecto de la inyección neta de potencia en un nudo.

Un factor de distribución $A_{i-k,b}$ se define a través de un análisis de sensibilidad e indica la relación entre un cambio en la potencia inyectada ΔPI_b en una barra b y un cambio ΔF_{i-k} en el flujo a través de la línea $i - k$. Se considera además que un cambio de inyección de potencia en una barra cualquiera es absorbido por un cambio igual ΔPI_R en la barra de referencia R, considerando que los generadores cargas y pérdidas restantes se mantienen constantes. Por lo tanto para los cambios en todas las inyecciones, la variación en el flujo por una determinada línea esta dada aproximadamente por:

$$\Delta F_{i-k} = \sum_{b \neq R} A_{i-k,b} \cdot \Delta PI_b \quad (9.15)$$

En que se cumple que:

$$\sum_{b \neq R} \Delta PI_b + \Delta PI_R = 0 \quad (9.16)$$

Estos factores se obtienen desde un análisis DC de flujo de potencia. Usando reactancias se calculan como:

$$A_{i-k,b} = \frac{X_{i-b} - X_{k-b}}{X_{i,k}} \quad (9.17)$$

donde X_{i-b} y X_{k-b} corresponden a elementos de la matriz de reactancia (la inversa de la matriz de admitancia nodal eliminada la fila y columna correspondiente a la barra de referencia) y $X_{i,k}$ corresponde a la reactancia del tramo $i - k$.

Estos factores son estimados en forma lineal para los cambios en los flujos debido a la variación de la potencia inyectada en una barra. Son independientes de las condiciones de operación del sistema (distribución y generación de carga), pero dependen de la configuración de la red y de la barra de referencia elegida. Para determinar el impacto en una rama de una inyección se debe conocer el sentido del flujo por la rama.

Los factores GGSF pueden ser también determinados a través de un análisis AC o mediante un uso sucesivo de un algoritmo de despacho económico, pero debido a su simplicidad se prefiere la utilización de un flujo DC.

B.2 Factores GGDF

Estos factores hacen suponen variaciones totales de generación – flujo, y no incrementales, siendo ésta la única diferencia con respecto a los factores GSDF.

Un factor $D_{i-k,g}$ relaciona la inyección total de un generador G_g en una barra g , con el flujo real F_{i-k} por una línea $i - k$. Estos factores se definen a partir de las siguientes ecuaciones:

$$F_{i-k} = \sum_g D_{i-k,g} \cdot G_g \quad (9.18)$$

Estos factores son independientes de la elección de la barra de referencia pero dependen de la configuración del sistema de la condición de operación de este.

Es posible obtener los GGDF a través de los GSDF mediante la siguiente relación:

$$D_{i-k,g} = A_{i-k,b} + D_{i-k,R} \quad (9.19)$$

en que $D_{i-k,R}$ se define como:

$$D_{i-k,R} = \frac{(F_{i-k} - \sum_{p \neq R} A_{i-k,p} \cdot G_p)}{\sum_g G_g} \quad (9.20)$$

B.3 Obtención de las prorratas de peajes

Una vez calculados los factores GGDF, es necesario obtener la prorrata para cada generador en el tramo $i - k$. Esto se define como el cociente de la potencia de cada generador a través de la línea $i - k$ y la potencia total a través de la misma. Siendo $\lambda_{i-k,g}$ la prorrata del generador g conectado a la barra b en la línea $i - k$ la expresión queda de la siguiente forma:

$$\lambda_{i-k,g} = \frac{P_{i-k,g}}{P_{i-k}} = \frac{D_{i-k,g} \cdot G_{g,b}}{\sum_p D_{i-k,p} \cdot G_{p,b}} \quad (9.21)$$

De esta manera, se cumple que los prorrates de los generadores suman 1 para el tramo $i - k$, además de obtener una expresión de la medida del uso de cada generador en función de la generación neta de cada unidad, de las impedancias de la red (su topología) y de la condición de operación del sistema, siendo todos datos factibles de reunir.

Efecto del viento sobre cimentaciones

Para la instalación de un parque fotovoltaico sobre estructuras fijas es necesario realizar cálculos para estudiar qué tipo de fijación es la más adecuada y determinar el tamaño de las cimentaciones de tal manera que el parque resista los esfuerzos provocados por el viento incluso bajo las peores condiciones meteorológicas. En lo que sigue, se realiza un análisis simple de las fuerzas originadas por la acción del viento.

En el presente análisis se considera que el viento incide por la parte posterior a la que se orientan los paneles, ya que éste realizará las fuerzas de tracción sobre los anclajes, siendo ésta situación más peligrosa que la incidencia de vientos desde la dirección de orientación (que genera compresión sobre los paneles y anclajes). La situación en análisis se describe en el esquema de la Figura C.2.

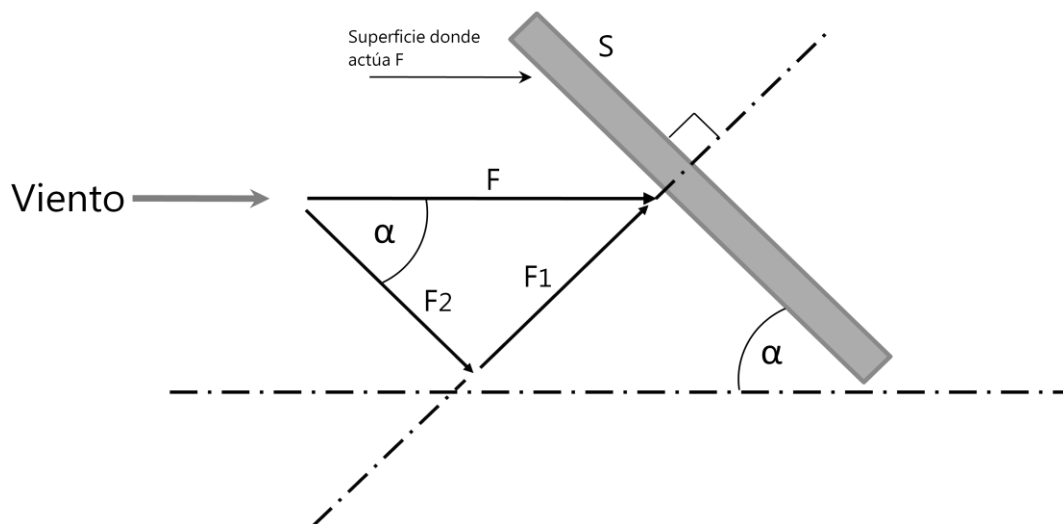


Figura C.2: Esquema de fuerzas originadas por la acción del viento.

La fuerza F del viento que incide horizontalmente se descompone en F_1 , perpendicular a la superficie del colector y F_2 , que es paralela, y provoca el deslizamiento del aire produciendo remolinos y rozamiento a lo largo de toda la superficie del modulo. Por descomposición de fuerzas se puede escribir F_1 de la siguiente forma:

$$F_1 = F \cdot \text{sen}\alpha \quad (9.22)$$

A su vez, la fuerza F puede ser interpretada como una presión P que actúa sobre la componente vertical de la superficie S , en efecto:

$$F_1 = P \cdot \text{sen}^2\alpha \cdot S \quad (9.23)$$

De (9.23) se concluye que a mayor superficie mayor es la fuerza que debe soportar la estructura y los anclajes. Esta fuerza da lugar a un momento de vuelco que debe ser compensado con el de la cimentación. El momento de vuelco de esta última es directamente proporcional a la densidad del hormigón y a su volumen (ancho, largo y alto).

Hojas de datos de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos

D.1 Aerogeneradores Vestas V90

Rotor

Diámetro	90 m
Área Barrida	6362 m ²
Velocidad de giro nominal	14,9 rpm
Intervalo operativo	9 - 14,9 rpm
Número de aspas	3
Regulación de potencia	Pitch
Freno neumático	Tres cilindros hidráulicos de paso independientes

Torre

Altura del buje	105 m
------------------------	-------

Datos operativos

Velocidad de arranque	2,5 m/s
Velocidad de viento nominal	13 m/s
Velocidad de corte	25 m/s

Generador

Tipo	Inducción doblemente alimentado
Potencia nominal	2000 kW
Frecuencia nominal	50 Hz
Voltaje nominal	690 V

Caja multiplicadora

Tipo	Ejes helicoidales
-------------	--------------------------

Peso

Góndola	68 Ton
Rotor	38 Ton
Torre	225 Ton

D.2 Paneles solares Sharp NU – 180

Información mecánica

Celda	Celdas Sharp de Silicio monocristalino (156,5 mm ²)
Celdas por panel y tipo de conexión	48 en serie
Dimensiones	1,318 x 994 x 46 mm (1,31 m ²)
Peso	16 Kg

Valores límites

Temperatura operativa	-40 a 90°C
Temperatura de almacenamiento	-40 a 90°C
Voltaje máximo del panel	1000 V _{DC}
Carga mecánica máxima	2400 N/m ²
Protección de sobrecorriente	15 A

Información eléctrica

Potencia máxima	180 W
Voltaje de Circuito abierto	30 V
Corriente de corto circuito	8,37 A
Voltaje a máxima potencia	23,7 A
Corriente a máxima potencia	7,6 A
Eficiencia	13,70%
NOCT¹	47,5 °C

¹ NOCT: Nominal Temperature Cell Operation, referente a la temperatura de operación bajo condiciones de radiación de 800 W/m², temperatura ambiente de 20°C y viento de 1 m/s.

Información asociada a modelos computacionales

Este anexo se encuentra contenido en un CD adjunto, en carpetas separadas cuya rotulación y contenido se detalla a continuación:

- Anexo E.1: Contiene las rutinas implementadas en MATLAB para realizar re – despachos a partir de las bases de datos de OSE2000, incorporando una central de energía renovable.
- Anexo E.2: Contiene las bases de datos con las demandas para los 72 bloques horarios del año 2011 y el despacho de los generadores.
- Anexo E.3: Contiene el Software DeepEdit con el Esquemático del SING asociado a las bases de datos de OSE2000. Se incluye instructivo para ejecutar estudio de peajes realizado en la memoria.
- Anexo E.4: Contiene archivos Excel (.xlsx) con el detalle de los peajes de cada alternativa eólica para cada tramo del sistema de transmisión.
- Anexo E.5: Contiene archivos de Google Earth (.kmz) con la modelación del proyecto Cóndor, la ubicación de subestaciones del SING y la demarcación de los emplazamientos eólicos y fotovoltaicos.
- Anexo E.6: Contiene el software D – Sight con los análisis para los casos eólico y fotovoltaico (.dsi).
- Anexo E.7: Contiene información del modelo climático Cóndor para cada emplazamiento.