



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

ANÁLISIS ESPACIO Y TEMPORAL DE LA GENERACIÓN AGREGADA DE PROYECTOS EÓLICOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN CHILE

NICOLÁS IROVI OSES SÁNCHEZ

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
DAVID WATTS CASIMIS

Santiago de Chile, (Octubre, 2015)

© 2015, Nicolás Irovi Oses Sánchez



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

ANÁLISIS ESPACIO Y TEMPORAL DE LA GENERACIÓN AGREGADA DE PROYECTOS EÓLICOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN CHILE

NICOLÁS IROVI OSES SÁNCHEZ

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

DAVID WATTS CASIMIS

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

ESTEBAN GIL SAGAS

JUAN DE DIOS ORTÚZAR SALAS

Para completar las exigencias del grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería
Santiago de Chile, (Octubre, 2015)

Para las personas más importantes en mi vida: mis amados padres Virce y Alejandro, mis queridos abuelos, Elisa, Carlos, José María y Susana.

AGRADECIMIENTOS

Para empezar quiero agradecer a toda mi familia, en especial a mi madre Virce, por todo el amor y apoyo que me ha brindado durante todos los momentos de mi vida, junto a ella he crecido y madurado comenzando a partir de ahora mi propio camino.

De igual modo me gustaría agradecer a mi guía en el desarrollo de mi formación universitaria, mi profesor supervisor David Watts, quien me asesoró en muchos momentos de la carrera y me brindó las observaciones y consejos en el desarrollo de la investigación.

Por último, a mis amigos de oficina: Guillermo, Sebastián, Felipe, Constantin, Pablo, Camilo y Javiera con quienes compartí muchos momentos agradables, además a todo el grupo de Energía UC: Marysol, Cristian, Mansaku, Danilo y Rodrigo que me brindaron el apoyo para trabajar día a día.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE GENERAL	iv
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN	xi
ABSTRACT.....	xii
1. Introducción.....	1
1.1. Chile, potencia para proyectos de energía eólica.....	1
1.2. Estructura de la tesis	3
2. Escenario actual de la energía eólica en Chile	4
2.1. Evolución de la generación eólica en Chile.....	4
2.2. Perfiles horarios promedio de los parques en operación del país	6
3. Modelación de los proyectos de parques eólicos en Chile.....	8
3.1. Datos de viento disponibles en Chile.....	8
3.2. Localización y selección de los sitios de los parques eólicos de Chile.....	9
3.3. Efecto de variación en la densidad del aire en la modelación del recurso en zonas de la costa, valle y cordillera	9
3.4. Modelación de los aerogeneradores.....	11
3.5. Modelación del aerogenerador y estimación de la energía generada.....	12
3.6. Modelación de pérdidas del parque mediante punto de potencia máxima y factor pérdida de producción.....	14
4. Modelación espacio-temporal de los proyectos eólicos en los sistemas eléctricos de Chile	17
4.1. Perfiles horarios de generación para proyectos cartera SEIA.....	18

4.2.	Costos nivelados de los parques eólicos y curva de costos suministro eólico en Chile.	22
4.2.1.	Evaluación económica de costos nivelados en parques eólicos de Chile.....	22
4.2.2.	Costos históricos de inversión de parques eólicos.....	24
4.2.3.	Curvas de suministro eólico en Chile	25
4.3.	Coeficientes de correlación espacial entre parques eólicos	29
4.4.	Efecto generación agregada de proyectos eólicos en la cartera del Sistema de Impacto Ambiental	34
4.4.1.	Generación agregada de parques eólicos en el Sistema Interconectado Central SIC	34
4.4.2.	Generación agregada de parques eólicos en el Sistema Interconectado del Norte Grande SING	35
4.4.3.	Generación agregada del país, interconexión de sistemas de transmisión SIC-SING.....	36
4.4.4.	El efecto de generación agregada de proyectos en las barras del sistema eléctrico de transmisión nacional	37
4.5.	Curvas de duración sistemas eléctricos de Chile, probabilidad excedencia suministro eólico	40
4.6.	Caso de estudio: Generación eólica zona de Calama (Norte de Chile)	43
5.	Conclusión y discusión.....	47
5.1.	Perfiles horarios de generación de parques eólicos	47
5.2.	Costos de nivelados de parques eólicos en Chile.....	48
5.3.	Coeficientes de correlación espacial entre parques eólicos	49
5.4.	Efecto de la producción agregada de proyectos eólicos	50
5.5.	Curvas de duración y probabilidades de excedencia del suministro eólico.....	51
	BIBLIOGRAFÍA	55
	A N E X O S	64
6.	Anexo A: Modelación de la generación eólica.....	65
7.	Anexo B: Factor de pérdida, promedio sobre máximo.....	66

8.	Anexo C: Curva de costos de suministro eólico	67
	Figura 8-1 Curvas de costos de suministro eólico agrupadas por sistemas eléctricos.	67
9.	Anexo D: Análisis de los costos históricos de inversión, proyectos de parque eólico en el SEIA.....	69
10.	Anexo E: Correlaciones entre proyectos cercanos	73
11.	Anexo F: Correlación de generación entre barras: Interconexión SIC-SING , análisis local barras Encuentro y Paposo 220 kV.....	75
12.	Anexo G: Correlación de generación entre parques eólicos en operación 2013	76
13.	Anexo H: Correlación de generación entre parques eólicos en operación 2014.....	77
14.	Anexo I: Modelación polos de potencial eólico	78
	Polo Calama.....	78
	Polo Taltal	78
	Polo III y IV región costa	78
	Polo IX región	79
	Polo XIV región	79
	Polo X región.....	79
15.	Anexo J: Clasificación espacial densidad típica zonas de potenciales proyectos eólicos	85
16.	Anexo k: Correlación versus distancia: parques eólicos SEIA y polos de generación.....	86

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2-1 Parques eólicos operando en Chile (al 31 de julio de 2015).	4
Tabla 3-1. Proyectos de parques eólicos considerados en evaluación ambiental aprobada o en evaluación.	10
Tabla 3-2 Aerogeneradores modelados, Vestas V100, Nordex N117.	14
Tabla 3-3 Factores de pérdida en la generación de parques eólicos modelados.....	16
Tabla 4-1 Costos de inversión parques eólicos SEIA. Fecha de aprobación.	24
Tabla 4-2. Coeficientes de correlación entre parques eólicos localizados en la misma barra de inyección	32
Tabla 4-3 Coeficientes de correlación entre generación agregada de parques en diferentes barras de inyección.....	33
Tabla 4-4. Tabla de probabilidad de excedencia suministro eólico agregado	42
Tabla 10-1 correlación versus distancia parques eólicos cercanos zona Canela	74
Tabla 11-1 Correlación versus distancia parques eólicos cercanos zona Canela	75
Tabla 12-1: Correlación de generación entre parques eólicos en operación	76

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1 Evolución de la capacidad instalada eólica (izquierda), generación eólica (centro) y factores de planta (derecha).....	5
Figura 2-2. Participación de energía eólica en la generación histórica del SING, SIC y total del país.	5
Figura 2-3 Variación mensual de los parques eólicos en el SIC.....	6
Figura 2-4. Perfiles horarios de los parques eólicos en operación en el SIC.....	7
Figura 3-1. Aerogeneradores operando en Chile (CDEC SIC/SING, 2014).....	11
Figura 4-1 Mapa de proyectos eólicos en cartera de SEIA.....	17
Figura 4-2. Perfiles horarios de parques eólicos de las barras Encuentro, Paposo, Diego de Almagro y Punta Colorada 220 kV.	19
Figura 4-3. Perfiles horarios de parques eólicos de las barras Las Palmas, Los Vilos, Quillota and Alto Jahuel 220 kV.	20
Figura 4-4. Perfiles horarios de parques eólicos de la barra Charrua 220 kV.	20
Figura 4-5. Perfiles horarios de parques eólicos de las barras Charrua y Puerto Montt 220 kV.....	21
Figura 4-6 Resumen estadístico factores de planta.....	22
Figura 4-7 Evolución de costos históricos de inversión parques eólicos SEIA, fecha de presentación	25
Figura 4-8 Curvas de costos de suministro eólico para cinco valores de costo de inversión: Curva de suministro de potencia (izquierda), curva de suministro de energía (derecha).	26
Figura 4-9 Curvas de suministro eólico en las principales barras del sistema eléctrico en Chile.....	28
Figura 4-10 Correlación versus distancia parques eólicos en operación 2013.	31
Figura 4-11 Correlación y distancia de separación entre los parques eólicos en Chile.	33
Figura 4-12. Histograma de generación eólica agregada de la barra de Charrua 220 kV y el total SIC.	35

Figura 4-13. Histograma de generación eólica agregada de la barra Encuentro 220 kV.....	36
Figura 4-14 Histograma de generación eólica agregada en el SIC, SING y inyección total del país.	37
Figura 4-15 Histograma de generación eólica agregada en las principales barras del sistema eléctrico de Chile.	39
Figura 4-16. Curva de duración de generación eléctrica	40
Figura 4-17 Curvas de duración generación eólica en los sistemas eléctricos de Chile.....	41
Figura 4-18. Probabilidad de excedencia generación eólica en los sistemas eléctricos de Chile.....	42
Figura 4-19 Análisis generación agregada de parques eólicos en la zona de Calama.	44
Figura 4-20 Curvas de probabilidad de excedencia proyectos eólicos zona Calama.	45
Figura 6-1 Factor de pérdidas de producción promedio sobre máximo.	65
Figura 7-1 Factor de pérdidas de producción promedio sobre máximo.	66
Figura 8-1 Curvas de costos de suministro eólico agrupadas por sistemas eléctricos.....	67
Figura 8-2 Curvas de costos de suministro eólico agrupadas por barras para dos escenarios de costos de inversión 1500 y 2000 USD/kW.....	68
Figura 9-1 Costos de inversión históricos según potencia instalada de parques eólicos SEIA, con la fecha de presentación.	69
Figura 9-2 Costos nivelados agrupados por años según potencial instalada parques eólicos SEIA, fecha de presentación.....	70
Figura 9-3 Evolución de costos históricos de inversión parques eólicos SEIA, fecha de aprobación.....	70
Figura 9-4 Costos de inversión históricos según potencia instalada de parques eólicos SEIA, fecha de aprobación.	71
Figura 9-5 Costos de inversión históricos agrupados por años según potencial instalada parques eólicos SEIA.....	71
Figura 9-6 Costos nivelados agrupados por años según potencial instalada parques eólicos SEIA.	72
Figura 10-1 Ubicación aerogeneradores parques eólicos: Canela I, Canela II y Tototal. ...	73

Figura 10-2 Coeficientes de correlación y distancia entre parques eólicos en la zona de Canela	74
Figura 11-1 Correlación de generación entre barras: Interconexión SIC-SING.....	75
Figura 13-1 Correlación versus distancia parques eólicos en operación 2014	77
Figura 14-1 Localización polos de generación eólica.....	80
Figura 14-2 Coeficientes de correlación versus distancia entre la producción de parques eólicos en los polos de generación eólica.	81
Figura 14-3 Evolución de los factores de penalización del estudio de precio nudo CNE. ..	82
Figura 14-4 Caracterización del recurso eólico en polos eólicos en Chile.	83
Figura 14-5 Caracterización de la generación eólica en polos eólicos en Chile.	84
Figura 15-1 densidad del aire promedio típica de los polos eólicos.	85
Figura 16-1 Coeficientes de correlación versus distancia entre la producción de parques eólicos de proyectos del SEIA y polos de generación eólica.....	86

RESUMEN

Gran parte de las ERNC presentan una dificultad significativa al estimar la variabilidad del recurso en la operación diaria de los parques. Dada esta problemática, se analiza la variabilidad propia del recurso eólico en Chile, mediante la modelación de 70 proyectos de generación eólica distribuidos a lo largo del país. Luego, se identifican las tendencias horarias locales en los perfiles de cada zona, se presentan curvas de costos de suministro eólico en las principales barras del estudio, identificando las barras más costo-eficientes para desarrollar proyectos eólicos. De manera complementaria, se calculan los coeficientes de correlación de la producción, entre cada par de proyectos, analizando las tendencias de diversificación de la generación, al aumentar la distancia de separación de los parques. El efecto de generación agregada se representa modelando las inyecciones de energía eólica en el Sistema de Transmisión Troncal; la generación de los proyectos es agregada en torno a las principales barras del sistema, la producción agregada de cada barra se visualiza mediante perfiles horarios e histogramas de generación, y la misma metodología es desarrollada para estimar la producción agregada de los sistemas eléctricos del norte y centro-sur del país (SING y SIC). Se calculan las probabilidades de excedencia de suministro eólico en cuatro escenarios de integración eólica al sistema: un parque, 12 parques (SING), 58 parques eólicos (SIC) y el total de 70 parques eólicos, en un escenario de interconexión SING-SIC. Finalmente, y como caso de estudio, se analiza la generación agregada de la zona de Calama en el norte del país, y se cuantifican los beneficios de la agregación eólica comparando la generación agregada, desde la inyección de un proyecto, hasta la inyección de seis proyectos eólicos de la zona. El estudio, ha permitido contribuir con el levantamiento más completo a la fecha del potencial de proyectos eólicos a nivel nacional, los cuales se podrán integrar en el sistema en el mediano plazo.

Palabras Claves: integración eólica a gran escala, evaluación del recurso eólico, generación agregada.

ABSTRACT

Most renewable energies have difficulties to estimate the variability in the operations of power systems. To tackle this problem, an analysis of the wind energy variability is developed by modeling 70 wind farm projects along the country. An hourly tendency is shown in individual local generation profiles. Wind supply curves are presented for the main buses of the system, this allows us to identify the most cost-effective wind energy zones. Correlation coefficients and distances are obtained for all the combinations of pairs of wind farms, and the tendency towards a diversification of wind generation, when the distance increased. The aggregate wind energy effect is represented by the injection of wind farms in the main buses of the electrical system. Generated wind farm energy is gathered in the closest bus in each case. Aggregate production is presented in hourly charts and histograms. The same method is used for the aggregate analysis of the two main electrical systems (SING and SIC). Finally, the exceedance probability of wind supply is presented in four wind farm integration scenarios: an isolate wind farm, 12 wind farms (SING), 58 wind farms (SIC), and 70 wind farms, assuming the scenario of an interconnected system SING-SIC. An aggregated wind production case of study is located in the northern zone of Calama. The benefits due to aggregation are shown by comparing the addition of one wind farm up to six, in terms of aggregate hourly profiles, histograms and duration curves of energy production. This research is the most complete national study on wind energy mid-term potential in Chile so far.

Keywords: large-scale wind integration, wind resource assessment, aggregated wind power, wind energy potential assessment.

1. INTRODUCCIÓN

A causa del continuo desarrollo económico a nivel mundial, que conlleva altos niveles de desarrollo industrial, crecimiento de la población y de su capacidad de demandar productos y servicios, se ha producido un sostenido aumento en la demanda eléctrica en gran parte del planeta (Karanfil & Li, 2014). Asimismo, el consumo de recursos fósiles ha crecido sostenidamente, impactando en el medio ambiente en diversas formas, incluyendo emisiones de contaminantes locales y gases de efecto invernadero que afectan la vida en nuestro planeta (Bridges, Felder, Mckelvey, & Niyogi, 2015). En este escenario y como respuesta a las demandas por fuentes de energías más sustentables, las energías renovables han logrado alcanzar un importante rol en el suministro de las necesidades energéticas, a causa de su amplio potencial a nivel mundial, menor impacto al medio ambiente, acelerado desarrollo y maduración tecnológica (Abas, Kalair, & Khan, 2015). Además, se han constituido como una alternativa efectiva para reducir la dependencia de fuentes de combustibles fósil de otros países (Al-mulali, Fereidouni, & Lee, 2014; Bölük & Mert, 2014).

1.1. Chile, potencia para proyectos de energía eólica

La energía eólica es una de las fuentes de energía renovable con mayor crecimiento en las últimas décadas (Tabassum, Premalatha, Abbasi, & Abbasi, 2014; Wang & Wang, 2015), impulsada principalmente en sus inicios por el incentivo y subsidios de los países desarrollados, pero llevando luego a mejoras sostenidas en los estudios del potencial y del recurso, disminuciones en los costos de desarrollo (Pueyo, 2013) y facilidades para su financiamiento. A su vez, en Chile dadas sus características geográficas, que presenta un largo litoral costero, valles y una amplia extensión de cordillera, crea los medios para la formación de movimiento de grandes masas de aire, generando múltiples sitios de potencial eólico relevante (Watts & Jara, 2011), estimados recientemente en casi 40.000 MW aprovechables a lo largo de todo el país. (Santana, Falvey, Ibarra, & García, 2014). Asimismo, el desarrollo de fuentes de energía renovables se ha planteado como una política de Estado, el año 2013 se modificó la ley chilena de incentivo a las energías renovables no convencionales, Ley #20.698 definiendo en su modificación una meta al año 2025, un 20% de la energía comercializada deberá provenir de energías renovables no convencionales, donde la eólica es

una de las principales fuentes en desarrollo en el país. Además de esta ley, la Agenda energética del Gobierno actual, plantea levantar las barreras existentes para este tipo de energía en el escenario, comprometiéndose a que un 45% de la capacidad eléctrica que se instalará entre los años 2014 y 2025 en el país, provenga de fuentes renovables no convencionales (Ministerio de Energía, 2014).

Además del potencial energético en el territorio chileno, Chile es considerado como uno de los países más atractivos de la región para la inversión en proyectos de energía renovables no convencionales, pues es una de las principales economías en la región, ocupando el primer lugar en desarrollo humano, GDP per cápita, expectativas de vida, y paz social, además tiene una escenario político estable, ausencia de violencia, acceso a capital y regulación clara (Watts, Alborno, & Watson, 2015). Conjuntamente con estos atractivos, los altos precios locales de la energía hacen rentables los proyectos sin necesidad de subsidios, hecho que el Gobierno chileno está tratando de capitalizar, mediante su política energética. Todas estas características hacen de Chile un país muy interesante para desarrollar proyectos renovables.

La realidad actual del sistema eléctrico de Chile se centra en dos procesos ligados al sistema transmisión, que permiten mejorar aún más el escenario para la incorporación de proyectos de energía eólica: el primero, la futura interconexión entre sus dos sistemas eléctricos (en el norte el Sistema Interconectado del Norte Grande SING y en el centro-sur el Sistemas Interconectado Central SIC) y la integración de nuevos polos de generación renovable en diversas zonas del país. La agenda de energía del gobierno actual (Ministerio de Energía, 2014) propuso desarrollar una red troncal de 500 kV que refuerza los sistemas actuales y los interconecta, mejorando las condiciones de acceso y precio de los proyectos renovables. El segundo proceso corresponde al estudio realizado por la CNE del eventual desarrollo de polos de generación (principalmente polos eólicos, solares, mini-hidráulicos), donde se estudian zonas con alto potencial y se plantean soluciones concretas para facilitar su desarrollo, mediante líneas de conexión de uso compartido (Comisión Nacional de Energía (CNE), Ministerio de Energía, & PUC, 2015).

Estudios recientes (Acker, Robitaille, Holttinen, Piekutowski, & Tande, 2012; Fertig, Apt, Jaramillo, & Katzenstein, 2012; Katzenstein, Fertig, & Apt, 2010; Monforti et al., 2014; Tarroja, Mueller, Eichman, Brouwer, & Samuelsen, 2011; Wevita, 2013) sugieren que la integración a gran escala de parques eólicos con generación diversificada, trae consigo efectos

que mejoran las características propias de la energía eólica individual de un parque, disminuyendo su variabilidad y aumentando la probabilidad de suministro de este.

1.2. Estructura de la tesis

Se requiere identificar los potenciales proyectos de generación eólica, que han avanzado en su estudio de factibilidad y que están buscando o han conseguido su aprobación ambiental, los cuales son candidatos a ser integrados a los sistemas eléctricos del país en el corto y mediano plazo. Es decir, se pretende realizar un análisis individual de proyectos de energía eólica y global de polos de generación proyectos de parques eólicos en Chile. Con el objetivo de entender las características espaciales del recurso, se modela la generación eólica a lo largo de Chile, localizando las coordenadas de los parques que presentan un estudio avanzado de proyectos eólicos (utilizando la cartera de proyectos del Servicio de Evaluación de Ambiental SEIA). Se elaboran perfiles eólicos característicos de cada sitio, identificando tendencias horarias locales. Curvas de costos de suministro eólico son presentadas en las principales barras estudiadas. De manera complementaria, el cálculo de los coeficientes de correlaciones y distancias entre cada par de parques del estudio es desarrollado, analizando en estos las tendencias de diversificación mediante gráficos de correlación versus distancia entre parques eólicos en el país.

Con el objetivo de comprender el comportamiento de las inyecciones de energía eólica en el Sistema de Transmisión Troncal, la generación de proyectos es agregada en torno a las principales barras del sistemas eléctricos de transmisión, la producción total de cada barra se visualiza mediante perfiles horario promedio e histogramas de generación, la misma metodología es desarrollada para estimar la producción agregada de los sistemas (SING y SIC) y en el escenario de interconexión, la generación agregada del país (SING+SIC).

Finalmente, las probabilidades de excedencia de suministro eólico son calculadas en 4 escenarios de interconexión: un parque eólico, un sistema eléctrico menor (SING), un sistema eléctrico mayor (SIC) y en el sistema interconectado nacional (SING+SIC). Como caso de estudio la generación agregada es estudiada en la zona de Calama en el norte del país, los beneficios de la agregación eólica son cuantificados, comparando la generación desde un proyecto solitario hasta seis proyectos inyectando energía en la región.

2. ESCENARIO ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN CHILE

2.1. Evolución de la generación eólica en Chile

En Chile gran parte de los primeros aerogeneradores se instalaron en sitios de bajo viento, pues no se conocía el recurso con precisión debido a la falta de estudios eólicos en el país, asimismo se requería minimizar el costo de desarrollo de línea de conexión al sistema de transmisión, por lo que los sitios candidatos para construir parques eólicos eran escasos. El primer parque eólico de mayor potencia se instaló en la zona de Canela en la IV región en el año 2008, a partir de ahí, cada año ha aumentado la capacidad instalada en energía eólica, presentando casi 894,45 MW en operación en el 2015, tal como se muestra la Tabla 2-1. Progresivamente se han ido instalando aerogeneradores más grandes, la potencia de cada unidad ha aumentado desde 1,6 hasta 3 MW en los últimos parques. A su vez, la planificación en la elección del sitio ha mejorado, aprovechando sitios con mejor recurso eólico, como podemos en la Figura 2-1, los factores de planta reales calculados para el año 2014, varían entre 16,73% en Canela I, hasta 36,25% en San Pedro, además presentan variaciones interanuales entre la producción de un año y otro (CDEC SIC, 2014; CDEC SING, 2015). Por último, la tecnología más utilizada en los últimos parques es el aerogenerador Vestas V100 de 1,8 y 2 MW de potencia nominal (CDEC SIC, 2015).

Tabla 2-1 Parques eólicos operando en Chile (al 31 de julio de 2015).

Parque eólico	Modelo aerogenerador	Sistema eléctrico	Latitud	Longitud	Año de entrada	Capacidad instalada (MW)	Capacidad acumulada (MW)
Canela I	Vestas V82 11x1,65 MW	SIC	-31,290	-71,630	2007	18,15	18,15
Lebu	Bonus/HEAG 7 unit	SIC	-31,298	-71,614	2009	6,5	24,65
Canela II	Acciona AW82 40x1,5 MW	SIC	-37,689	-73,649	2009	60	84,65
Tototal	Vestas V90 23x2 MW	SIC	-31,344	-71,597	2010	46	130,65
Monte redondo	Vestas V90 24x2 MW	SIC	-31,071	-71,637	2011	48	178,65
Punta colorada	Dewind D8.2 10x2 MW	SIC	-29,369	-71,050	2012	20	198,65
Ucuquer	Envision 4x1,8 MW	SIC	-34,044	-71,612	2013	7,2	205,85
Talinay oriente	Vestas V90 45x2 MW	SIC	-30,841	-71,581	2013	90	295,85
Valle de los Vientos	Vestas V100 45x2 MW	SING	-22,526	-68,812	2014	90	385,85
Cuel	GoldWind GW87 22x15 MW	SIC	-37,600	-72,569	2014	33	418,85
El Arrayan	Siemens SWT2.3-101 50x2,3 MW	SIC	-30,579	-71,699	2014	115	533,85
San Pedro	Gamesa G90 18x2 MW	SIC	-42,278	-73,936	2014	36	569,85
La Cebada	Vestas V100 21x1,8 mW	SIC	-31,033	-71,628	2014	37,8	607,65
El Pacífico	Vestas V100 36x2 MW	SIC	-31,049	-71,646	2014	72	679,65
Taltal	Vestas V112 33x3 MW	SIC	-25,086	-69,860	2014	99	778,65
Ucuquer Dos	Envisión EN110 2,1 MW	SIC	-34,040	-71,620	2014	10,8	789,45
Punta palmeras	Acciona AW116 15x3 MW	SIC	-31,234	-71,631	2014	45	834,45
Taninay poniente	Vestas V90 1,8 y 2 MW	SIC	-30,841	-71,581	2015	60	894,45

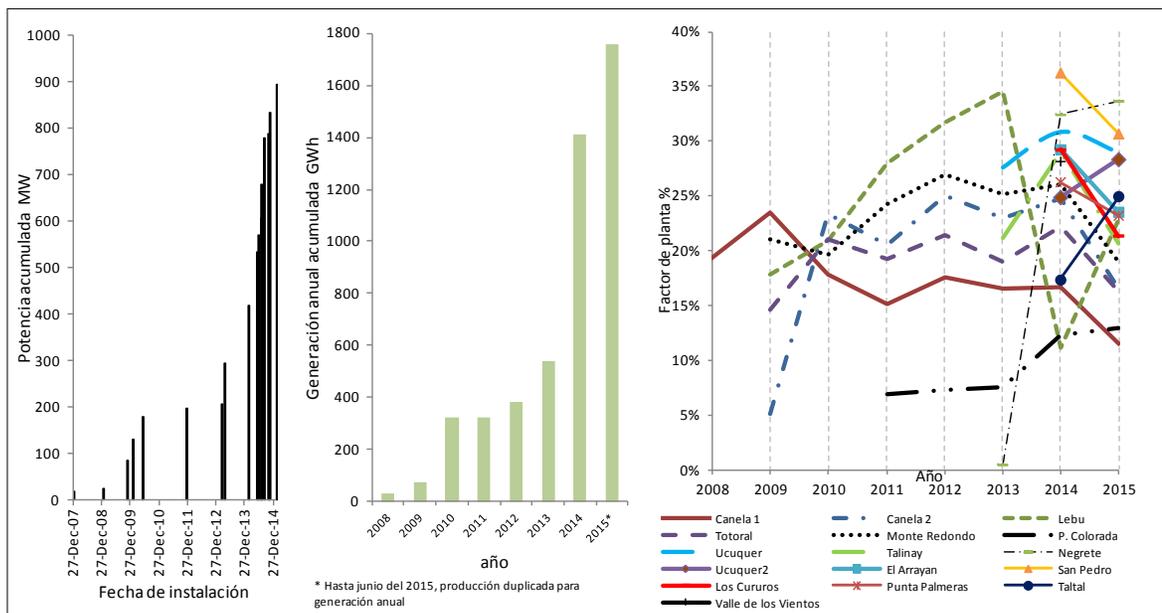


Figura 2-1 Evolución de la capacidad instalada eólica (izquierda), generación eólica (centro) y factores de planta (derecha).

Además del incremento en la capacidad eólica del sistema, es interesante analizar la energía generada de los parques eólicos y su proporción con respecto a la generación de total de los sistemas, un aumento en la energía generada en el país a partir de parques eólicos, desde un 0,1% en el año 2008 hasta un 3,4% en el año 2015.

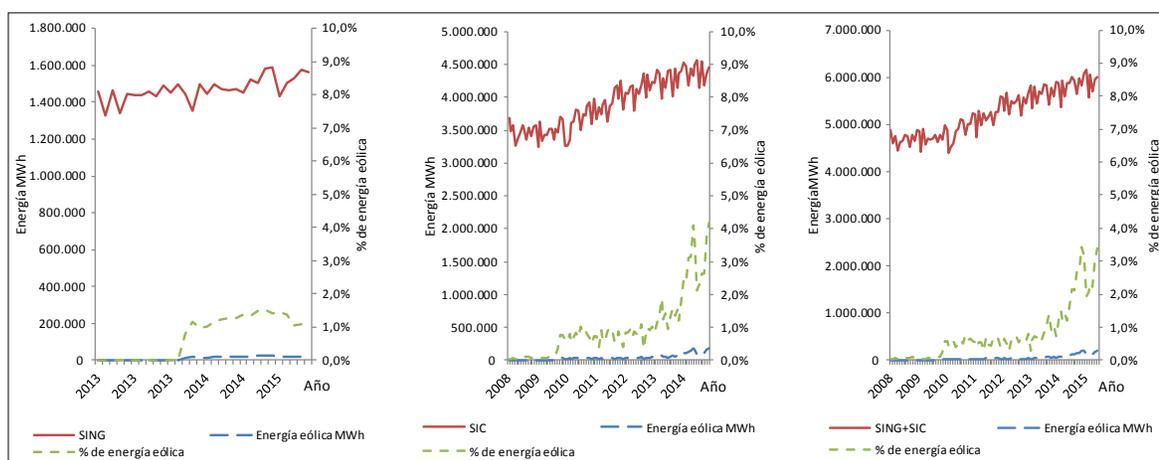


Figura 2-2. Participación de energía eólica en la generación histórica del SING, SIC y total del país.

Si comparamos la generación de cada sistema, notamos una gran diferencia entre la cantidad de energía y los proyectos presentes en cada sistema, en el sistema nortino SING, sólo hay un parque eólico operando, suministrando sólo un 1% de la generación del norte, esto se debe en gran medida a la gran presencia de generación térmica en base a carbón, que disminuye los costos marginales del sistema, y afecta las ventas de energía del parque eólico en la red, ante estos costos no es rentable operar sin un contrato de suministro que le permita apalancar la inversión del proyecto. En el caso del sistema del centro-sur SIC, presenta un mayor número de parques en operación, 18 parques eólicos se han construido hasta la fecha, aportando un porcentaje cercano al 4% de la generación del sistema, de este modo y a pesar de que la mayoría de los proyectos no cuenta con contratos de suministro eléctrico, las restricciones de transmisión y los mayores costos de operación, se ven reflejados en costos marginales más altos en las barras, que permiten la operación rentable de parques eólicos comercializando su energía en el mercado spot.

2.2. Perfiles horarios promedio de los parques en operación del país

Chile presenta una amplia variedad de regímenes de viento, dado por las distintas topografías del país: costa (c), valles (v), cordillera (m), las cuales crean condiciones para tener perfiles con predominancia de diversos regímenes, perfiles planos (Lebu, San Pedro), y perfiles con predominancia durante la noche (Ucuquer, Negrete y otros proyectos localizados en la zona costera).

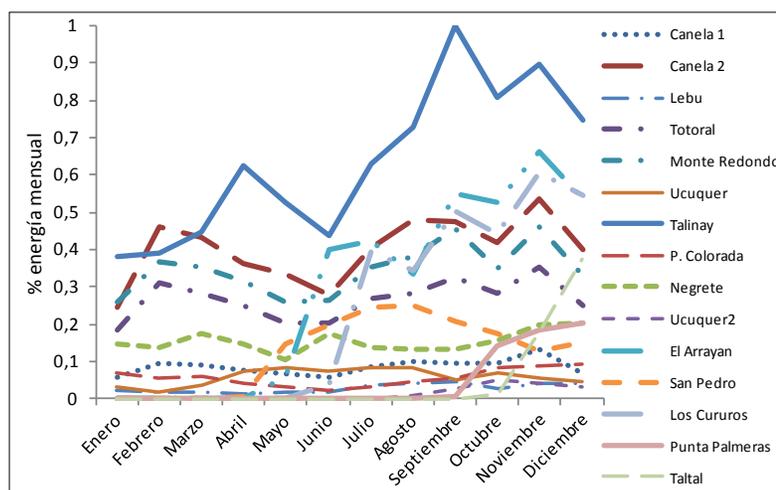


Figura 2-3 Variación mensual de los parques eólicos en el SIC.

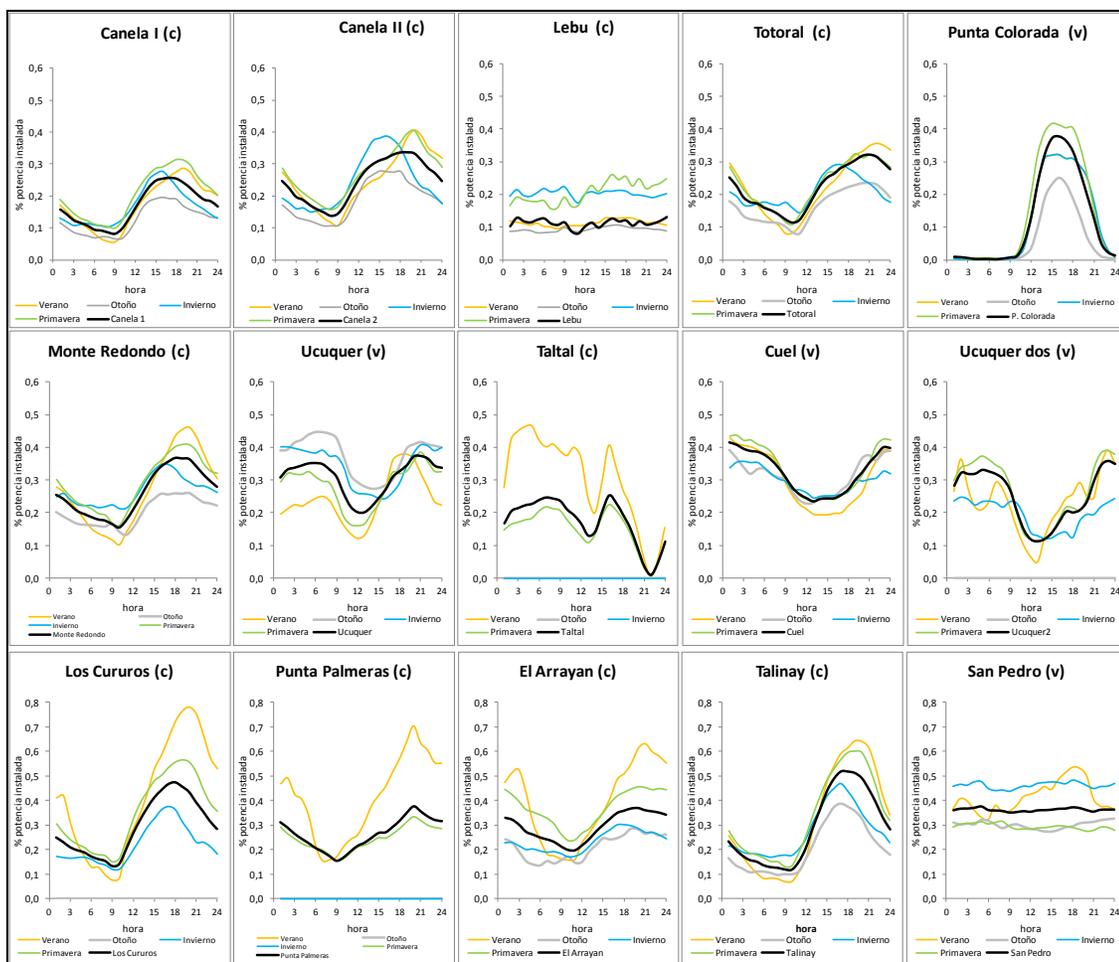


Figura 2-4. Perfiles horarios de los parques eólicos en operación en el SIC.

Fuente: Operación real CDEC SIC.

En el análisis general de las formas de los perfiles horarios, una análisis temporal es presentado en la Figura 2-3, la tendencia mensual de los parques eólicos depende de los cambios de la presencia del recurso durante el año, la velocidad del viento es diferente dependiendo del mes del año, la variación estacional de los parques eólicos es presentada en la Figura 2-4, la tendencia estacional es similar en la mayoría de los parques, en meses de primavera y verano la generación aumenta a valores altos de producción, además hay una variación mayor en la producción de parques localizados en zonas costeras del país, mientras que los de zonas de valles o cordillerana se presenta una tendencia más acotada al perfil promedio del año.

3. MODELACIÓN DE LOS PROYECTOS DE PARQUES EÓLICOS EN CHILE

Para estimar la producción de cada parque, es necesario localizar los proyectos, evaluando el potencial del recurso eólico de cada zona y luego seleccionar una tecnología acorde al mismo, considerando adecuadamente los efectos de los cambios en la densidad del aire en las curvas de potencia de los aerogeneradores y las pérdidas de producción que afectan la estimación de la producción real del parque.

3.1. Datos de viento disponibles en Chile

En los países en desarrollo, el acceso a información de recursos renovables es muchas veces limitado o de carácter privado, es por ello que este estudio presenta una revisión de la información eólica disponible. Existen múltiples fuentes de información de velocidad del viento para el territorio chileno. Se identifican tres grupos de fuentes: fuentes provenientes de modelos de mesoescala, fuentes de estaciones de medición y fuentes de mapas o atlas con imágenes del potencial del recurso. El primer grupo de fuentes, desarrolla complejos modelos de mesoescala que permiten simular las características del viento en grillas donde se especifica: la velocidad del viento, dirección, densidad y altura del recurso (Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, Ministerio de Energía, & GIZ., 2012; Iowa State University of Science and Technology., 2001; NASA Ames Research Center, 2007; Windfinder, 2015). De igual forma, los datos de estaciones de medición están disponibles con información real del recurso, estos se encuentran en sitios específicos distribuidos en puntos de interés de la zona norte del país, presentando datos del viento de mayor frecuencia con una resolución de 10 minutos (Ministerio de Energía & GIZ, 2009, 2015; Servicio Meteorológico de la Armada de Chile, 2015). Por otro lado, los atlas o imágenes del recurso eólico están disponible en publicaciones de diversos estudios, presentando sólo valores promedio de los sitios, y con una escala de resolución mayor (Archer, 2005; CEAZA-Labs, 2011; Pontt, Leiva Illanes, & Herrera Reyes, 2008; Zanolli De Solminihac, 2011).

Se seleccionó el Explorador de Energía Eólica del Ministerio de Energía como fuente de datos pues proporciona registros horarios de velocidad y dirección a diferentes alturas y estadísticas de densidad de aire en los sitios. El explorador utiliza modelos de mesoescala *whether reaserch and forecasting WRF* para simular el recurso en una zona determinada. Para estimar

el viento de un parque se deben ingresar al sistema, los datos de la localización del recurso en cada sitio (latitud, longitud y altura), sus resultados se presentan con una frecuencia temporal horaria, especificando densidad (kg/m^3), dirección y velocidad del viento (m/s) (Santana et al., 2014).

3.2. Localización y selección de los sitios de los parques eólicos de Chile

La localización de los parques se obtiene del registro de proyectos en la cartera del Servicio de Evaluación Ambiental SEIA (Al 31 de diciembre de 2014). El punto representativo publicado en cada proyecto fue modificado, para ubicarse cercano al punto de mayor potencial de energía eólica en cada sitio. La cartera de proyectos puede resumirse de la siguiente forma: 70 proyectos distribuidos en el norte y centro-sur de Chile, la potencia evaluada de los parque varía entre 9 y 500 MW. Del total de proyectos, actualmente 18 están en operación, sumando un total de 894 MW instalados, valor inferior al ambientalmente aprobado que contemplaba 1206 MW. La totalidad de los proyectos considerados en este estudio suman 8510 MW dentro de los cuales se encuentran los proyectos en proceso de evaluación y aprobados ambientalmente (se han excluido los rechazados). El resumen de la información de cada proyecto es presentado en la Tabla 3-1, destacando con la sigla *Op*, los parques en operación en el sistema, con potencia instalada en ciertos casos menor a la aprobada ambientalmente.

3.3. Efecto de variación en la densidad del aire en la modelación del recurso en zonas de la costa, valle y cordillera

La densidad del aire es un parámetro local que se debe considerar cuando se evalúa el recurso eólico de un sitio, la energía cinética disponible en el viento es proporcional a la densidad del aire y a la velocidad del viento. La densidad del aire es una función que depende de la presión atmosférica y la temperatura del sitio.

Tabla 3-1. Proyectos de parques eólicos considerados en evaluación ambiental aprobada o en evaluación.

Parque eólico	Barra 220 kV	Potencia aprobada MW	Latitud (°N)	Longitud (°E)	Parque eólico	Barra 220 kV	Potencia aprobada MW	Latitud (°N)	Longitud (°E)
GranjaCalama	Encuentro	250,0	-22,44	-68,84	LasDichas	Quillota	16	-33,31	-71,52
Calama	Encuentro	128,0	-22,50	-68,74	<u>Ucuquer Op(10,8+7,2 MW)****</u>	Alto Jahuel	18	-34,05	-71,62
Calama A	Encuentro	108,0	-22,47	-68,78	SantaFe	Charrua	204,6	-37,50	-72,53
Calama B	Encuentro	75,0	-22,47	-68,75	CampoLindo	Charrua	145,2	-37,41	-72,49
Windpark	Encuentro	65,0	-22,46	-68,80	Mulchen	Charrua	89,1	-37,68	-72,32
SierraGorda	Encuentro	168,0	-22,91	-69,02	BuenosAires	Charrua	39,6	-37,53	-72,51
Tchamma	Encuentro	272,5	-22,50	-69,04	Mesamávida	Charrua	103,2	-37,49	-72,47
Quillagua	Encuentro	100,0	-21,66	-69,50	<u>Lebul Op (6.5 MW)</u>	Charrua	21,29	-37,69	-73,65
<u>Taltal Op (99 MW)</u>	Paposo	99,0	-25,07	-69,84	LebulI	Charrua	158	-37,70	-73,64
Loa	Encuentro	528,0	-21,46	-69,77	LebulII	Charrua	184	-37,74	-73,61
Ckani	Encuentro	240,0	-22,11	-68,58	LebuSur	Charrua	108	-37,62	-73,67
<u>Valle de los Vientos Op (90 MW)</u>	Encuentro	90,0	-22,49	-68,82	LasPeñas	Charrua	9	-37,26	-73,43
MineraGaby	Encuentro	40,0	-23,46	-68,85	SanManuel	Charrua	57,5	-37,51	-72,45
Sarco	Punta Colorada	240,0	-28,86	-71,46	Alena	Charrua	107,5	-37,53	-72,56
CaboLeonesI	Punta Colorada	170,0	-28,94	-71,48	Raki	Charrua	9	-37,74	-73,58
CaboLeonesII	Punta Colorada	204,0	-28,95	-71,49	<u>Cuel Op (33 MW)</u>	Charrua	36,8	-37,51	-72,48
Chañaral	Punta Colorada	186,0	-28,87	-71,46	Kuref	Charrua	61,2	-37,22	-73,51
PuntaSierra	Las Palmas	108,0	-31,14	-71,65	Arauco	Charrua	100	-37,22	-73,46
TalinayI	Las Palmas	500,0	-30,83	-71,58	Chome	Charrua	12	-36,78	-73,21
<u>TalinayII Op(90+60 MW)**</u>	Las Palmas	500,0	-30,83	-71,68	AltosdeHualpen	Charrua	20	-36,80	-73,17
SeñoradelRosario	Diego de Almagro	84,0	-26,00	-70,27	LaFlor	Charrua	30	-37,67	-72,60
<u>PuntaPalmeras (45 MW)</u>	Las Palmas	66,0	-31,23	-71,64	PiñonBlanco	Charrua	168,3	-37,83	-72,83
<u>Canelal Op (18.15 MW)</u>	Las Palmas	18,2	-31,29	-71,63	SanGabriel	Charrua	201,3	-37,69	-72,53
<u>CanelalII Op (60 MW)</u>	Las Palmas	60,0	-31,30	-71,63	Malleco	Charrua	270	-38,02	-72,28
<u>ElArravan Op (115 MW)</u>	Las Palmas	115,0	-30,57	-71,70	Tolpán	Charrua	306	-37,68	-72,62
<u>LaCebada Op (37.6 MW)</u>	Las Palmas	37,8	-31,03	-71,63	Renaico	Charrua	106	-37,72	-72,58
Quijote	Las Palmas	26,0	-31,21	-71,62	Collipulli	Puerto Montt	48	-38,05	-72,28
LaGorgonia	Las Palmas	76,0	-31,10	-71,65	Chiloé	Puerto Montt	100,8	-41,88	-73,99
<u>ElPacífico Op (72 MW)</u>	Las Palmas	72,0	-31,05	-71,65	Aurora	Puerto Montt	192	-41,22	-73,14
LaCachina	Los Vilos	66,0	-31,94	-71,51	Cateao	Puerto Montt	100	-42,90	-74,02
<u>Totoral Op (46 MW)</u>	Las Palmas	46,0	-31,34	-71,61	Ancud	Puerto Montt	120	-41,91	-73,71
<u>PuntaColorada Op (20 MW)</u>	Punta Colorada	36,0	-29,37	-71,05	Pichihué	Puerto Montt	117,5	-42,39	-74,00
<u>MonteRedondo Op (48 MW)</u>	Las Palmas	74,0	-31,07	-71,64	Llanquihue	Puerto Montt	74	-41,23	-73,21
LagunaVerde	Quillota	19,5	-33,11	-71,72	<u>SanPedro Op (36 MW)</u>	Puerto Montt	36	-42,28	-73,92
Llayllay	Quillota	56,0	-32,83	-71,00	AmpSanPedro	Puerto Montt	216	-42,31	-73,93
Subtotal potencia instalada de los parques eólicos en operación									894,3
Subtotal potencia aprobada de los parques en operación									1227,0
Subtotal potencia de parques eólicos no construida									7282,8
Total: 70 proyectos en la cartera, 18 parques eólicos operando en los sistemas									8509,8

*Lista de proyectos registrados al 31 de diciembre del 2014. Fuente: SEIA

** Parques eólicos en operación con potencia instalada igual o menor a la aprobada ambientalmente. Fuente: CDEC-SIC/ CDEC-SING/ SEIA julio 2015

*** En Parques eólicos Talinay II Op considera los parques Talinay Oriente (90 MW) y Talinay Poniente (60 MW)

**** En Parques eólicos Ucuquer Op considera los parques Ucuquer uno (7,2 MW) y Ucuquer dos (10,8 MW)

Dado que la presión atmosférica y la temperatura del aire no está disponible en los sitios, se establece un valor de densidad de referencia usada para el diseño de las curvas de potencia de los aerogeneradores, válida para condiciones estándar de 15° C y 1013,3 mbar de presión atmosférica. Con estos datos la densidad del aire toma un valor de 1,225 kg/m³ (Burton, 2001; Roeth, 2010; Santana et al., 2014). La velocidad de entrada al aerogenerador es

corregida para incorporar el efecto de la variación de la producción, debido a densidades distintas a la utilizada por el fabricante, este efecto es modelado con la ecuación (3.1), donde v_i es la medida del velocidad del viento en el sitio m/s , v_r es la velocidad corregida a condiciones estándar y ρ_i es la densidad del aire medida en el sitio.

$$v_r = v_i \cdot \left(\frac{\rho_i}{1,225} \right)^{1/3} \quad (3.1)$$

3.4. Modelación de los aerogeneradores

La curva de potencia de un aerogenerador representa la producción, en régimen permanente, a cada nivel de velocidad del viento, los puntos más relevantes de la curva de potencia son visualizados en la Figura 3-1. El aerogenerador comienza a producir a velocidades bajas de viento, en un punto llamado *cut-in speed*, la potencia continua incrementándose con el aumento de la velocidad del viento, hasta llegar al punto de *rated speed*, donde la potencia alcanza su máximo valor y permanece constante en este valor para velocidades superiores. La potencia generada se mantiene en su máximo valor hasta llegar a una velocidad límite *cut-out speed*, potencialmente peligrosa para el equipo, el aerogenerador debe ser apagado en este punto para evitar daños en las instalaciones (Burton, 2001; Katsigiannis & Stavrakakis, 2014).

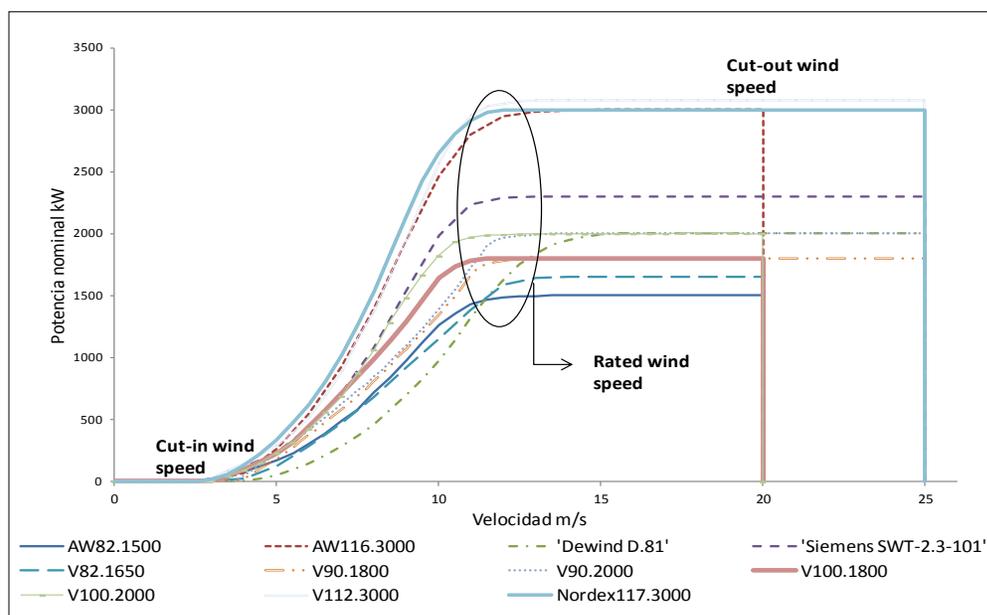


Figura 3-1. Aerogeneradores operando en Chile (CDEC SIC/SING, 2014)

La selección de la turbina eólica depende del sitio en el que se instale, es crucial que el recurso eólico y el terreno sea cuidadosamente modelado para evaluar la clase de viento, altura del recurso, potencia, y finalmente identificar el aerogenerador económicamente más eficiente a la hora de aprovechar el viento del lugar. Las curvas de aerogeneradores instalados en los parques eólicos de Chile son presentadas en la Figura 3-1, Si bien se puede observar que hay una gran variedad de curvas de potencia, muchas de estas unidades no se siguen instalando en el mercado y han quedado obsoletas, ya que las nuevas turbinas del mercado, logran eficiencias altísimas y por ello producciones altas de energía, aún cuando el viento es escaso. De esta, forma para modelar los parques se presentan una selección de las turbinas más eficiente para la aprovechar la mayor cantidad de energía del viento en los parques del estudio, para tres niveles de potencia del aerogenerador: 3 MW Nordex N117, 2 MW Vestas V100 y 1,8 MW Vestas V100 (Katsigiannis & Stavrakakis, 2014).

3.5. Modelación del aerogenerador y estimación de la energía generada

Las metodologías para la estimación de la producción de un aerogeneradores, un parque eólico, de una extensa zona e incluso de todo el país, son relativamente similares. Usualmente basados en la estimación de la generación de un aerogenerador individual. Esta metodología tiene dos componentes: estimación del recurso (velocidad del viento, densidad de aire, etc.) y efecto de la tecnología. La velocidad del viento es usualmente considerada a través de ciertos modelos de series de tiempo estimadas, o también obtenidas de mediciones reales. La tecnología es modelada mediante la suma de la producción de las curvas de potencia de los aerogeneradores (Abbes & Belhadj, 2012; Katsigiannis & Stavrakakis, 2014; Olaofe & Folly, 2013; Oner, Ozcira, Bekiroglu, & Senol, 2013; Zhao, Member, Xie, & Singh, 2013) o mediante ajustes de los datos a una distribuciones (usualmente Weibull) para luego de manera analítica, obtener la densidad de energía del sitio.

Para estimaciones de la velocidad del viento, la literatura utiliza en muchos casos modelos de mesoescala (Frank, Beaucage, Brower, Truepower, & York, 2014; Grassi, Junghans, & Raubal, 2014; Monforti et al., 2014; Morales, Lang, & Mattar, 2012; Nor, Shaaban, & Abdul Rahman, 2014; Nordman, 2014; Santana et al., 2014; Santos-Alamillos, Pozo-Vázquez, Ruiz-Arias, Lara-Fanego, & Tovar-Pescador, 2014; Widén, 2011; Yue & Yang, 2009), posteriormente, usando las curvas de potencia de los aerogeneradores, la energía generada

puede ser calculada. Modelos de mesoescala no representan con mucho detalle todo el recurso del sitio, sus errores son mayores que con mediciones del recurso en los sitios, pero en casos de escasas mediciones, son los modelos más aceptables en los estudios de potencial eólico. Otro análisis del potencial regional, utilizan una aproximación de la energía generada, sin buscar una estimación específica de la producción, modela parámetros estimados de distribución Weibull, y calcula la densidad de energía del viento de manera analíticamente en cada zona. Esta metodología es usada para estimar el potencial de regiones o zonas de extensión mayor (Akpınar, 2013; Chandel, Murthy, & Ramasamy, 2014; Fazelpour, Soltani, Soltani, & Rosen, 2015; Kumar & Prasad, 2010; Mukulo, Ngaruiya, & Kamau, 2014; Yaniktepe, Koroglu, & Savrun, 2013).

Otra metodología utilizada para grandes zonas, es *multi-turbine power curve approach*. Esta simplifica la metodología usada de una curva de potencia, modificándola para representar la curva de potencia de la región completa. Este modelo considera el *smoothing effect* en el tiempo y espacio, en función de la velocidad del viento y el tamaño de la zona (Ali, Matevosyan, & Milanović, 2012; Brand, Gibescu, & Boer, 2010; Gil & Aravena, 2014; H Holttinen, 2004; Norgaard & Holttinen, 2004; Olauson & Bergkvist, 2015; Stoutenburg, Jenkins, & Jacobson, 2010).

En este estudio, la generación de todos los parques eólicos, fue modelada usando la primer metodología: seleccionar un punto representativo, estimar el viento mediante una curva de potencia individual del aerogenerador, y ajustar magnitud del parque ponderando la capacidad individual normalizada, por la potencia total de cada proyecto. La selección se realizó en base a la información disponible (datos de velocidad de viento, densidad del aire y frecuencia horaria de las mediciones) y el formato de salida requerido: series de generación eólica horarias con un análisis de múltiples puntos.

La modelación de la curva de potencia de tres aerogeneradores, fue ajustada con una función por tramos, esta función fue calculada usando una regresión polinomial en la zona pseudo-lineal de la curva de potencia (esto incluyendo la zona de eficiencia y la transición a las zonas vecinas) y con valores constantes en las otras tres zonas de la función: potencia nula para vientos bajos y extremadamente altos, y un valor de potencia nominal para velocidades entre *rated speed* y *cut-off speed*. La función genérica de las curvas de potencia son presentadas en la Ecuación (3.2), donde $P_{eólica}$ es la potencia nominal del aerogenerador, v_{in} , v_r y v_{out} son

los puntos de velocidad de viento relevantes: *cut-in speed*, *rated speed* y *cut-off speed*, descritos previamente. Los coeficientes del polinomio a_i son obtenidos minimizando el error cuadrático medio respecto de las curvas de potencia graficadas en la Figura 3-1 mediante interpolaciones para cada modelo seleccionado, los parámetros del polinomio resultante para cada modelo son presentados en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2 Aerogeneradores modelados, Vestas V100, Nordex N117.

Fabricante	Modelo	α_7	α_6	α_5	α_4	α_3	α_2	α_1	α_0	V_{in} (m/s)	V_r (m/s)	V_{out} (m/s)
Vestas	V100 1,8 MW	0,02	-1,06	23,18	-271,59	1843,26	-7197,92	15003,46	-12903,01	2,50	12,00	20,00
Vestas	V100 2 MW	0,01	-0,38	6,69	-62,16	329,67	-977,79	1533,50	-1027,34	3,00	12,00	20,00
Nordex	N117 3 MW	0,00	0,27	-9,24	149,68	-1310,70	6422,44	-16421,53	17022,68	2,50	12,00	25,00

$$P_{eólica}(v) = \begin{cases} 0 & 0 \leq v \leq v_{in} \\ \sum_{i=0}^{i=7} a_i \cdot v^i & v_{in} \leq v \leq v_r \\ P_n & v_r \leq v \leq v_{out} \\ 0 & v \geq v_{out} \end{cases} \quad (3.2)$$

En la revisión previa de los proyectos eólicos de la cartera del Servicio de Evaluación Ambiental SEIA, se registra la potencia individual y altura de las turbinas eólicas modeladas en los parques, en casos donde la potencia individual es diferente a la evaluada ambientalmente, la potencia es modificada a un valor superior de acuerdo a los tres valores de potencia de los aerogeneradores modelados (1,8; 2 o 3 MW), Una metodología similar fue realizada para el caso de la altura del bucle, el valor de altura fue modificado ajustándolo a los tres valores que acepta el modelo de mesoescala del Explorador Eólico (78, 95 o 125 m).

3.6. Modelación de pérdidas del parque mediante punto de potencia máxima y factor pérdida de producción

Para determinar la generación eléctrica del parque eólico es necesario obtener la representación más adecuada de la producción real del parque eólico. Para modelar un parque eólico, dos metodologías son posibles: modelar todos los aerogeneradores del parque (Schallenberg-Rodríguez & Notario-del Pino, 2014; Xydis, 2013) y calcular la generación

promedio, O modelar un aerogenerador aislado considerando las pérdidas de producción promedio de la operación de parques eólicos (Abbes & Belhadj, 2012; Archer & Jacobson, 2013). En el primer caso, es necesario identificar el aerogenerador similar al aerogenerador de producción promedio del sitio, para esto se requiere localizar y modelar todas las unidades del país, ejercicio inviable en un problema con 70 parques eólicos, con 53 aerogeneradores en cada parque o 4046 turbinas eólicas a nivel nacional. Por esta razón, el estudio modela los parques con la segunda alternativa.

- Modelar un aerogenerador solitario sin pérdidas para cada parque eólico del estudio, se asume que esta unidad está correctamente localizada en el sitio en que maximiza la generación eléctrica en su operación.
- Se corrige la producción del aerogenerador por un factor de pérdidas, el cual considera múltiples fuentes de pérdidas en la generación.

Con ambos pasos, la modelación de los parques eólicos es más precisa, obteniendo una estimación de la producción que será útil para valorar importantes resultados del estudio, tales como: coeficientes de correlación entre generación de parques eólicos, factores de planta, perfiles horario promedio de generación, histogramas de producción y cálculo de probabilidades de excedencia de la oferta eólica nacional.

Una estimación más precisa de la generación real del parque se obtiene corrigiendo la producción máxima de la unidad ($E_{unidad\ máxima}$) mediante un factor ϵ de eficiencia del parque, este coeficiente busca considerar factores de producción como *wave effect* (Ali et al., 2012; Barthelmie et al., 2007; Choi, Hyun Nam, Hyun Jeong, & Chun Kim, 2013; Husien, El-Osta, & Dekam, 2013; Méchali, Barthelmie, Frandsen, Jensen, & Réthoré, 2006; Nikolić et al., 2015; Schallenberg-rodriguez, 2013), pérdidas eléctricas (Ali et al., 2012), sobrestimaciones estadísticas de viento y otras variables (Krokoszinski, 2003), mantenciones regulares (Kaldellis & Zafirakis, 2013): y diferencias entre los rendimientos de los aerogeneradores del sitio (Ver Anexo A), la estimación de los factores de pérdida se obtienen mediante la siguiente Ecuación (3.3), (3.4).

Tabla 3-3 Factores de pérdida en la generación de parques eólicos modelados.

Tipo de pérdida de producción	Expresión	Coefficiente pérdidas
Wake effect	ϵ_w	10%
Pérdidas Eléctricas	ϵ_e	2.5 %
Sobrestimaciones	ϵ_s	1%
Mantenciones regulares	ϵ_m	1%
Subtotal pérdidas		14%
Promedio sobre máximo	ϵ_{am}	9.84%
Coefficiente total de pérdidas	ϵ_{total}	22.46%

La energía generada por el parques es igual a la energía máxima del aerogenerador modelado, corregido por los tipos de pérdida de producción cuantificados en la Tabla 3-3, La Ecuación (3.3) describe la corrección realizada en la modelación de los parques.

$$E_{individual\ parque} = E_{unidad\ máxima} \cdot (1 - \epsilon_w) \cdot (1 - \epsilon_e) \cdot (1 - \epsilon_s) \cdot (1 - \epsilon_m) \cdot (1 - \epsilon_{ma}) \quad (3.3)$$

La expresión de la Ecuación (3) es simplificada considerando un factor de corrección total ϵ_{total} , que incorpora todas las pérdidas de producción de la modelación de los parques eólicos.

$$E_{individual\ parque} = E_{unidad\ máxima} \cdot (1 - \epsilon_{total}) \quad (3.4)$$

Un análisis de la distribución de la frecuencia en un histograma, se presenta más adelante, provee información acerca de la magnitud de los vientos predominantes y tendencias anuales de este. Para construir esta distribución, los datos se agrupan en rangos preestablecidos, se cuenta el número de horas para la cual la potencia generada toma un valor en este rango.

La estimación de la energía eólica anual $E_{año}$ se obtiene a partir de las curvas de potencia modeladas y la serie de velocidades de viento del Exploración eólico, la energía anual es a la suma de la energía de todas las horas de producción eólica de la turbina. El factor de planta se define como la razón entre la energía generada y la producida por la turbina si está hubiera operado todas las horas del año a la potencia nominal, esto se expresa en la Ecuación (3.5), si el factor de planta es alto, el sitio presentará mejores condiciones para el desarrollo de un parque eólico (*ceteris paribus*) (Katsigiannis & Stavrakakis, 2014).

$$factor\ de\ planta_{Anual} = \frac{E_{año}}{P_n \cdot 8760^*} \quad (3.5)$$

4. MODELACIÓN ESPACIO-TEMPORAL DE LOS PROYECTOS EÓLICOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE CHILE

A partir de la modelación de la producción de energía en los parques eólicos con evaluación ambiental, se realizaron estudios para evaluar las características locales y por zona de la agrupación de proyectos. Se registran los proyectos pertenecientes a la cartera eólica del Servicio de Impacto Ambiental SEIA, que se encuentran en estado de evaluación o aprobados ambientalmente, y se localizaron las coordenadas geográficas de los parques a lo largo del territorio. Se agrupan los proyectos del país, clasificando estos según la barra o subestación eléctrica de conexión al sistema eléctrico de transmisión. En cada barra se calculó la suma de la potencia total de los proyectos. El conjunto de los proyectos suman un total de 8510 MW, el detalle de cada barra se presenta en la Figura 4-1.

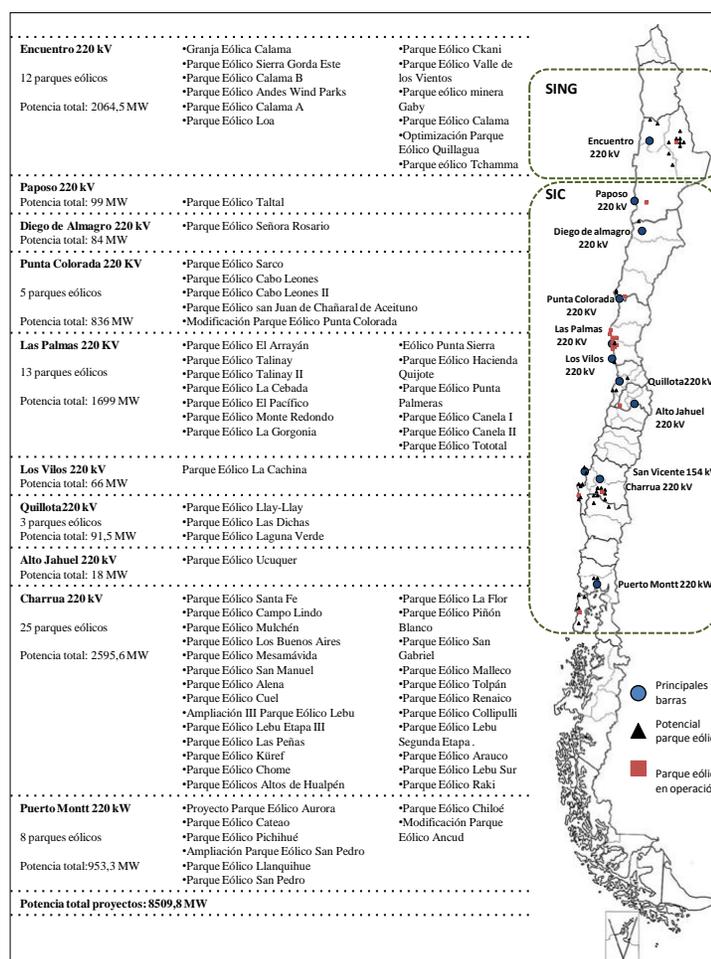


Figura 4-1 Mapa de proyectos eólicos en cartera de SEIA.

4.1. Perfiles horarios de generación para proyectos cartera SEIA

Chile presenta una variedad de regímenes de viento, dado por sus diferentes topografías: costa, valles y montañas, los cuales presentan vientos predominantes de mañana (proyectos de la barra Encuentro 220kV), regímenes planos (barras de Charrua y Puerto Montt 220 kV) y con predominancia en la noche (barra Las Palmas, Punta colorada 220 kV y otros proyectos localizados en la costa del país).

Los perfiles de generación horaria promedio de los parques eólicos son presentados en las Figuras 4-2 a la 4-5, los parques son agrupados en barras del sistema eléctrico de transmisión. Cada barra tiene un perfil de forma característica, ya que sus parques integrantes están afectados por la misma masa de aire que influye en su producción durante el año. Además los proyectos eólicos que inyectan energía en la misma barra, presentan una topografía similar. Las principales barras del sistema son clasificadas de acuerdo a su topografía típica: costa, valle y cordillera. *Paposo, Punta Colorada y Las Palmas 220 kV* presentan una tendencia de vientos de la costa, pues la mayoría de las zonas para desarrollar proyectos en estas barras se encuentran próximos al mar. Las barras *Alto Jahuel, Charrua y Puerto Montt 220 kV* tienen topología en su mayoría de valle, con vientos con perfil plano a lo largo del día. Finalmente, barras con vientos localizados en la cordillera están presentes principalmente en la barra *Encuentro 220 kV*, donde se distinguen formas de perfiles variados que presentan una tendencia complementaria en su producción diaria.

En el análisis general presentado en la Figura 4-2, los perfiles horarios muestran casos muy interesantes: los proyectos cercanos a la barra de *Encuentro 220 kV*, en el norte del país, presentan perfiles muy variados en cuanto a su forma y con alta variación entre la producción de valle y peak, con tendencias diurnas o nocturnas (complementariedad horaria) según la localización del parque (proyectos cercanos a 20-30 km entre presentan bastante complementariedad) los factores de planta de la barra varían entre 21,4 y 41,1%. Los perfiles de las *Paposo 220 kV* presenta una tendencia de generación nocturna, un alto factor de planta de 45,6% siendo uno de los parques con mayor potencial de Chile. *Diego de Almagro 220 kV* presenta un proyecto con un perfil con tendencia de generación en la tarde y con un bajo factor de planta de 12%. Finalmente *Punta Colorada 220 kV* tiene perfiles de tendencia de

costa con un aumento de la generación en la tarde, los factores de planta varían entre 12 y 42,4%.

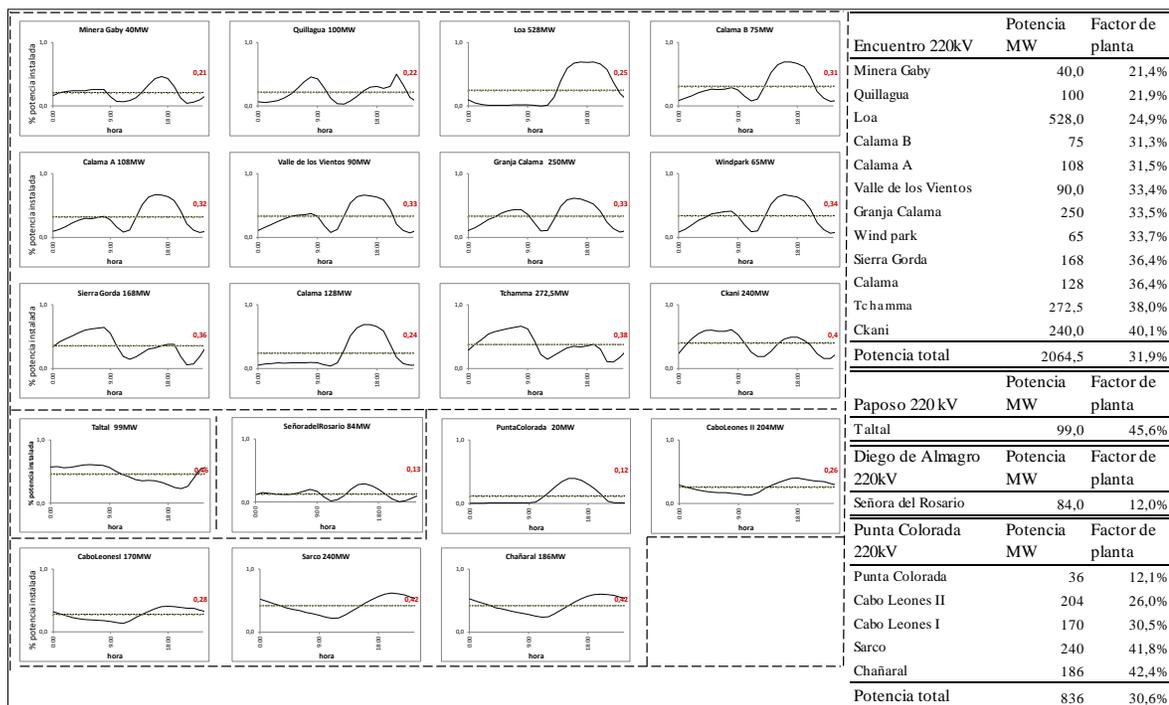


Figura 4-2. Perfiles horarios de parques eólicos de las barras Encuentro, Paposo, Diego de Almagro y Punta Colorada 220 kV.

Los perfiles de la Figura 4-3 presentan una gran correlación en la forma de sus perfiles de producción durante el día. Los parques de la barra Las Palmas 220 kV presentan un perfil de tipo costa, con un peak marcado en tarde, cercano a las 19:00 horas. Gran parte de los parques en la zona tienen un perfil muy similar, causado por la presencia de un viento costero. Los factores de planta son medio a altos variando entre 29,4 y 45,4%. Los perfiles de la barra Quillota y Alto Jahuel 220 kV se encuentran distribuidos a lo largo de dos regiones, en el primer caso los perfiles son diferentes dado por la ubicación geográfica con diferentes topografías del entorno, lo mismo ocurre en el caso de Alto Jahuel 220 kV con un perfil marcado por los vientos de costa y valles. Los factores de planta de las dos zonas son bajos a medios variando entre 15,9 y 44,5%.

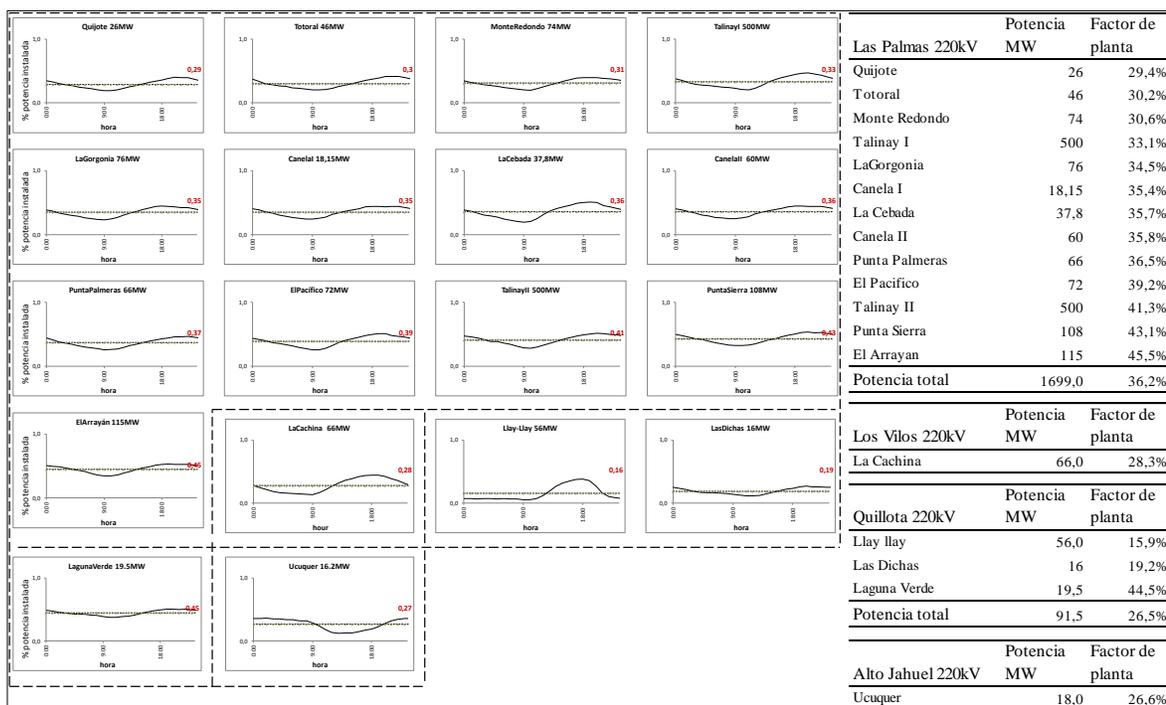


Figura 4-3. Perfiles horarios de parques eólicos de las barras Las Palmas, Los Vilos, Quillota and Alto Jahuel 220 kV.

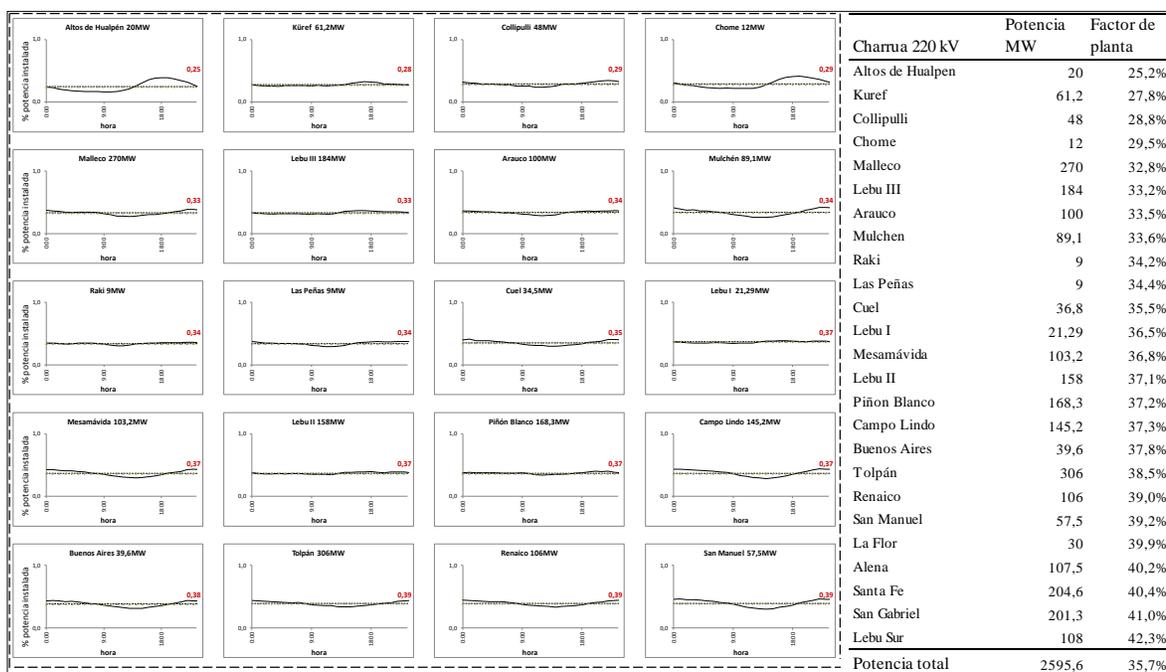


Figura 4-4. Perfiles horarios de parques eólicos de la barra Charrua 220 kV.

La barra de Charrua 220 kV presentada en la Figura 4-4 y 4-5 presenta características interesantes: perfiles planos a lo largo del día, típico de parques localizados en valles, con una leve disminución de la producción al medio día, un gran potencial del recurso y características topográficas de costa y múltiples valles, lo que se traduce en perfiles levemente diversificados, con un potencial de proyectos de 2596 MW y factores de planta de niveles medio y alto en todos los sitios de la zona, con un rango entre 25,2 y 42,3%.

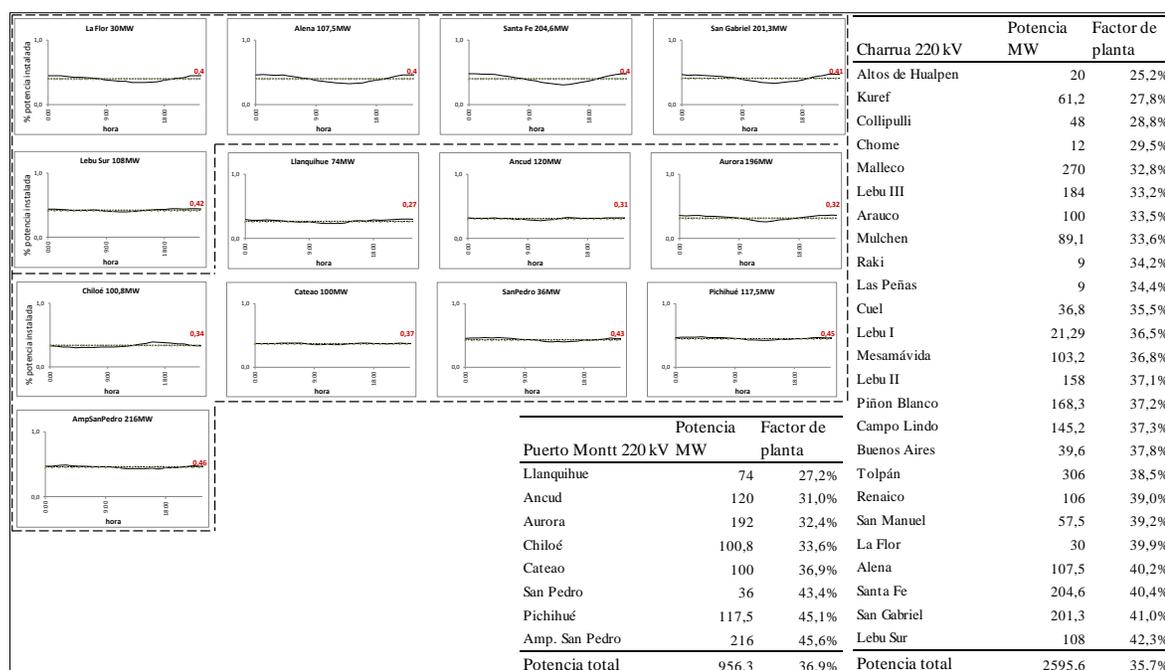


Figura 4-5. Perfiles horarios de parques eólicos de las barras Charrua y Puerto Montt 220 kV.

La barra de Puerto Montt 220 kV tiene perfiles de generación similares a los de Charrua 220 kV, pero con factores de planta mayores, los parques agrupados en la región de Chiloé presentan perfiles planos y altos niveles de generación en gran parte del año, con valores de factores de planta entre 27,2 y 45,6%.

La Figura 4-6 resume los factores de planta por barras. Metodologías similares de estimación del potencial eólico (Santana et al., 2014) tienden a sobrestimar levemente el factor de planta de los parques, este efecto es genético para gran parte de los parques del país, por tanto es posible identificar las zonas con mayor potencia, donde posteriormente en conjunto con mediciones particulares se debe estimar el potencial eólico de los parques con mayor

precisión. Los resultados muestran un mayor potencial en la zona norte en la Barra de Encuentro 220 kV y en la zona sur en la barra de Charrua 220 kV.

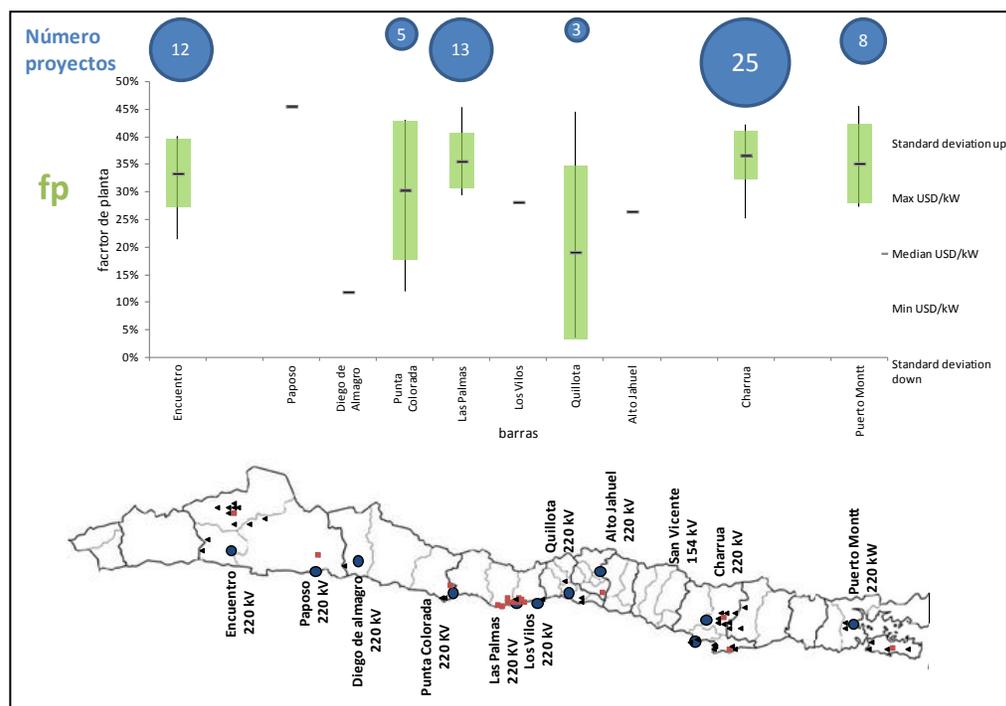


Figura 4-6 Resumen estadístico factores de planta

4.2. Costos nivelados de los parques eólicos y curva de costos suministro eólico en Chile.

Para entender de mejor forma los costos de integrar proyectos de energía eólica en los sistemas eléctricos, una evaluación económica de los costos de desarrollo es útil para estimar rangos de costos a diferentes niveles de integración de proyectos eólicos. Costos nivelados y curvas de suministro eólico son presentados en esta sección.

4.2.1. Evaluación económica de costos nivelados en parques eólicos de Chile.

La evaluación económica de los proyectos de parques eólicos es presentada en esta sección, los parques eólicos son valorizados considerando costos de inversión y operación de las plantas, en este estudio la evaluación económica incluye costos de inversión y de *O&M* (operación y mantenimiento).

Los costos de inversión están definidos principalmente por los costos de los aerogeneradores: obras civiles y instalaciones de conexión a la red, equipos eléctricos, medidores y equipos de comunicación, entre otros factores. A través de los años, los costos de inversión de parques eólicos en Chile han variado entre 1.490 a 2.471 USD/kW, con un promedio cercano a los 2.000 USD/kW (2.066), así la inversión ha presentado variaciones en el espacio (entre un proyecto y otro) y en el tiempo (el mismo proyecto en diferentes periodos), este análisis ha sido desarrollado considerando un amplio rango de costos de inversión. Los costos de Operación y mantenimiento (O&M) están considerados entre 20 y 30 USD/kW anual (Adaramola, Paul, & Oyedepo, 2011; Caralis et al., 2014; Colmenar-Santos, Campiñez-Romero, Pérez-Molina, & Mur-Pérez, 2015; IRENA - International Renewable Energy Agency, 2015; Mohammadi & Mostafaeipour, 2013; Nedaei, Assareh, & Biglari, 2014; Rehman, Halawani, & Mohandes, 2003), asumiendo un valor fijo de 25 USD/kW para todos los proyectos analizados. La tasa de descuento es definida en un 10% (Watts et al., 2015), valor ampliamente utilizado en la evaluación de proyectos de energía en la industria Chilena, la evaluación además considera un costo variable de no combustible de 7,7 USD/MWh, que es el utilizado en los estudios de costos de transmisión desarrollados por la CNE (Comisión Nacional de Energía). Finalmente el periodo de evaluación se define en 20 años similar al ciclo de vida de un aerogenerador promedio.

Uno de las metodologías más comunes y fáciles entender la factibilidad económica de los proyectos de energía es a través del estudio de los costos nivelados de electricidad (*LCOE* su sigla en inglés) (Gernaat, Van Vuuren, Van Vliet, Sullivan, & Arent, 2014; Nordman, 2014; Perkin, 2014; Zhang, Xiong, Tang, Liu, & Zhang, 2014). El LCOE es la proporción entre el valor presente de los costos totales de los parques, y el valor presente de la energía generada por la central durante el periodo de evaluación. El LCOE es el mínimo precio de la energía comercializada por los proyectos para cubrir sus costos totales de desarrollo. Las Ecuaciones (4.1) a la (4.5) muestran las variables consideradas, los costos totales tienen dos componentes: costos fijos y costos variables, los costos fijos consideran los costos de inversión anualizados y los costos anuales de *O&M*, mientras que los costos variables consideran solamente los costos de no combustible de los parques eólicos.

$$LCOE \left[\frac{USD}{MWh} \right] = \text{Costos totales} \quad (4.1)$$

$$\text{Costos totales} \left[\frac{USD}{MWh} \right] = CF \left[\frac{USD}{MWh} \right] + CV \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad (4.2)$$

$$\text{Costos fijos} \left[\frac{USD}{MWh} \right]: CF = \left(\frac{f_r \cdot C.I \left[\frac{USD}{kW} \right] + O\&M \left[\frac{USD}{kW} \right]}{fp \cdot horas_{año}[h]} \right) \quad (4.3)$$

$$\text{Costos variables} \left[\frac{USD}{MWh} \right]: CV = CVNC \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad (4.4)$$

$$\text{Factor de recuperación: } f_r = \frac{r}{\left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right)} \quad (4.5)$$

4.2.2. Costos históricos de inversión de parques eólicos

La base de datos del Sistema de Evaluación Ambiental SEIA, está basada en el registro de los datos clave, de todos los parques eólicos ingresados al sistema. Las características técnico-económicas son presentadas en el estudio, incluyendo potencia total, costos de inversión, y importantes fechas de presentación y aprobación (Ver Anexo D). Utilizando la información del SEIA, un análisis estadístico fue desarrollado, identificando economías a escala y tendencias.

Tabla 4-1 Costos de inversión parques eólicos SEIA. Fecha de aprobación.

Year	No	Standard deviation down	Max USD/kw	Min USD/kw	Standard deviation up	Median USD/kw
2006	1	1400	1400	1400	1400	1400
2007	3	1441	2027	1490	1981	1711
2008	1	1944	1944	1944	1944	1944
2009	9	1722	3043	1783	2578	2150
2010	5	1318	2800	1300	2432	1875
2011	4	1900	2300	2000	2183	2042
2012	13	1728	2646	1250	2460	2094
2013	14	1973	2769	1613	2532	2253
2014	5	1409	2315	1189	2295	1852
2015	7	1988	2471	1955	2390	2189
2016	8	1676	2778	1225	2490	2083

Usando la información presentada de cada proyecto, y clasificando los proyectos de acuerdo su fecha de presentación (fecha en la cual el proyecto presenta su estudio de evaluación ambiental), los 70 proyectos fueron clasificados y agrupados por años (ver Tabla 4-1). Se aprecia una amplia variación en los costos de inversión para cada año. Figura 9-1, presenta la tendencia hacia economías a escala en los primeros años, pero sólo para proyectos pequeños (menores a 100 MW). Un análisis estadístico de la información es presentado en Figura. 4-7, desde el 2008 hay una tendencia decreciente en los costos de inversión de los proyectos, en esta línea, el número de proyectos que han presentado estudios ambientales ha aumentado desde 2006 al 2014, dado por las políticas públicas, altos precios en el mercado spot y el gran potencial eólico sin explotar.

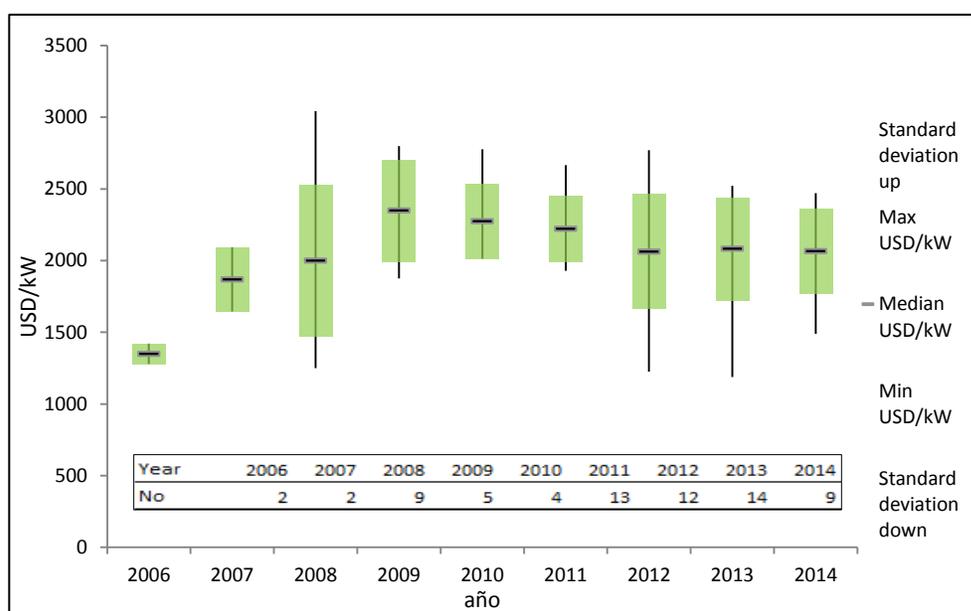


Figura 4-7 Evolución de costos históricos de inversión parques eólicos SEIA, fecha de presentación

4.2.3. Curvas de suministro eólico en Chile

La energía generada y el LCOE de cada proyecto son presentados en curvas de suministro eólico (Del Río & Cerdá, 2014; Fueyo, Sanz, Rodrigues, Montañés, & Dopazo, 2011; Gernaat et al., 2014; Huber et al., 2007; Nishio & Asano, 2006), esta representación ordena los proyectos de menor a mayor costo, generando una curva creciente de suministro agregado, para cada valor de energía generada por los parques, existe un nivel de potencia o escalón de LCOE, a través de las curvas de suministro es posible calcular la variación de costos de

desarrollo a nivel nacional, como también el costo del sistema de incorporar diferentes escenarios de integración de oferta eólica en el sistema (Crane, Curtright, Ortiz, Samaras, & Burger, 2011).

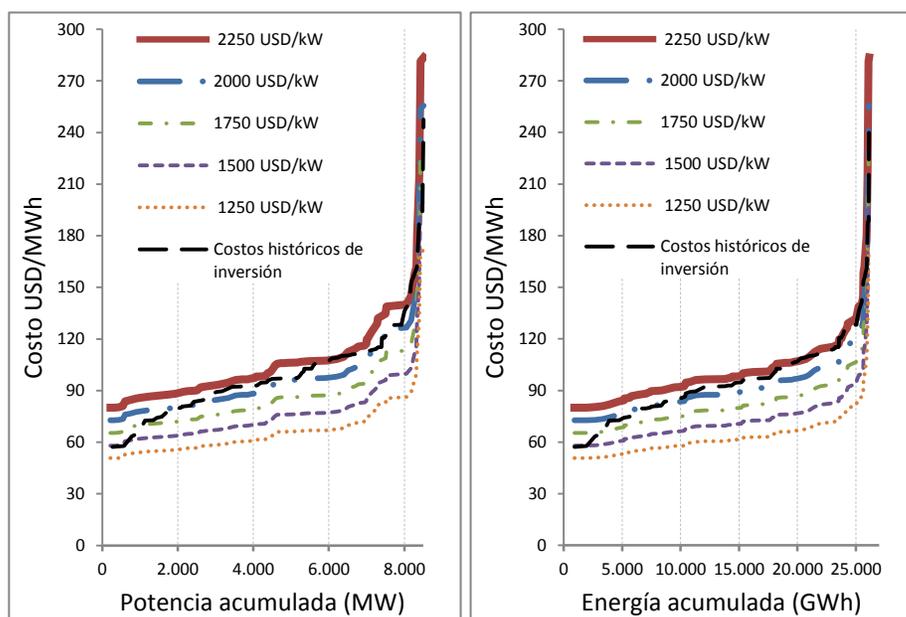


Figura 4-8 Curvas de costos de suministro eólico para cinco valores de costo de inversión: Curva de suministro de potencia (izquierda), curva de suministro de energía (derecha).

La curva de costos de suministro eólico es presentada en la Figura 4-8, cinco curvas de suministro eólico con diferentes costos de inversión de parques eólicos: 2250, 2000, 1750, 1500 y 1250 USD/kW son graficadas, además, a partir de los costos de inversión informados en todos los estudios de evaluación ambiental de los proyectos eólicos, se generó una curva de suministro de costos históricos.

El desarrollo de parques eólicos en Chile ha estado influenciado por factores económicos, políticos y sociales, que producen efectos en el sistema: costos marginales altos, oposición social a proyectos (que frenan el desarrollo de proyectos de energía convencionales), y políticas de incentivos a favor de las energías renovables. Esto crea un escenario favorable, para el desarrollo de una gran cantidad de parques eólicos durante los últimos años, con casi 894 MW de potencia instalada operando, y posicionando a Chile como el 2^{do} país con mayor generación eólica en LATAM, después de Brasil.

La curva de costos históricos de inversión presenta valores cercanos a la curva de costos de inversión de 2000 USD/kW en la mayor parte de los niveles de potencia instalada. Las curvas de suministro presentan en sus potencias iniciales, los parques más costo eficientes, siguiendo una tendencia creciente hasta valores cercanos a 150 USD/MWh, donde los costos se disparan llegando a valores cercanos a los 280 USD/MWh, para sus parques con menor recurso eólico. La curva de suministro de energía de los parques presenta una tendencia similar a la de potencia, con los parques más eficientes en niveles menores de energía y los menos eficientes al final.

Un análisis detallado de las curvas de suministro de energía eólica en las principales barras del país, son presentados en la Figura 4-9, en las curvas 1-6 se muestran los costos de los proyectos eólicos que inyectan a las barras, ordenados desde los de menor costo, a los de mayor costos. La curva 7 representa la curva de costos de suministro, en el escenario de una transmisión robusta donde los precios son significativamente menores a los de las curvas 1-6 por separado. Los problemas para transmitir la energía de una barra a otra conduce a diferencias entre los precios de la energía entre barras, el cual tiene como consecuencia condiciones desfavorables del mercado, para los proyectos eólicos que quieran entrar al sistema.

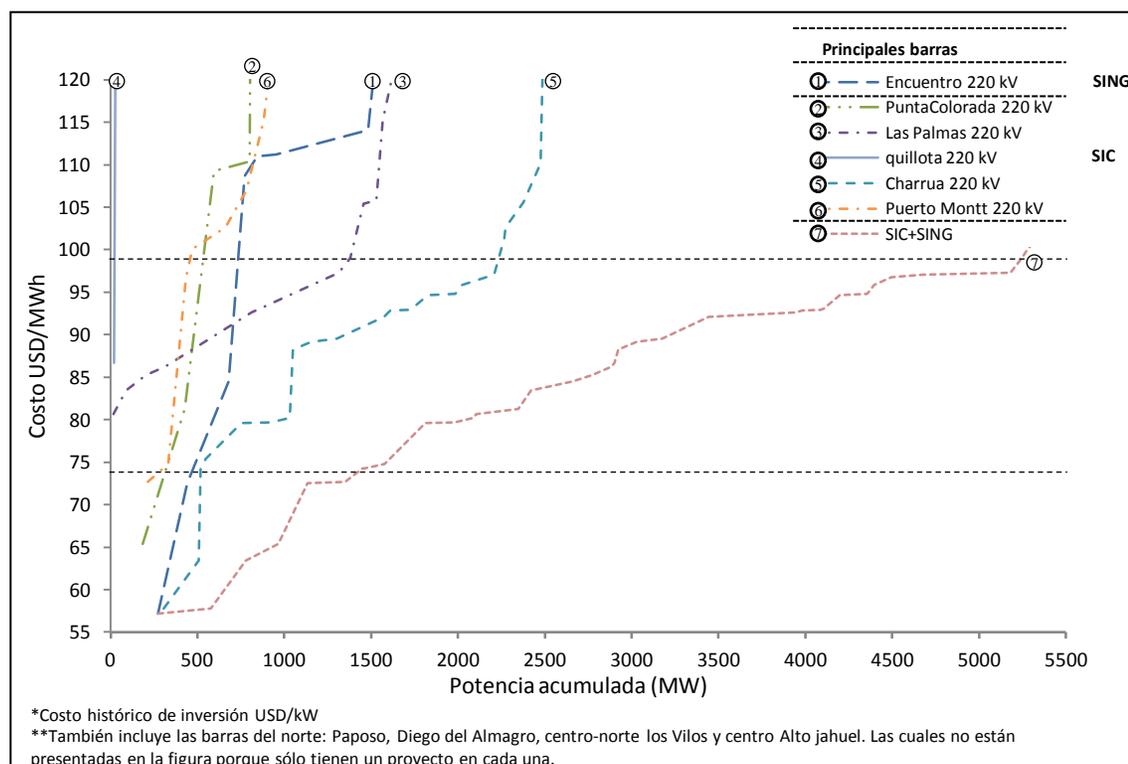


Figura 4-9 Curvas de suministro eólico en las principales barras del sistema eléctrico en Chile.

Las barras Quillota y Punta Colorada 220 kV presentan curvas de suministro con un número reducido de proyectos y altos costos de LCOE, para las otras barras, la curva de suministro tiene una forma diferente, dependiendo del número de proyectos eólicos de la curva, esta es desplazada a valores mayores de energía, la barra de Charrua 220 kV presenta los parques eólicos más costo eficientes del país, presentando LCOE mejores al integrar un bloque mayor de potencia al sistema. En el escenario con costos marginales de largo plazo con valores cercanos a 75 USD/MWh, sólo es posible suministrar 1578MW, produciendo cerca de 5664,5 GWh/año, en un supuesto de equilibrio de mercado. En el escenario actual de precios, los niveles de costos están cercanos a los 100 USD/MWh, donde es posible integrar casi 5245 MW, representando 17843.3 GWh/año de energía limpia al sistema. La penetración a gran escala de parques eólicos es producida por altos precios del mercado spot. Por otro lado, la cuota de energía de la Ley #20.698 (20% al 2025) no influye directamente en la integración de parques eólicos, los parques han sido construidos por ser competitivos a nivel de costos, sin embargo la cuota permite acelerar la maduración de los proyectos eólicos, incentivando la

entrada de más energía eólica al sistema. Todos los beneficios de la integración a gran escala de parques eólicos, entre parques de diferentes barras en el sistema, no puede ser aprovechado, sin un sistema de transmisión con baja congestión, que permite que los costos marginales de las barras sean homogéneos y donde los dos principales sistemas del país se encuentran interconectados (SIC-SING)

4.3. Coeficientes de correlación espacial entre parques eólicos

Los coeficientes de correlación son un indicador que entregan una medida de la similitud entre dos secuencias de datos, este indicador siempre toma un valor entre -1 y 1 dependiendo de qué tan parecidos son los datos estudiados (Li, Agelidis, Member, & Shrivastava, 2009). El cálculo de los coeficientes está definido en la Ecuación (10)

$$\text{Coeficiente Correlación } \rho = \frac{\sum(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x - \bar{x})^2 \sum(y - \bar{y})^2}}; (-1 \leq \rho \leq 1) \quad (4.6)$$

\bar{x}, \bar{y} : valor promedio serie

La variabilidad en los perfiles de los parques analizados en la sección 4.1 es cuantificada calculando los coeficientes de correlación de toda la generación del país. La literatura estudiada el *smoothing effect*, (Ernst, 1999; Hannele Holttinen, 2005; Katzenstein et al., 2010; McNerney & Richardson, 1992; Nanahara et al., 2004; Wevita, 2013; Widén, 2011) plantean que la distancia de separación del recurso eólico afecta en la diversificación de la generación eólica. A medida que aumenta la distancia entre los parques, la correlación entre estos disminuye e incluso se vuelve negativa en ciertos casos.

A partir de la producción horaria de los parques eólicos, se calculan los coeficientes de correlación entre cada combinación de parques eólicos del país (en pares).

La potencia de salida de dos parques eólicos, que aumenta o disminuye a la vez, tiene ρ cercana a uno, y un *smoothing effect* muy bajo. Una correlación cercana a cero indica que la generación de cada parque es independiente una de otra. Un valor negativo de correlación, indica una operación anti-correlacionada de los parques, niveles altos de potencia de uno está asociado a bajos niveles de potencia del otro. El máximo *smoothing effect* ocurre cuando $\rho = -1$ (Katzenstein et al., 2010). La idea detrás los coeficientes de correlación es

cuantificar la relación existente entre los perfiles de generación horaria a lo largo del país: dada la extensión, variedad de climas y topografías presentes en Chile se producen tendencias de generación no correlacionada y en casos particulares incluso una correlación negativa (complementariedad).

Dada la distribución espacial de los parques eólicos en Chile: distancia entre cada par de parques, factores geográficos por diferentes topografías (costa, valle y cordillera) y la estocasticidad del recurso eólico, la energía generada por los parques hora a hora no necesariamente es igual en el mismo instante. Chile por ser un país muy largo y con fuerte presencia de topografías montañosas y una gran cantidad de ríos, lagos y zonas costeras presenta condiciones ideales en las características de los perfiles de velocidad viento para aprovechar el "*smoothing effect*" en la producción agregada de proyectos eólicos.

Mediante la recopilación y análisis de los proyectos eólicos en la cartera del SEIA, se realizó una modelación de la generación eólica en todos los sitios. Mediante la metodología antes descrita se estimó la generación horaria de 70 parques eólicos en Chile. Utilizando las coordenadas de localización de los 70 proyectos, se calculó la distancia de separación entre ellos utilizando la ley esférica de los cosenos (MTL Movable Type Ltd (MTL), 2013) mediante la Ecuación (4.7), donde θ_i representa la coordenada de latitud del parque i y ϕ_i representan la coordenada de longitud del parque i y R_{tierra} representa el radio de la tierra.

$$Distancia\ d = \cos^{-1}(\sin(\theta_1) \sin(\theta_2) + \cos \theta_1 \cos \theta_2 \cos(\phi_2 - \phi_1)) \cdot R_{tierra} \quad (4.7)$$

En los proyectos que ya están operando en el 2013, los coeficientes de correlación son presentados en la Figura 4-10 en un gráfico de correlación versus distancia, se observa una tendencia decreciente a medida que la distancia de separación entre ellos aumenta, llegando a correlaciones casi nulas (0) a distancias mayores a 200 km. En parques menores a 60 km de distancia, las correlaciones de los sitios se mantienen en rangos acotados entre 0,635 y 0,87. A menores distancias se encuentran casos interesantes como el de Canela I, Canela II y Totoral donde la distancia entre ellos es mínima (proyectos vecinos, con distancias de 1,7-7,1 km entre los puntos utilizados para la modelación), pero donde la correlación entre ellos es distante de la unidad: 0,87; 0,812 y 0,818. A una distancia cercana a los 100 km, los parques eólicos Lebu y Cuel localizados en la costa y valle de la VIII región de la barra de Charrua

220 kV, presentan correlación negativa (-0,066) siendo el único caso de parques cercanos con este comportamiento. Correlaciones cercanas a 0 se producen en parques con una distancia de separación mayor a 700 km (parques en la barra de Las Palmas 220 kV y parques en la barra de Charrua 220 kV), donde el recurso eólico que afecta ambas áreas es diferente y donde se presentan perfiles muy variados (operación año 2014 ver Anexo G).

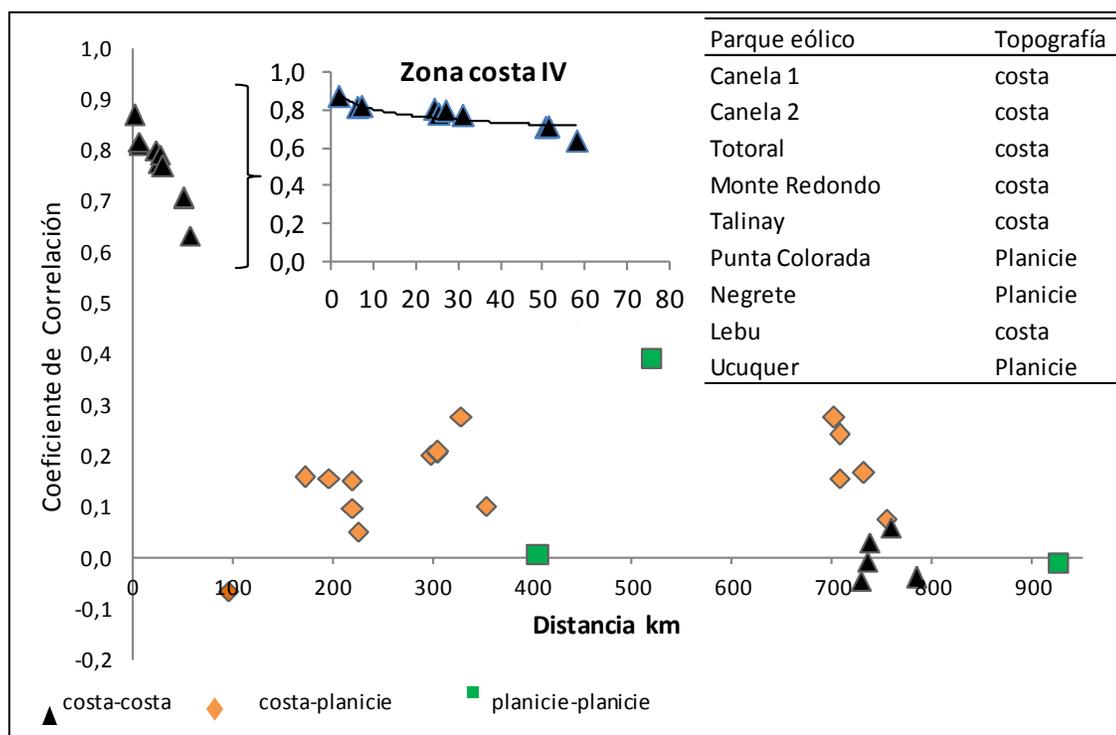


Figura 4-10 Correlación versus distancia parques eólicos en operación 2013.

Para evaluar las tendencias presentes al caracterizar el recurso por zonas, los coeficientes de correlación de los proyectos modelados de la cartera del SEIA y la distancia entre ellos son graficados en la Figura 4-11. La combinación de pares de parques de todos los proyectos se visualizan con puntos en el gráfico, un análisis global muestra una tendencia decreciente entre la correlación de los parques, al aumentar la distancia de separación entre sitios. Al analizar el gráfico en profundidad, se hace necesario separarlo en diferentes segmentos, dados por la distancia de separación entre los parques, pues en ellos se observan distintas tendencias (véanse las zonas encerradas en círculos en la Figura 4-11). Los principales resultados de las correlaciones calculadas para los proyectos del SEIA se presentan en la Tabla 4-2 y Tabla 4-3.

A distancia menores a 100 km de separación entre parques hay un gran cumulo de proyectos localizados en la misma barra de inyección, proyectos cercanos a las barras de Las Palmas como de Charrua 220 kV presentan grados de correlación altos, con un coeficiente de correlación promedio de 0,83 y 0,71 respectivamente, lo que indica que los proyectos de estas zonas presentan perfiles horarios similares característicos de cada una, dado por la influencia de grandes masas de viento que afectan cada zona, los proyectos en las barras de Encuentro y Puerto Montt 220 KV tienen proyectos con mayor distancia de separación que permiten mayor diversificación presentando correlaciones de 0,45 y 0,5 respectivamente, este efecto es detallado en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2. Coeficientes de correlación entre parques eólicos localizados en la misma barra de inyección

Barra (220 kV)	# parques eólicos	Promedio Coef. Correlación	Stdd	Promedio distancia m	Stdd
Encuentro	12	0,45	0,29	75,25	59,50
Punta Colorada	5	0,56	0,39	30,48	30,95
Las Palmas	13	0,83	0,08	28,23	20,88
Quillota	3	0,30	0,33	58,12	25,40
Charrua	25	0,71	0,15	63,31	40,77
Puerto Montt	8	0,50	0,27	167,92	167,48

Correlaciones entre parques de diferentes barras son presentados en la Tabla 4-3, A distancias cercanas a 400 km de separación, se localizan cúmulos de puntos de correlación asociados a pares de proyectos de diferentes barras, como es el caso entre parques de las barras Charrua y Puerto Montt 220 kV. En este caso los puntos presentan valores de correlación positiva y negativa que promedian -0,049 entre la producción agregada de ambas barras. A distancias próximas a 700 km, grupos de proyectos pertenecientes a las cercanías de las barras Las Palmas y Charrúa 220 KV presenta una generación no correlacionada entre sí, con valores cercanos a 0 y de una correlación promedio de 0,044. Grupos de parques eólicos con distancias de separación entre 900 y 1300 km se localizan en combinaciones de parques de las barras: Calama-Las Palmas, Punta Colorada-Charrua 220 kV, Las Palmas-Puerto Montt 220 kV Finalmente a distancias superiores a 1600 km la correlación entre pares de proyectos se concentra en valores muy cercanos a 0, donde parques ubicados en barras como Calama-Charrua 220 kV presentan este tipo de características.

Tabla 4-3 Coeficientes de correlación entre generación agregada de parques en diferentes barras de inyección.

Barras	# parques eólicos	Distancia km	Coef. Correlación	Barras	# parques eólicos	Distancia km	Coef. Correlación
Encuentro-Paposo 220kV	12/1	314	-0,073	Diego de Almagro- Alto Jahuel 220kV	1/1	816	-0,051
Encuentro-Diego de Almagro 220kV	12/1	460	0,525	Diego de Almagro- Charrua 220kV	1/25	1209	-0,042
Encuentro-Punta Colorada 220kV	12/1	801	0,212	Diego de Almagro- Puerto Montt 220kV	1/8	1695	0,031
Encuentro-Las Palmas 220kV	12/13	1021	0,085	Punta Colorada-Las Palmas 220 kV	5/13	220	0,659
Encuentro-Quillota 220kV	12/3	1198	0,188	Punta Colorada- Quillota 220 kV	5/3	400	0,420
Encuentro-Alto Jahuel 220kV	12/1	1276	-0,078	Punta Colorada-Alto Jahuel 220 kV	5/1	485	0,096
Encuentro-Charrua 220kV	12/25	1668	-0,014	Punta Colorada- Charrua 220 kV	5/25	868	0,016
Encuentro-Puerto Montt 220kV	12/8	2155	-0,009	Punta Colorada- Puerto Montt 220 kV	5/8	1355	0,068
Paposo-Diego de Almagro 220kV	1/1	162	-0,017	Las Palmas -Quillota 220 kV	13/3	188	0,706
Paposo-Punta Colorada 220kV	1/5	490	-0,163	Las Palmas Alto Jahuel 220 kV	13/1	283	0,385
Paposo-Las Palmas 220kV	1/13	709	-0,137	Las Palmas Charrua 220 kV	13/25	649	0,044
Paposo-Quillota 220kV	1/3	889	-0,209	Las Palmas Puerto Montt 220 kV	13/8	1137	0,088
Paposo-Alto Jahuel 220kV	1/1	971	0,030	Quillota -Alto Jahuel 220 kV	3/1	99	0,576
Paposo-Charrua 220kV	1/25	1358	-0,017	Quillota -Charrua 220 kV	3/25	471	0,096
Paposo-Puerto Montt 220kV	1/8	1845	0,009	Quillota -Puerto Montt 220 kV	3/8	957	0,099
Diego de Almagro- Punta Colorada	1/5	345	0,175	Alto Jahuel -Charrua 220 kV	1/25	404	0,172
Diego de Almagro- Las Palmas 220kV	1/13	564	0,069	Alto Jahuel -Puerto Montt 220 kV	1/8	883	0,066
Diego de Almagro- Quillota 220kV	1/3	738	0,133	Charrua -Puerto Montt 220 kV	25/8	487	-0,049

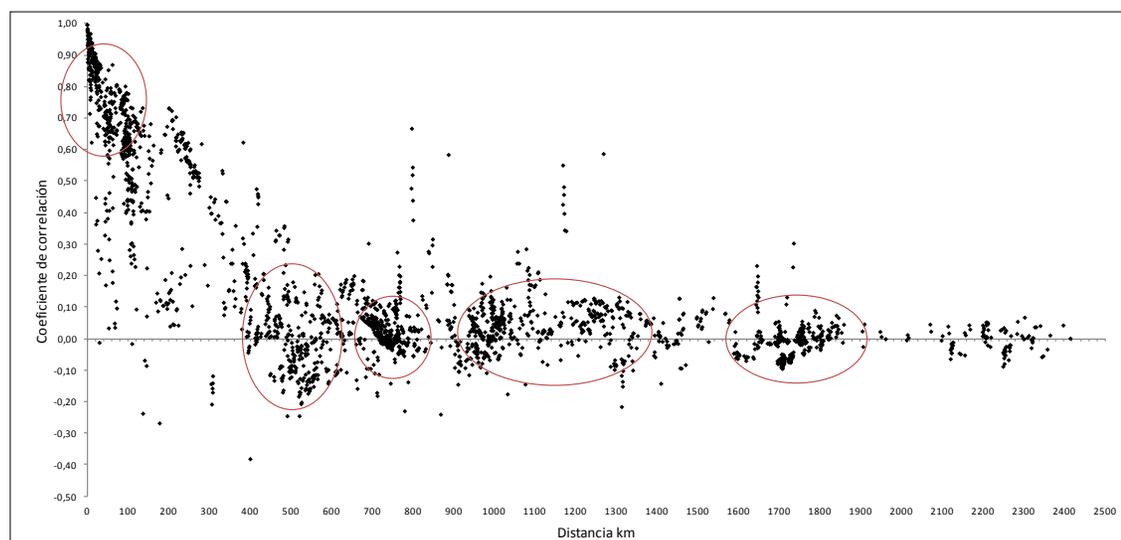


Figura 4-11 Correlación y distancia de separación entre los parques eólicos en Chile.

4.4. Efecto generación agregada de proyectos eólicos en la cartera del Sistema de Impacto Ambiental

La generación agregada de proyectos eólicos, corresponde a la suma de la generación hora a hora de uno o más proyectos del mismo sistema interconectado, ya sea el SING o el SIC. El aporte individual de cada proyecto a la matriz del país es presentado mediante la producción eléctrica generada en cada parque, normalizada con respecto a su potencia instalada (de 0 a 100%). Para visualizar las características horarias e interanuales de la generación eólica, se construyen gráficos de producción horaria promedio e histogramas de generación anual.

4.4.1. Generación agregada de parques eólicos en el Sistema Interconectado Central SIC

La generación agregada del SIC está compuesta por el aporte de 58 proyectos distribuidos a lo largo del centro-sur de Chile. Dada la distribución espacial, diferentes regímenes atmosféricos y variadas topografía (costa, valle cordillera), la producción eólica del SIC está muy diversificada. Mediante histogramas de generación agregada se observa mejoras en la distribución de la generación, al ir sumando desde un proyecto hasta todos los proyectos del sistema. Mientras la distribución de generación de un proyecto suele tener una forma muy irregular en forma de "L" o "J" invertida, la distribución de la suma de proyectos de una barra tiene una forma más suave de "U", la suma agregada espacial de proyectos, de diversas zonas y barras presentan una distribución " \cap " con tendencia casi *Normal*. La suma de generación eólica proveniente de diversas zonas con correlaciones nula o complementaria (0,116 es la correlación promedio entre las zonas) produce un efecto de "cancelación", que prácticamente elimina la posibilidad de eventos de generación nula y de generación máxima, y permite más eventos de generación media, es decir, en torno al factor de planta promedio de los parques del sistema.

La producción agregada de los proyectos que inyectan a la subestación de Charrua 220 kV y SIC se presenta en la Figura 4-12. El histograma de la generación de la subestación presenta producción eólica en todo el rango de potencias, desde cero hasta la potencia instalada, pero con peaks en la generación máxima y generación nula. Al sumar la generación de esta barra a

las otras 7 barras, se logra el histograma del SIC, que presenta una distribución semejante a una normal, disminuyendo la frecuencia de producción nula o máxima y aumentando la frecuencia en niveles de producción intermedia.

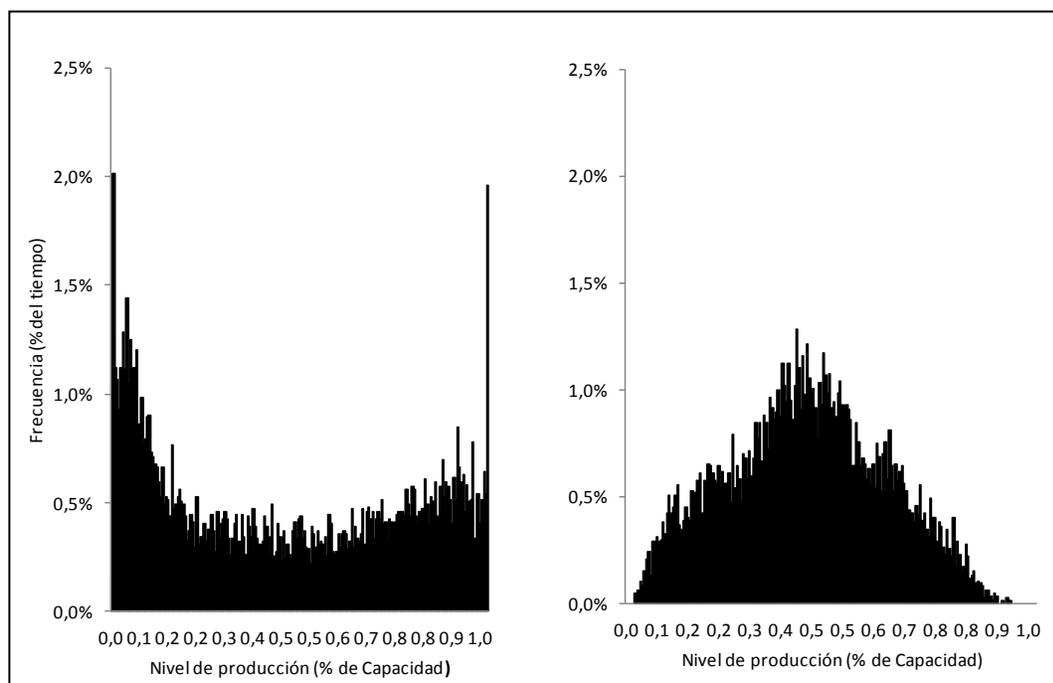


Figura 4-12. Histograma de generación eólica agregada de la barra de Charrua 220 kV y el total SIC.

4.4.2. Generación agregada de parques eólicos en el Sistema Interconectado del Norte Grande SING

La generación agregada del SING está compuesta de un número menor de parques (solo 12 comparada con los 58 del SIC) y sus proyectos están distribuidos todos muy cercanos entre sí (por lo reducido del sistema y varios ellos son cercanos a la ciudad de Calama en el extremo norte de Chile). Dada la variabilidad espacial entre la localización de los parques, la producción individual presenta diversas formas (parques ubicados en diferentes valles o zonas cordilleranas). La producción del SING está levemente diversificada, producto de los perfiles de producción con formas distintas, cierto grupo con un perfil horario diurno mientras que otro con un perfil horario nocturno. En el histogramas de generación agregada se agrupa la generación individual normalizada de los 12 parques del sistema que se presenta en la Figura

4-13. A pesar de presentar perfiles individuales diversos, la distribución agregada no logra el efecto “normalizador” que se obtienen en el SIC, la distribución no tiene una tendencia normal por sí sola. Es necesaria la incorporación de más proyectos a mayor distancia entre sí, para diversificar la producción de la zona. Sin embargo, se logra pasar desde la forma de "L" (con muchos eventos de generación cero) a una distribución casi plana, pero con baja probabilidad de generación extremadamente alta, donde el número de horas anuales que la totalidad de parques generan a su potencia máxima es prácticamente 0%.

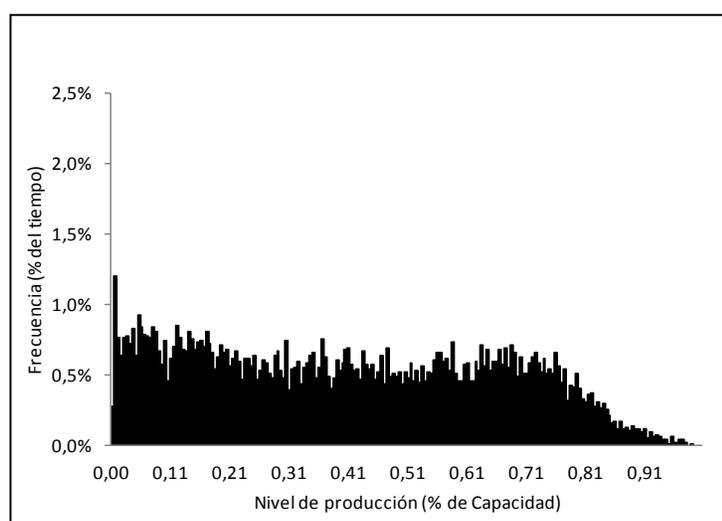


Figura 4-13. Histograma de generación eólica agregada de la barra Encuentro 220 kV.

4.4.3. Generación agregada del país, interconexión de sistemas de transmisión SIC-SING

La generación agregada de cada uno de los sistemas eléctricos de Chile presenta condiciones favorables para la penetración eólica a gran escala, disminución de los periodos con generación nula o máxima, diversificación a lo largo del día de la potencia inyectada y reducción de los grados de correlación, que permiten logran gran complementariedad entre proyectos. Recientemente, el Gobierno de Chile en su Agenda de energía (Ministerio de Energía, 2014) plantea la interconexión de sus dos principales sistemas eléctricos (SIC,SING), para potenciar la economía de los intercambios regionales y facilitar el ingreso de las ERNC, profundizando todos los efectos positivos de agregación en la producción antes

mencionados. Ante el escenario de interconexión, la generación agregada del país se representa en un histograma en la Figura 4-14.

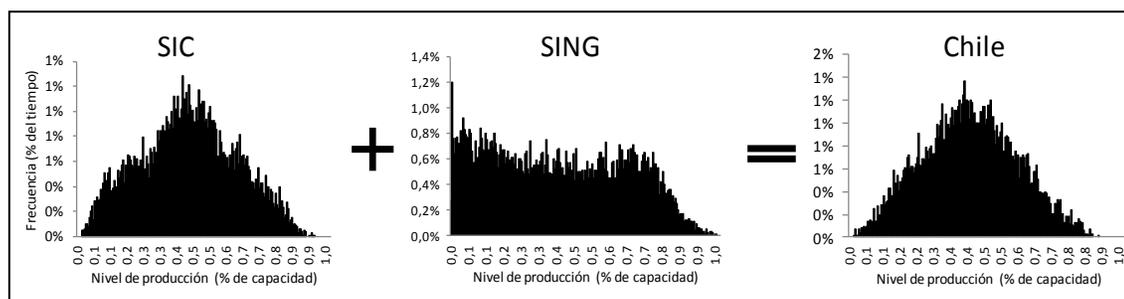


Figura 4-14 Histograma de generación eólica agregada en el SIC, SING y inyección total del país.

El mismo efecto de “cancelación” para el caso del SIC, está presente en la distribución de generación de todo el país. El histograma de generación presenta un menor número de horas del año con potencia nula o potencia máxima. Este efecto tiene beneficios en la operación y planificación del sistema: menores reservas relativas ante escenarios de generación eólica nula, menor presencia de rampas horarias de generación eólica, en escenarios en que todos los parques están operando en su potencia máxima. Finalmente, con un peak en potencias intermedias, sugiere oportunidades de beneficios en la generación agregada de portfolios de proyectos eólicos tanto físicos, como comerciales.

4.4.4. El efecto de generación agregada de proyectos en las barras del sistema eléctrico de transmisión nacional

Luego de analizar los efectos de la generación agregada en los sistemas eléctricos de Chile, se desarrolla un análisis detallado de la energía inyectada a las principales barras del sistema eléctrico nacional. Los perfiles horarios promedio y los histogramas de generación agregada se referencian a su respectiva barra de inyección, localizada en el mapa de Chile de la Figura 4-15. Los perfiles de generación agregada de las barras, presentan formas más planas que los de proyectos individuales, el porcentaje de tiempo de generación máxima y generación mínima se ve disminuida, llegando a perfiles prácticamente constantes a lo largo del día en zonas australes de la barra de Puerto Montt 220 kV.

A partir de la construcción de todos los histogramas se pueden encontrar tendencias interesantes en la forma de las distribuciones. La barra del norte Encuentro 220 kV presenta un comportamiento igual al previamente analizado en la distribución del SING, con una distribución de frecuencias plana, a lo largo de los distintos niveles de generación y pocas horas con generación máxima. Las barras centro-norte de Diego de Almagro, Punta Colorada y Quillota 220 kV presentan una tendencia con gran cantidad de horas con generación nula y con una distribución de mayor frecuencia a porcentajes de generación superiores, este tipo de barras concentra proyectos de factores de planta de niveles medios, además de tener proyectos muy correlacionados entre sí (forma de distribución "L"). La barra de Paposo, Alto Jahuel y Puerto Montt 220 kV presentan una distribución con un gran número de horas con potencia máxima y pocas horas de potencia nula, además parques con altos factores de planta y perfiles horarios con correlaciones altas (forma de distribución "J"). Finalmente barras como Las Palmas y Charrua 220 kV tienen una distribución con dos peaks, con un elevado número de horas con potencia nula o máxima y con frecuencias menores, en porcentajes de potencia intermedios, esta distribución se da en barras con un gran número de proyectos, con altos factores de planta y con correlaciones medias o altas entre ellos (forma de distribución "U").

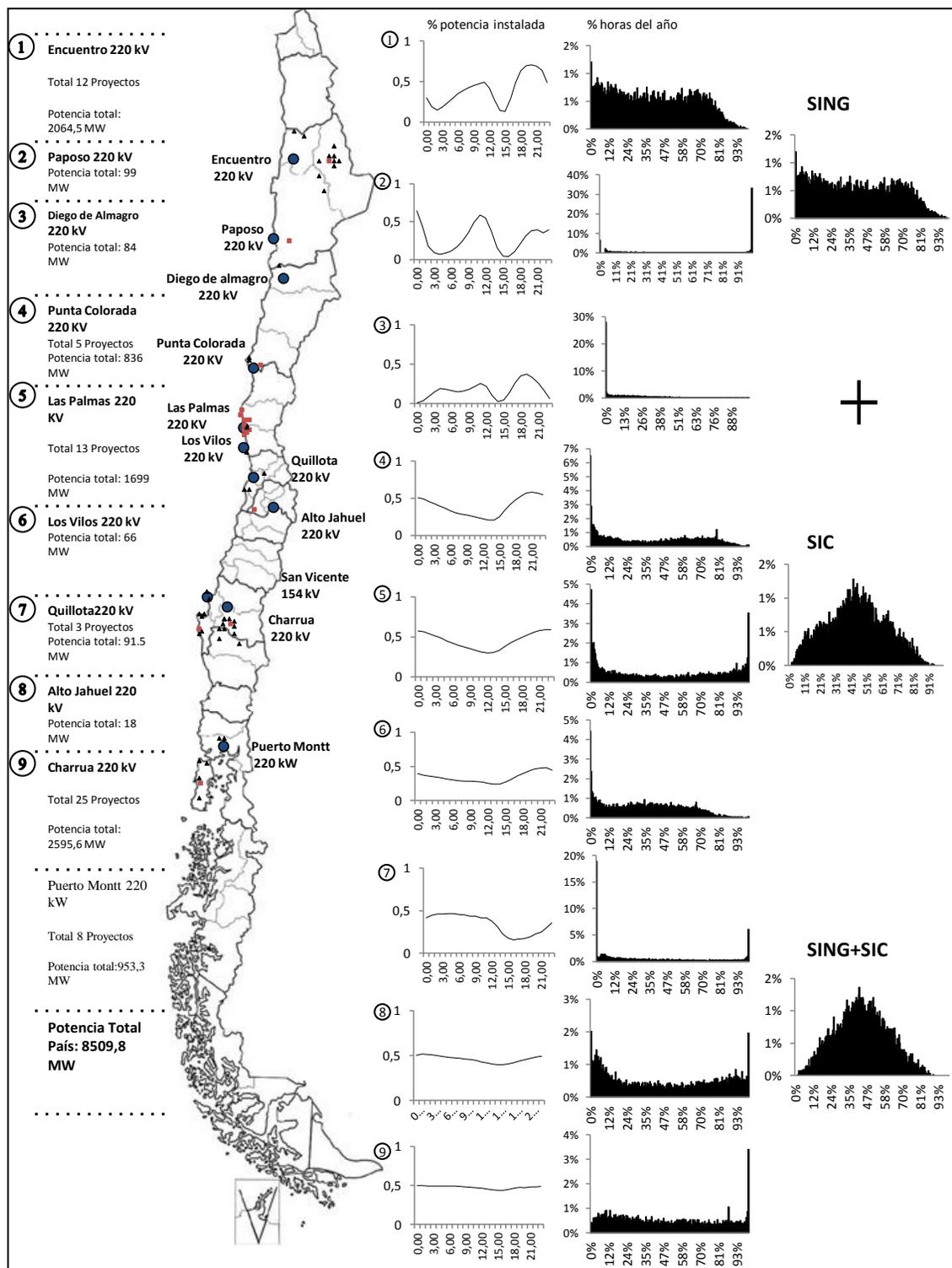


Figura 4-15 Histograma de generación eólica agregada en las principales barras del sistema eléctrico de Chile.

4.5. Curvas de duración sistemas eléctricos de Chile, probabilidad excedencia suministro eólico

La curva de duración, es una herramienta estadística utilizada en los estudios de energía, para estimar la incertidumbre que existe en la generación de fuentes de energía renovables intermitentes como la energía eólica. Mediante la construcción de una distribución de la producción anual no-cronológica, se calcula el número de horas en que la producción del parque supera un cierto porcentaje de la potencia instalada total (*horas de excedencia*), calculando el cociente entre estas horas registradas (*horas de excedencia*) y el total de horas del año, se calcula la *probabilidad de excedencia* para diversos niveles de potencia generada por el parque. Mientras mayor sea la *probabilidad de excedencia* de los parques es necesario menos reserva del sistema.

$$\text{Probabilidad de excedencia: } Prob_e = \frac{\text{Horas de excedencia}}{\text{Total de horas}} \quad (4.8)$$

El efecto en la mejora en la distribución en la producción de viento se aprecia en la Figura 4-16, cuando la curva de duración presenta un área mayor, esta tendrá escasas horas con potencia nula o con necesidad de comprar energía del sistema. A partir de las curvas de duración, la comparación entre generación eólica de diferentes sistemas puede ser analizada, a un nivel de potencia de referencia, se calcula la probabilidad de exceder a lo menos ese nivel en el periodo de evaluación.

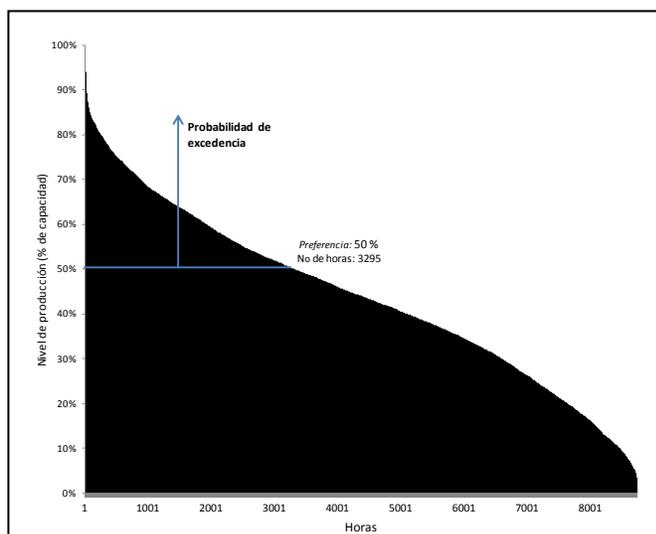


Figura 4-16. Curva de duración de generación eléctrica

La probabilidad de excedencia ($Prob_e(x)$), describe la probabilidad de que generación eólica (P_{gen}) agregada de parques sea mayor a un cierto nivel (x) de la potencia eólica instalada total en el sistema. La probabilidad $Prob_e(P_{gen.eólica} > x)$ se presenta en la Tabla 4-4. Para el cálculo de la probabilidad de excedencia se debe prefijar un cierto nivel de potencia de referencia (x), con este nivel de potencia, la probabilidad de excedencia es comparada para la generación de 1 parque, un sistema eléctrico pequeño (SING), un sistema eléctrico grande (SIC) y el sistema eléctrico nacional (País) tal como se presenta en la Figura 4-17.

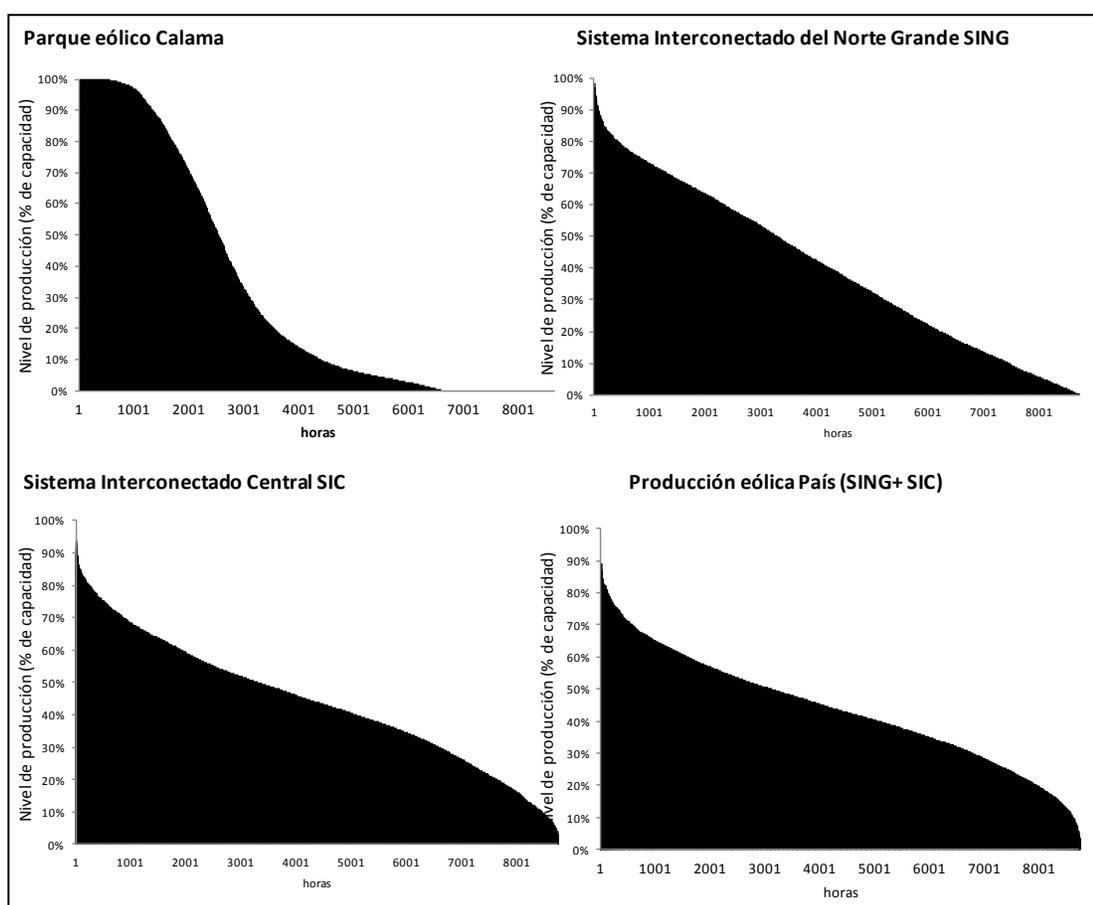


Figura 4-17 Curvas de duración generación eólica en los sistemas eléctricos de Chile

Tabla 4-4. Tabla de probabilidad de excedencia suministro eólico agregado

% de potencia instalada (x)	Parque eólico			
	eólico	SING	SIC	País
10%	50,17%	85,22%	96,80%	98,49%
20%	40,45%	71,17%	87,41%	90,85%
30%	35,32%	59,60%	75,40%	77,25%
40%	31,77%	48,48%	58,15%	57,49%
50%	28,85%	37,64%	37,72%	35,32%
60%	26,08%	26,74%	21,90%	17,80%
70%	22,89%	14,98%	9,87%	6,30%
80%	19,38%	4,76%	2,59%	1,21%
90%	15,23%	0,71%	0,10%	0,01%

Para generación mayor a un 20% de la capacidad instalada, la probabilidad de excedencia aumenta de 40,45% para un proyecto hasta 90,85% para los 70 proyectos del sistema (véase Tabla 4-4). Al comparar la probabilidad de excedencia de la generación eólica de los dos sistemas, SING y SIC, a un nivel de potencia de 10% ($x=10\%$), la probabilidad es mayor en el SIC con 96,8% y menor en el SING con 85,2% y al interconectar ambos sistemas esta probabilidad aumenta alcanzando un 98,5%. Es decir, al interconectar los sistemas se aumenta la probabilidad de que el parque eólico agregado efectivamente supere cierto nivel de generación (x).

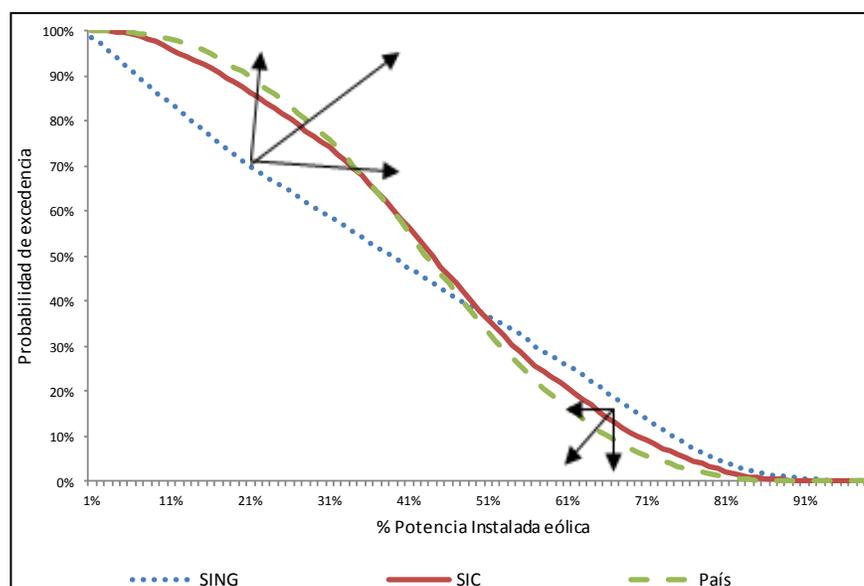


Figura 4-18. Probabilidad de excedencia generación eólica en los sistemas eléctricos de Chile

A medida que aumenta el porcentaje de la capacidad instalada que se abastece con generación eólica las probabilidades disminuyen (véase Figura 4-18): a un 50% de la potencia, la probabilidad de abastecer con energía eólica es similar en ambos sistemas, cercana a 37%, luego el SING presenta probabilidades mayores con 14,98% ante un 70% de la capacidad instalada. El comportamiento de las probabilidades, de la suma agregada de generación eólica del país se comporta de manera similar al SIC, con una probabilidad mayor ante bajos niveles de capacidad instalada y que disminuye ante un aumento de esta proporción, estos efectos son presentados en la Figura 4-18. Una mayor probabilidad de abastecimiento permite escenarios de generación futura más seguros, reduciendo la variabilidad del recurso con mayor potencia firme eólica en el sistema. Sistemas con mayor diversificación del recurso eólico presentan probabilidades de excedencia con más altas, que reducen las necesidades de reserva o respaldo en el sistema.

4.6. Caso de estudio: Generación eólica zona de Calama (Norte de Chile)

Los efectos en la curva de duración y en la probabilidad de excedencia fueron presentados en la generación agregada de los sistemas eléctricos del país (véase sección 4.15). En esta sección se presenta el mismo efecto de generación eólica agregada, pero en un sistema de menor escala, la zona de la barra de Encuentro 220 kV, localizada en la zona nortina de Calama, donde se concentra una gran cantidad de proyectos eólicos con evaluación medioambiental aprobado. Esta zona se destaca por presentar una gran variabilidad en su topografía, hay muchas zonas con elevaciones y valles que permiten generar perfiles horarios completamente diferentes. Una parte de los proyectos que inyectarán a la barra presentan un perfil de producción diurno, mientras que otro grupo presenta un perfil nocturno, por lo que al combinar la generación horaria de ambos perfiles se genera una producción más estable a lo largo del día, y con menos horas de generación nula (ver Figura 4-2).

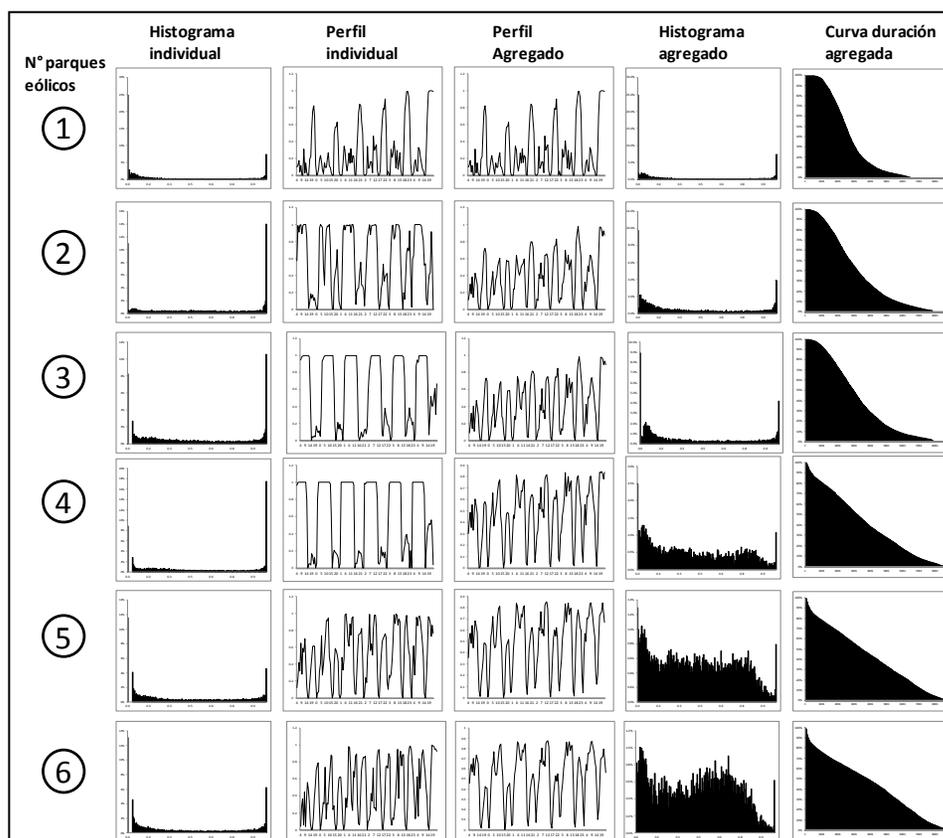


Figura 4-19 Análisis generación agregada de parques eólicos en la zona de Calama.

Un análisis de la mejora en las características de la producción eólica por el aumento en el número de parques conectados a la barra se puede ver en la Figura 4-19, mediante perfiles promedio horarios individual, perfiles promedio horarios agregados (múltiples parques), histogramas y curva de duración de la generación agregada. El efecto "agregación" es presentado. A medida que se interconectan más parques eólicos con perfiles de una correlación baja, la generación horaria presenta una producción menos variable, con una disminución de los periodos con potencia nula.

La forma de la distribución de la suma agregada de parques se modifica, para un parque individual la distribución de la generación presenta dos peaks: en 0 y en la potencia nominal del parque. A medida que se interconectan 2, 3, 4, 5 y 6 parques, la distribución agregada se modifica, con una mayor producción en potencias intermedias y menos en las condiciones extremas. La distribución resultante al sumar los 6 parques, presenta una forma más achatada, lo que permite un menor número de horas donde se requiere respaldo del sistema.

El efecto de la mejora en la distribución agregada aumenta a medida que crece el número de parques, hasta llegar a distribuciones similares a las presentadas en el histograma de la generación eólica del país (ver Figura 4-14), que se presenta ya bastante similar a una distribución *Normal*. Llegar a una distribución de la producción *Normal* requiere combinar un mayor número de proyectos con negativa, nula o baja correlación, pues la suma de muchos proyectos muy correlacionados no logra este efecto.

La curva de duración presenta una tendencia más pronunciada a la estudiada en el análisis por sistemas eléctricos, un proyecto eólico inyectando energía a la barra, presenta una curva de duración con más horas de potencia máxima y nula a lo largo del año (7% de las horas de potencia máxima y 25% de las horas de potencia nula). Con la inyección de un parque adicional este número disminuye a 4% y 10% de las horas respectivamente. Al sumar la producción de 6 proyectos, el número aumenta considerablemente a 0,62% y 0,72% de las horas presentando una forma similar a la obtenida en el SING (12 proyectos inyectando energía eólica en la barra).

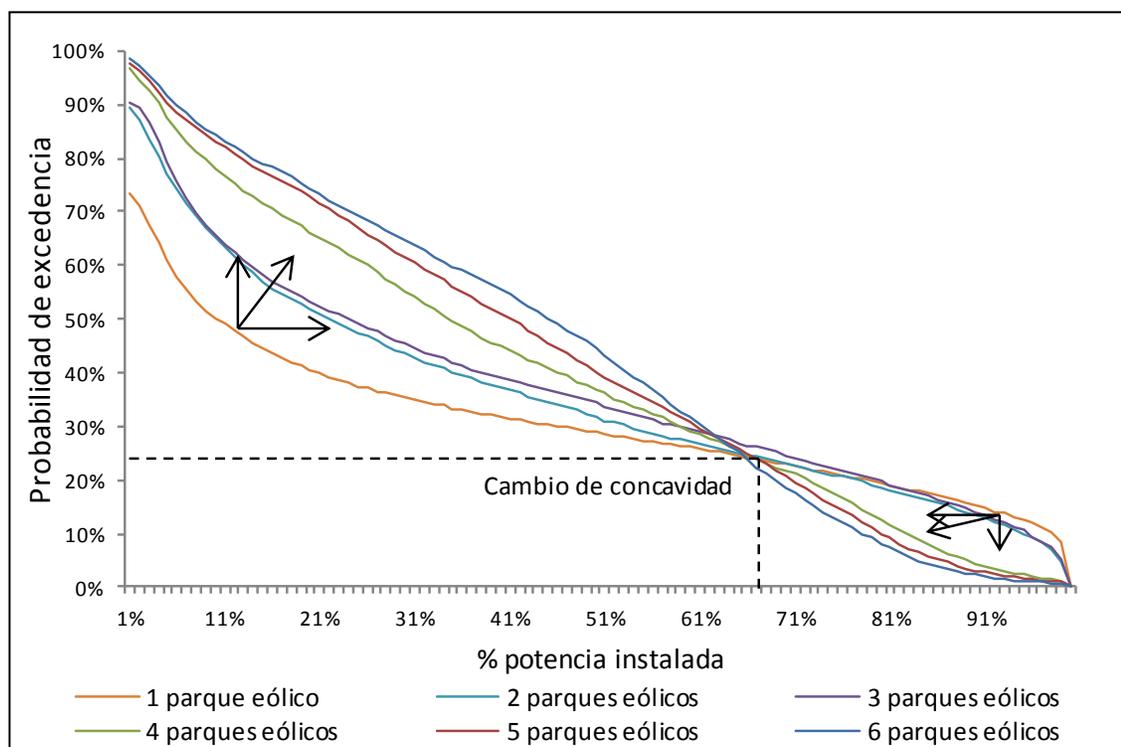


Figura 4-20 Curvas de probabilidad de excedencia proyectos eólicos zona Calama.

La probabilidad excedencia de la energía eólica de los parques de Calama se presentan en la Figura 4-20. La curva de probabilidades de excedencia de un parque presenta mayor probabilidad para niveles de potencia instalada menores que 67% aproximadamente. En este intervalo (entre 0 y 67% de la capacidad) las curvas de generación agregada tienen una mayor probabilidad de excedencia cuando se integran más proyectos. Es decir, se logra una mayor probabilidad de suministrar cualquier nivel de potencia dentro de este intervalo. Este límite, cercano a 67%, está dado por la característica y distribución de recursos de esta zona, pero difiere en cada región del país. Por el contrario para niveles de potencia mayores a 67% la probabilidad de excedencia disminuye notablemente, alcanzando valores cercanos a 0 para la totalidad de la potencia instalada de la zona. Casos como los de Calama permiten cuantificar los beneficios de la diversificación de la generación eólica en la operación del sistema, con la integración eólica a escalas mayores el efecto agregación permite niveles de reserva del sistema en la operación menores.

5. CONCLUSIÓN Y DISCUSIÓN

Chile es uno de los países de la región con mejores condiciones para invertir en proyectos de energía eólica, altos índices de capital humano, GDP per cápita, además de un escenario político estable y regulación clara para el desarrollo de energías renovables, permiten niveles de inversión con bajo riesgo país. Además de este potencial económico, político y social, lo acompaña un recurso renovable eólico bastante bueno, caracterizado por presentar zonas de altas tasas de velocidades de viento distribuidas en el país, la larga extensión de territorio y topografía muy variada, se ha traducido en un explosivo desarrollo de esta tecnología en los últimos años. Basado en los objetivos de la Ley #20.698 (20% de energía renovable al 2025) y considerando el escenario de interconexión entre los dos principales sistemas eléctricos, se ha realizado la caracterización detallada de todos los sitios de potencial desarrollo de proyectos eólicos.

Chile presenta un potencial eólico alto y distribuido a lo largo de la extensión de su territorio. Este estudio considera 70 proyectos de energía eólica que suman 8509,8 MW, considerando todos los proyectos construidos, aprobados o en proceso de tramitación ambiental al 31 de diciembre del 2014. Gran parte del potencial Chileno no ha sido estudiado, porque sólo una porción menor de este potencial tiene acceso económico al sistema de transmisión, lo que no incentiva al estudio, ni a la evaluación de todos los sitios potenciales. La modelación de cada parque individual considerando la potencia unitaria de cada aerogenerador, el modelo, altura del bucle, densidad del aire es estudiado en cada proyecto. Además, la producción se corrige por múltiples factores de pérdida en la generación de los parques eólicos. Esto nos ha permitido contribuir con el levantamiento más completo a la fecha del potencial eólico nacional de mediano plazo (basado en proyectos potencialmente desarrollables).

5.1. Perfiles horarios de generación de parques eólicos

Los parques eólicos fueron caracterizados, calculando perfiles horarios promedio a lo largo de un año, clasificándose con respecto a las principales barras de conexión a los sistemas eléctricos de Chile. Características de los perfiles de producción típicos se han explicado y relacionado con la topografía de cada zona (costa, valle y cordillera). Las barras del norte, Paposo, Punta Colorada y Las Palmas 220 kV presentan una tendencia de vientos de "costa",

caracterizada por una generación mayor en la tarde. Las barras centro-sur de Alto Jahuel, Charrua y Puerto Montt 220kV tienen topografía en su mayoría de valle, con vientos relativamente planos a lo largo del día. La barra con proyectos localizados en la cordillera, principalmente la barra nortina de Encuentro 220kV, perfiles de viento variados y con una baja densidad de aire que reduce la producción eólica, caracteriza esa zona. Los factores de planta de los parques fueron estimados, presentando una gran variación dependiendo de la localización y potencial del recurso eólico, estos factores varían entre 12% para el parque eólico Punta Colorada y 45,6% para los parques eólicos Taltal y San Pedro, promediando 33,9% entre todos parques del sistema, una mediana de 34,5% y sólo un 5% de los proyectos muestra bajo potencial para la generación eólica (menor a 20%). La zona central de Chile, cerca del principal centro de consumo (Santiago) presenta un potencial eólico limitado, de sólo un par de pequeños proyectos. Las barras del norte y sur del país tienen un gran potencial para el desarrollo de proyectos eólicos en el mediano plazo.

5.2. Costos de nivelados de parques eólicos en Chile

Los costos del suministro eólicos a diferentes escalas energía y potencia fueron presentados a través de los LCOE, que estimó una medida de factibilidad de desarrollo de cada parque eólico. Ordenando estos costos fue posible construir curvas de suministro eólico agregadas para todo el país. Las curvas de suministro eólico están construidas, en cada una de las principales barras de transmisión del sistema, permitiendo presentar curvas de suministro eólico regionales, que ayudan a identificar la localización del potencial eólico más costo-efectivo. En un escenario con un costo marginal de 75 USD/MWh (costo nivelado a largo plazo en base a costo de desarrollo del carbón), es posible integrar 1578,3 MW, produciendo cerca de 5644,5 GWh de energía eólicos al año.

Los proyectos eólicos operando previos al 2014, suman 834,5 MW de capacidad instalada, produciendo sólo 1412 GWh, con un factor de planta promedio de 24,79%. Los factores de planta de estos proyectos comenzaron con valores menores a 20% en el 2008, pero luego han aumentado rápidamente, con un promedio de crecimiento anual de 0,8% por año, dado el mejor conocimiento del recurso, mejoras en el *know-how* de desarrollo de proyectos eólicos, avances tecnológicos, etc. A pesar de esto, el acceso a red de transmisión, y la congestión de los sistemas de transmisión son aún temas pendientes, y que están ligados al desarrollo de

proyectos menos costo-efectivos. El proyecto de expansión en 500 kV en gran parte del territorio, va a relajar estas restricciones.

En el caso de un costo marginal de 100 USD/MWh (costo actual de desarrollo de proyectos de energía) es posible integrar 5644,5MW, produciendo 17843,3 GWh al año de energía eólica al sistema, con un factor de planta promedio de 37,9% y un 25,2% para el proyecto menos costo-eficiente. En la práctica, algunos proyectos han sido desarrollados con un menor factor de planta, a pesar de esto, muchos están asegurados con un contrato *PPA* con precios altos, y han sido desarrollado con bajos costos de inversión, considerándose proyectos rentables en estas condiciones.

5.3. Coeficientes de correlación espacial entre parques eólicos

Estudios preliminares (Watts & Jara, 2011) indican que la extensión, variedad de climas y topografía presente en Chile, permiten tener una variedad de zonas de potencial eólico, que sugieren un recurso eólico diversificado. Para cuantificar esta diversificación, se estimó la correlación de operación real (2013) de los proyectos eólicos. Surge una tendencia hacia una generación no correlacionada (*smoothing effect*) al agrupar la generación de parques distantes del país. En casos particulares incluso se logra una correlación negativa entre proyectos. Los coeficientes de correlación de la generación estimada de pares de parques eólicos del SEIA, fueron graficados con respecto a su distancia de separación, entregando las siguientes conclusiones a diversas escalas de separación:

- **Parques vecinos que inyectan a una misma barra:** a distancias menores a 100 km de separación entre parques, la generación que inyectan los parques eólicos a las barras de Las Palmas y Charrua 220 kV presentan grados de correlación altos, con coeficientes de correlación promedio de 0,83 y 0,71 respectivamente.
- **Parques lejanos que inyectan en diferentes barras:** a distancias cercanas a 400 km de separación, se localizan cúmulos de correlación, asociados a pares de proyectos que inyectan a diferentes barras del sistema de transmisión, estas barras son Charrua y Puerto Montt 220 kV, donde los pares de proyectos presentan correlaciones positivas y negativas que promedian -0,049, entre la producción de todos los pares de parques.

- A distancias alrededor de 700 km, grupos de pares de parques eólicos que inyectan energía uno en la barra Las Palmas 220 kV y otro en Charrúa 220kV, presentan una generación no correlacionada entre sí, con valores cercanos a 0 y de una correlación promedio de 0,044.
- A distancias mayores a 700 km, la correlación entre pares de proyectos se concentra en rango de valores muy cercanos a 0, agrupando cúmulos de pares de parques entre barras más distanciadas del sistema eléctrico nacional.
- Se encuentran pares de parques eólicos con correlación negativa a todas las escalas de distancia antes clasificadas, no solo para distancias lejanas. Se contabilizan parques con valores menores a 0, en cerca de 654 pares de proyectos con este comportamiento. Un gran cúmulo de parques con valores negativos se muestra a distancias cercanas a 500, 800 y mayores a 900 km. Principalmente entre los pares de parques de las barras: Charrua-Puerto Montt 220 kV para los valores más negativos y Las Palmas-Charrua 220 kV para valores negativos cercanos a 0.

5.4. Efecto de la producción agregada de proyectos eólicos

La generación agregada de los proyectos eólicos fue calculada para los 70 parques localizados a lo largo de Chile, referenciados a las principales barras de los dos sistema eléctricos nacionales (SIC, SING). Cuatro formas de distribución de probabilidad de la generación eólica (mediante histogramas) fueron encontradas en las barras de ambos sistemas:

- **En el Sistema Interconectado Central**, se estudiaron 58 proyectos del centro-sur de Chile. Dados los diferentes regímenes atmosféricos y variadas topologías (costa, valle, cordillera), la producción del eólica del SIC está muy diversificada, la distribución de la generación de un proyecto suele tener una forma muy irregular en forma de "L" o "J", dependiendo si tiene bajo o alto factor de planta, la suma de la generación de proyectos de una barra poco diversificada en términos de proyectos, tiene forma similar, mientras que la de una barra diversificada tiene una forma de "U". La suma agregada de proyectos de todas las barras de este sistema, presentan una distribución con forma de "∩", con tendencia casi *Normal*, disminuyendo la frecuencia de

generación nula o máxima y aumentando la frecuencia en niveles de producción intermedia.

- **En el Sistema Interconectado del Norte Grande**, 12 proyectos del norte de Chile fueron agrupados, la variabilidad espacial entre los parques ubicados en valles y zonas pre-cordilleranas permite una generación levemente variada. La distribución agregada de generación de los parques presenta una forma de "L" más diversificada, pero que no logra el efecto "normalizador" que se obtienen en el SIC.
- **En el escenario de una próxima interconexión entre los sistemas eléctricos**, es estimada la distribución agregada de los proyectos de ambos sistemas, la interconexión permite profundizar los efectos positivos de agregación en la generación: disminución de los periodos con generación nula o máxima, diversificación de la producción a lo largo del día, distribución con forma de "n" con tendencia *Normal* que permiten gran complementariedad entre proyectos.
- **A nivel de las principales barras de transmisión**, la inyección de generación eólica en las barras centro-norte de Diego de Almagro, Punta Colorada y Quillota 220 kV, presenta una tendencia con gran cantidad de horas con generación nula y generación superiores, presentando forma de "L". Este tipo de barras concentra proyectos de factores de planta a niveles medios y proyectos muy correlacionados entre sí. Las inyecciones en las barra de Paposo, Alto Jahuel y Puerto Montt 220 kV, presentan una distribución con un gran número de horas con potencia máxima y pocas horas de potencia nula, formando distribuciones "J", además parques con altos factores de planta y perfiles horarios con altas correlaciones. Las barras como Las Palmas o Charrua 220 kV reciben una inyección con una distribución con dos peaks en forma de "U", estas barras contienen un gran número de proyectos, con altos factores de planta y con correlaciones medias o altas entre ellos.

5.5. Curvas de duración y probabilidades de excedencia del suministro eólico

La *curva de duración y probabilidades de excedencia* comparadas para la generación de un parque, un sistema eléctrico pequeño (SING), un sistema eléctrico grande (SIC) y el sistema eléctrico nacional (País), presentan mejoras sistémicas, asegurando un cierto nivel base de

generación eólica con mayor certeza. Es decir, para generación mayor a un 20% de la potencia instalada total, la probabilidad de excedencia aumenta de 40,45% para un parque, hasta 90,85% para la generación agregada de los 70 proyectos del país. Al analizar la producción por sistema, a un nivel de potencia de 10%, la probabilidad es mayor en el SIC (con 96,8%) que en el SING (con 85,2%) y al interconectar ambos sistemas esta probabilidad aumenta aún más, alcanzando un 98,5%.

Al ir agregando proyectos en un polo de generación o barra, la distribución de probabilidad de excedencia eólica comienza a rotar, aumentando la probabilidad suministro de potencia base de los polos de generación, y reduciendo la probabilidad de suministrar energía a potencia máxima. La probabilidad de excedencia de la energía de un parque, presenta menor probabilidad, para niveles de potencia instalada bajo un 37% aproximadamente. En este intervalo las curvas de producción agregada tienen una mayor probabilidad de suministrar cualquier nivel de potencia. Por el contrario, para niveles de potencia sobre un 37%, la probabilidad de excedencia disminuye notablemente, alcanzando valores cercanos a 0. El valor de 37% está dado por la característica y distribución de recursos, el cual difiere en cada zona del país.

En el caso de estudio en la zona de Calama, un ejemplo práctico fue presentado, analizando la variación en los perfiles, histogramas y curvas de duración agregada al integrar desde uno a seis parques eólicos. Los perfiles muestran una mejora en su forma, más complementaria, y con menos momentos de generación nula. Los histogramas presentan distribuciones con tendencia hacia una normal, disminuyendo los momentos con generación nula o máxima y aumentando la producción a niveles intermedios de potencia. Finalmente la curva de duración presenta una tendencia más pronunciada a la estudiada en el análisis por sistemas eléctricos, un proyecto eólico inyectando energía a la barra, presenta una curva de duración con más horas de potencia máxima y nula a lo largo del año (7% de las horas de potencia máxima y 25% de las horas de potencia nula). Con la inyección de un parque adicional este número disminuye a 4% y 10% de las horas respectivamente. Al sumar la producción de 6 proyectos, el número disminuye considerablemente a 0,62% y 0,72% de las horas, presentando una forma similar a la obtenida en el SING (12 proyectos inyectando energía eólica en la barra). Las tendencias identificadas en Calama se traducen curvas de probabilidades de excedencia, con mayor probabilidad a niveles de potencia instalada menores que 67%, y probabilidades de

excedencia menores alcanzado valores cercanos a 0, en valores de potencia instalada superiores cercanos a la unidad. Casos como los de Calama, permiten cuantificar los beneficios de la diversificación de la generación eólica en la operación del sistema, la integración eólica a gran escala logra un efecto de agregación que se traducen en niveles de respaldo de operación del sistema menores.

Este estudio contribuye con el levantamiento más completo a la fecha del potencial eólico de proyectos a nivel nacional. A su vez, constituye el primer análisis de los coeficientes de correlación de la producción estimada de todos los proyectos eólicos, que están operación y de los que se desarrollarán en el mediano plazo. Con el estudio de los costos de desarrollo se identificaron en la zona norte y sur, los polos más costo-efectivos para desarrollar proyectos de parques eólicos. Finalmente, mediante una análisis probabilístico de la disponibilidad horaria de energía eólica, las mejoras en la probabilidad de excedencia fueron estimadas. Todo los beneficios del potencial eólico del país sólo pueden ser capitalizados mediante el desarrollo de un sistema con mayor capacidad de transmisión. Esto, debido a que en los proyectos de energías renovables, la transmisión a la zona de potencial es fundamental, ya que el recurso no puede aprovecharse en otro sitio. Además de esto, los proyectos cercanos localizados en la zona, compiten por la disponibilidad de capacidad de transmisión, y si un proyecto ya ha sido desarrollado, los proyectos vecinos se ven restringidos a la limitada capacidad de transmisión restante de la línea.

El trabajo futuro está dado básicamente por tres líneas de investigación. La primera tiene relación con el análisis de la complementariedad entre la generación eólica y solar a lo largo de Chile, calculando los coeficientes de correlación para todas las combinaciones de proyectos, para luego estudiar la factibilidad de portfolios eólico-solar de proyectos.

La segunda línea está relacionada con el estudio de los costos de operación del sistema (principalmente costos de centrales térmicas y requerimientos de reservas) ante diversos escenarios de integración eólica a gran escala.

En tercer lugar sería importante modelar el recurso eólico en múltiples estudios de expansión del sistema eléctrico: modelación de bloques horarios de energía eólica, rampas eólicas de operación, necesidades de transmisión para polos de desarrollo eólico, etc.

Por último, existen aspectos por mejorar en la modelación realizada. El principal es estimar factores de corrección de la producción eólica locales y específicos de cada forma de *layout*

de la distribución de los aerogeneradores en los parques. Además, se podría extender el periodo de estudio del recurso eólico a más años, idealmente los 30 años que provee el Explorador Eólico del Ministerio de Energía, para analizar el efecto de la variación de la producción entre diferentes años, y como esto afecta a los resultados obtenidos a nivel de factores de planta, perfiles, histogramas de generación y curvas de duración de los parques eólicos del país.

BIBLIOGRAFÍA

- Abas, N., Kalair, a., & Khan, N. (2015). Review of fossil fuels and future energy technologies. *Futures*, *69*, 31–49. <http://doi.org/10.1016/j.futures.2015.03.003>
- Abbes, M., & Belhadj, J. (2012). Wind resource estimation and wind park design in El-Kef region , Tunisia. *Energy*, *40*(1), 348–357. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2012.01.061>
- Acker, T. L., Robitaille, A., Holttinen, H., Piekutowski, M., & Tande, J. O. G. (2012). Integration of Wind and Hydropower Systems: Results of IEA Wind Task 24. *Wind Engineering*, *36*(1), 1–18. <http://doi.org/10.1260/0309-524X.36.1.1>
- Adaramola, M. S., Paul, S. S., & Oyedepo, S. O. (2011). Assessment of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in north-central Nigeria. *Energy Conversion and Management*, *52*(12), 3363–3368. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.07.007>
- Akpınar, A. (2013). Evaluation of wind energy potentiality at coastal locations along the north eastern coasts of Turkey. *Energy*, *50*, 395–405. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2012.11.019>
- Ali, M., Matevosyan, J., & Milanović, J. V. (2012). Probabilistic assessment of wind farm annual energy production. *Electric Power Systems Research*, *89*, 70–79. <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.01.019>
- Al-mulali, U., Fereidouni, H. G., & Lee, J. Y. M. (2014). Electricity consumption from renewable and non-renewable sources and economic growth: Evidence from Latin American countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *30*, 290–298. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.006>
- Archer, C. L. (2005). Evaluation of global wind power. *Journal of Geophysical Research*, *110*(D12), 1–20. <http://doi.org/10.1029/2004JD005462>
- Archer, C. L., & Jacobson, M. Z. (2013). Geographical and seasonal variability of the global “practical” wind resources. *Applied Geography*, *45*, 119–130. <http://doi.org/10.1016/j.apgeog.2013.07.006>
- Barthelmie, R. J., Frandsen, S. T., Nielsen, M. N., Pryor, S. C., Rethore, P. E., & Jørgensen, H. E. (2007). Modelling and measurements of power losses and turbulence intensity in wind turbine wakes at middelgrunden offshore wind farm. *Wind Energy*, *10*(6), 517–528. <http://doi.org/10.1002/we.238>
- Bölük, G., & Mert, M. (2014). Fossil & renewable energy consumption, GHGs (greenhouse gases) and economic growth: Evidence from a panel of EU (European Union) countries. *Energy*, *74*. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2014.07.008>

- Brand, A. J., Gibescu, M., & Boer, W. W. De. (2010). *Variability and Predictability of Large-Scale Wind Energy in the Netherlands*.
- Bridges, A., Felder, F. a, Mckelvey, K., & Niyogi, I. (2015). Energy Research & Social Science Uncertainty in energy planning: Estimating the health impacts of air pollution from fossil fuel electricity generation. *Energy Research & Social Science*, 6, 74–77. <http://doi.org/10.1016/j.erss.2014.12.002>
- Burton, T. (2001). *Wind energy : handbook*. Chichester: John Wiley.
- Caralis, G., Diakoulaki, D., Yang, P., Gao, Z., Zervos, A., & Rados, K. (2014). Profitability of wind energy investments in China using a Monte Carlo approach for the treatment of uncertainties. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 224–236. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.189>
- CDEC SIC. (2014). Operación real. Retrieved August 15, 2015, from <http://www.cdec-sic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>
- CDEC SIC. (2015). Infotecnica. Retrieved August 15, 2015, from http://infotecnica.cdec-sic.cl/Modulos/Instalaciones/CDEC_Instalaciones.aspx
- CDEC SING. (2015). Detalle Diario de Generación de Energía. Retrieved August 15, 2015, from http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/CDEC.MENU_GENE_ENERGIA.SHOW
- CEAZA-Labs. (2011). Características del viento norte chico de Chile. Retrieved September 1, 2015, from http://www.ceaza.cl/ceazawind/index.php?pag=modulos/mod_mapaviento.php
- Chandel, S. S., Murthy, K. S. R., & Ramasamy, P. (2014). Wind resource assessment for decentralised power generation: Case study of a complex hilly terrain in western Himalayan region. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 8, 18–33. <http://doi.org/10.1016/j.seta.2014.06.005>
- Choi, N. J., Hyun Nam, S., Hyun Jeong, J., & Chun Kim, K. (2013). Numerical study on the horizontal axis turbines arrangement in a wind farm: Effect of separation distance on the turbine aerodynamic power output. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 117, 11–17. <http://doi.org/10.1016/j.jweia.2013.04.005>
- Colmenar-Santos, A., Campiñez-Romero, S., Pérez-Molina, C., & Mur-Pérez, F. (2015). Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 319–337. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.041>
- Comisión Nacional de Energía (CNE), Ministerio de Energía, & PUC. (2015). Nueva regulación de la transmisión. Retrieved September 1, 2015, from

ftp://ftp.cne.cl/pub/Grupo_TX/

Crane, K., Curtright, A. E., Ortiz, D. S., Samaras, C., & Burger, N. (2011). The economic costs of reducing greenhouse gas emissions under a U.S. national renewable electricity mandate. *Energy Policy*, *39*(5), 2730–2739. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.02.042>

Del Río, P., & Cerdá, E. (2014). The policy implications of the different interpretations of the cost-effectiveness of renewable electricity support. *Energy Policy*, *64*, 364–372. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.096>

Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, Ministerio de Energía, & GIZ. (2012). Explorador de Energía Eólica. Retrieved September 1, 2015, from <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>

Ernst, B. (1999). Analysis of Wind Power Ancillary Services Characteristics with German 250-MW Wind Data. *NREL*, (November), 1–38. Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/26969.pdf>

Fazelpour, F., Soltani, N., Soltani, S., & Rosen, M. a. (2015). Assessment of wind energy potential and economics in the north-western Iranian cities of Tabriz and Ardabil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *45*, 87–99. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.045>

Fertig, E., Apt, J., Jaramillo, P., & Katzenstein, W. (2012). The effect of long-distance interconnection on wind power variability. *Environmental Research Letters*, *7*(3), 034017. <http://doi.org/10.1088/1748-9326/7/3/034017>

Frank, J. D., Beaucage, P., Brower, M. C., Truepower, A. W. S., & York, N. (2014). High Frequency Irradiance and Power Output for Grid Integration and Storage Evaluations, 1011–1013.

Fueyo, N., Sanz, Y., Rodrigues, M., Montañés, C., & Dopazo, C. (2011). The use of cost-generation curves for the analysis of wind electricity costs in Spain. *Applied Energy*, *88*(3), 733–740. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.09.008>

Gernaat, D. E. H. J., Van Vuuren, D. P., Van Vliet, J., Sullivan, P., & Arent, D. J. (2014). Global long-term cost dynamics of offshore wind electricity generation. *Energy*, *76*, 663–672. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2014.08.062>

Gil, E., & Aravena, I. (2014). Evaluating the capacity value of wind power considering transmission and operational constraints. *Energy Conversion and Management*, *78*, 948–955. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.06.063>

Grassi, S., Junghans, S., & Raubal, M. (2014). Assessment of the wake effect on the energy production of onshore wind farms using GIS. *Applied Energy*, *136*, 827–837.

<http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.05.066>

Holttinen, H. (2004). *The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system. VVT Processes- Dissertation.*

Holttinen, H. (2005). Hourly wind power variations in the nordic countries. *Wind Energy*, 8(2), 173–195. <http://doi.org/10.1002/we.144>

Huber, C., Ryan, L., Ó Gallachóir, B., Resch, G., Polaski, K., & Bazilian, M. (2007). Economic modelling of price support mechanisms for renewable energy: Case study on Ireland. *Energy Policy*, 35(2), 1172–1185. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.01.025>

Husien, W., El-Osta, W., & Dekam, E. (2013). Effect of the wake behind wind rotor on optimum energy output of wind farms. *Renewable Energy*, 49, 128–132. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.048>

Iowa State University of Science and Technology. (2001). ASOS-AWOS-METAR Data Download. Retrieved September 1, 2015, from http://mesonet.agron.iastate.edu/request/download.phtml?network=CL__ASOS

IRENA - International Renewable Energy Agency. (2015). Renewable Power Generation Costs, 185. Retrieved from www.irena.org/publications

Kaldellis, J. K., & Zafirakis, D. (2013). The influence of technical availability on the energy performance of wind farms: Overview of critical factors and development of a proxy prediction model. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 115, 65–81. <http://doi.org/10.1016/j.jweia.2012.12.016>

Karanfil, F., & Li, Y. (2014). Electricity consumption and economic growth: Exploring panel-specific differences. *Energy Policy*, 82, 264–277. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.12.001>

Katsigiannis, Y. A., & Stavrakakis, G. S. (2014). Estimation of wind energy production in various sites in Australia for different wind turbine classes : A comparative technical and economic assessment. *Renewable Energy*, 67, 230–236. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2013.11.051>

Katzenstein, W., Fertig, E., & Apt, J. (2010). The variability of interconnected wind plants. *Energy Policy*, 38(8), 4400–4410. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.03.069>

Krokoszinski, H. J. (2003). Efficiency and effectiveness of wind farms-keys to cost optimized operation and maintenance. *Renewable Energy*, 28(14), 2165–2178. [http://doi.org/10.1016/S0960-1481\(03\)00100-9](http://doi.org/10.1016/S0960-1481(03)00100-9)

Kumar, A., & Prasad, S. (2010). Examining wind quality and wind power prospects on Fiji Islands. *Renewable Energy*, 35(2), 536–540. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2009.07.021>

- Li, Y., Agelidis, V. G., Member, S., & Shrivastava, Y. (2009). Wind-Solar Resource Complementarity and its Combined Correlation with Electricity Load Demand, 3623–3628. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5138882
- McNerney, G. M., & Richardson, R. D. (1992). The statistical smoothing of power delivered to utilities by multiple wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 7(4), 644–647. Retrieved from <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=182646>
- Méchali, M., Barthelmie, R., Frandsen, S., Jensen, L., & Réthoré, P.-E. (2006). Wake effects at Horns Rev and their influence on energy production. *European Wind Energy Conference and Exhibition*, (1), 10–20. Retrieved from <http://www.dongenergy.com/SiteCollectionDocuments/NEWCorporate/PDF/Engineering/40.pdf>
- Ministerio de Energía. (2014). Agenda de Energía. Un Desafío País, Progreso para Todos. Retrieved from <http://www.minenergia.cl/documento/descargar/id/10526>
- Ministerio de Energía, & GIZ. (2009). Campaña de prospección eólica en la región de Atacama, Coquimbo y Maule. Retrieved September 1, 2015, from http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/03_Energias/Otros_Niveles/renovables_novencionales/Tipos_Energia/eolica.html
- Ministerio de Energía, & GIZ. (2015). Campaña de medición del recurso Eólico y Solar. Retrieved September 1, 2015, from <http://walker.dgf.uchile.cl/Mediciones/>
- Mohammadi, K., & Mostafaeipour, A. (2013). Economic feasibility of developing wind turbines in Aligoodarz, Iran. *Energy Conversion and Management*, 76, 645–653. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.06.053>
- Monforti, F., Huld, T., Bódis, K., Vitali, L., Isidoro, M. D., & Lacal-arántegui, R. (2014). Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy . A Monte Carlo approach. *Renewable Energy*, 63, 576–586. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.028>
- Morales, L., Lang, F., & Mattar, C. (2012). Mesoscale wind speed simulation using CALMET model and reanalysis information: An application to wind potential. *Renewable Energy*, 48, 57–71. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2012.04.048>
- MTL Movable Type Ltd (MTL). (2013). Calculate Distance, Bearing and More between Latitude/Longitude Points. Retrieved September 1, 2015, from <http://www.movable-type.co.uk/scripts/latlong.html>
- Mukulo, B. M., Ngaruiya, J. M., & Kamau, J. N. (2014). Determination of wind energy potential in the Mwingi-Kitui plateau of Kenya. *Renewable Energy*, 63, 18–22.

<http://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.042>

Nanahara, T., Asari, M., Sato, T., Yamaguchi, K., Shibata, M., & Maejima, T. (2004). Smoothing effects of distributed wind turbines. Part 1. Coherence and smoothing effects at a wind farm. *Wind Energy*, 7(2), 61–74. <http://doi.org/10.1002/we.109>

NASA Ames Research Center. (2007). NASA World Wind. Retrieved from <http://worldwind.arc.nasa.gov/index.html>

Nedaei, M., Assareh, E., & Biglari, M. (2014). An extensive evaluation of wind resource using new methods and strategies for development and utilizing wind power in Mah-shahr station in Iran. *Energy Conversion and Management*, 81(June 2012), 475–503. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.02.025>

Nikolić, V., Shamshirband, S., Petković, D., Mohammadi, K., Čojbašić, Ž., Altameem, T. a., & Gani, A. (2015). Wind wake influence estimation on energy production of wind farm by adaptive neuro-fuzzy methodology. *Energy*, 80, 361–372. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2014.11.078>

Nishio, K., & Asano, H. (2006). Supply amount and marginal price of renewable electricity under the renewables portfolio standard in Japan. *Energy Policy*, 34(15), 2373–2387. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.04.008>

Nor, K. M., Shaaban, M., & Abdul Rahman, H. (2014). Feasibility assessment of wind energy resources in Malaysia based on NWP models. *Renewable Energy*, 62, 147–154. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2013.07.001>

Nordman, E. E. (2014). Energy transitions in Kenya's tea sector: A wind energy assessment. *Renewable Energy*, 68, 505–514. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2014.02.031>

Norgaard, P., & Holttinen, H. (2004). A Multi-Turbine Power Curve Approach. *Nordic Wind Power Conference*, (March), 1–2. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:A+Multi-Turbine+Power+Curve+Approach#0>

Olaofe, Z. O., & Folly, K. A. (2013). Wind energy analysis based on turbine and developed site power curves: A case-study of Darling City. *Renewable Energy*, 53, 306–318. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2012.11.003>

Olauson, J., & Bergkvist, M. (2015). Modelling the Swedish wind power production using MERRA reanalysis data. *Renewable Energy*, 76, 717–725. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.085>

Oner, Y., Ozcira, S., Bekiroglu, N., & Senol, I. (2013). A comparative analysis of wind power

- density prediction methods for C - anakkale , Intepe region , Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 491–502. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.052>
- Perkin, S. (2014). Wind Turbine Selection : A case-study for Búrfell , Iceland by Wind Turbine Selection : A case-study for Búrfell , Iceland. *Renewable Energy*, 75(January), 165–172. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.043>
- Pontt, J., Leiva Illanes, R., & Herrera Reyes, C. (2008). Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025. Informe Final, (56).
- Pueyo, A. (2013). Enabling frameworks for low-carbon technology transfer to small emerging economies: Analysis of ten case studies in Chile. *Energy Policy*, 53, 370–380. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.078>
- Rehman, S., Halawani, T. O., & Mohandes, M. (2003). Wind power cost assessment at twenty locations in the Kingdom of Saudi Arabia. *Renewable Energy*, 28(4), 573–583. [http://doi.org/10.1016/S0960-1481\(02\)00063-0](http://doi.org/10.1016/S0960-1481(02)00063-0)
- Roeth, J. (2010). *Wind Resource Assessment Handbook*. Albany, New York. Retrieved from https://www.google.cl/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0CCUQFjABahUKEwjA_OLi8_3GAhWJC5AKHVIJB8Q&url=http://www.nyserda.ny.gov/-/media/Files/Publications/Research/Biomass-Solar-Wind/wind-resource-assessment-toolkit.pdf&ei=93-3VYC
- Santana, C., Falvey, M., Ibarra, M., & García, M. (2014). *Energías Renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. Santiago, Chile.
- Santos-Alamillos, F. J., Pozo-Vázquez, D., Ruiz-Arias, J. a., Lara-Fanego, V., & Tovar-Pescador, J. (2014). A methodology for evaluating the spatial variability of wind energy resources: Application to assess the potential contribution of wind energy to baseload power. *Renewable Energy*, 69, 147–156. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.006>
- Schallenberg-rodriquez, J. (2013). A methodological review to estimate techno-economical wind energy production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, 272–287. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.032>
- Schallenberg-Rodríguez, J., & Notario-del Pino, J. (2014). Evaluation of on-shore wind techno-economical potential in regions and islands. *Applied Energy*, 124, 117–129. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.02.050>
- Servicio Meteorológico de la Armada de Chile. (2015). Estaciones metereologicas principales. Retrieved September 1, 2015, from <http://orca.directemar.cl/Meteo/>
- Stoutenburg, E. D., Jenkins, N., & Jacobson, M. Z. (2010). Power output variations of co-

- located offshore wind turbines and wave energy converters in California. *Renewable Energy*, 35(12), 2781–2791. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2010.04.033>
- Tabassum, A., Premalatha, M., Abbasi, T., & Abbasi, S. a. (2014). Wind energy: Increasing deployment, rising environmental concerns. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 270–288. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.019>
- Tarroja, B., Mueller, F., Eichman, J. D., Brouwer, J., & Samuelsen, S. (2011). Spatial and temporal analysis of electric wind generation intermittency and dynamics. *Renewable Energy*, 36(12), 3424–3432. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2011.05.022>
- Wang, S., & Wang, S. (2015). Impacts of wind energy on environment : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 437–443. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.137>
- Watts, D., Albornoz, C., & Watson, A. (2015). Clean Development Mechanism (CDM) after the first commitment period: Assessment of the world's portfolio and the role of Latin America. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1176–1189. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.146>
- Watts, D., & Jara, D. (2011). Statistical analysis of wind energy in Chile. *Renewable Energy*, 36(5), 1603–1613. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2010.10.005>
- Wevita, P. L. (2013). Smoothing effect of distributed wind farm and its impact on output fluctuation, (October), 20–23.
- Widén, J. (2011). Correlations Between Large-Scale Solar and Wind Power in a Future Scenario for Sweden. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(2), 177–184.
- Windfinder. (2015). Mapa de predicción del viento Chile. Retrieved September 1, 2015, from <http://es.windfinder.com/weather-maps/forecast/chile#5/-8.407/-70.708>
- Xydis, G. (2013). A techno-economic and spatial analysis for the optimal planning of wind energy in Kythira island, Greece. *International Journal of Production Economics*, 146(2), 440–452. <http://doi.org/10.1016/j.ijpe.2013.02.013>
- Yaniktepe, B., Koroglu, T., & Savrun, M. M. (2013). Investigation of wind characteristics and wind energy potential in Osmaniye, Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, 703–711. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.005>
- Yue, C.-D., & Yang, M.-H. (2009). Exploring the potential of wind energy for a coastal state. *Energy Policy*, 37(10), 3925–3940. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.04.055>
- Zanolli De Solmninihac, J. F. (2011). Datos Climatológicos De Chile Para La Elaboración Del Modelo Chile-Sr, 144.
- Zhang, D., Xiong, W., Tang, C., Liu, Z., & Zhang, X. (2014). Determining the appropriate

amount of subsidies for wind power: The integrated renewable power planning (IRPP) model and its application in China. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 6(2014), 141–148. <http://doi.org/10.1016/j.seta.2014.01.010>

Zhao, S., Member, S., Xie, L., & Singh, C. (2013). Cross-correlation Study of Onshore / Offshore Wind Generation and Load in Texas.

ANEXOS

6. ANEXO A: MODELACIÓN DE LA GENERACIÓN EÓLICA

La figura 6-1 resume las principales metodologías para estimar la generación de un parque eólico, para la modelación de todos los parques se consideraron series de tiempo estimadas de la velocidad de viento, y se modeló la generación a través de las curvas de potencia de los aerogeneradores.

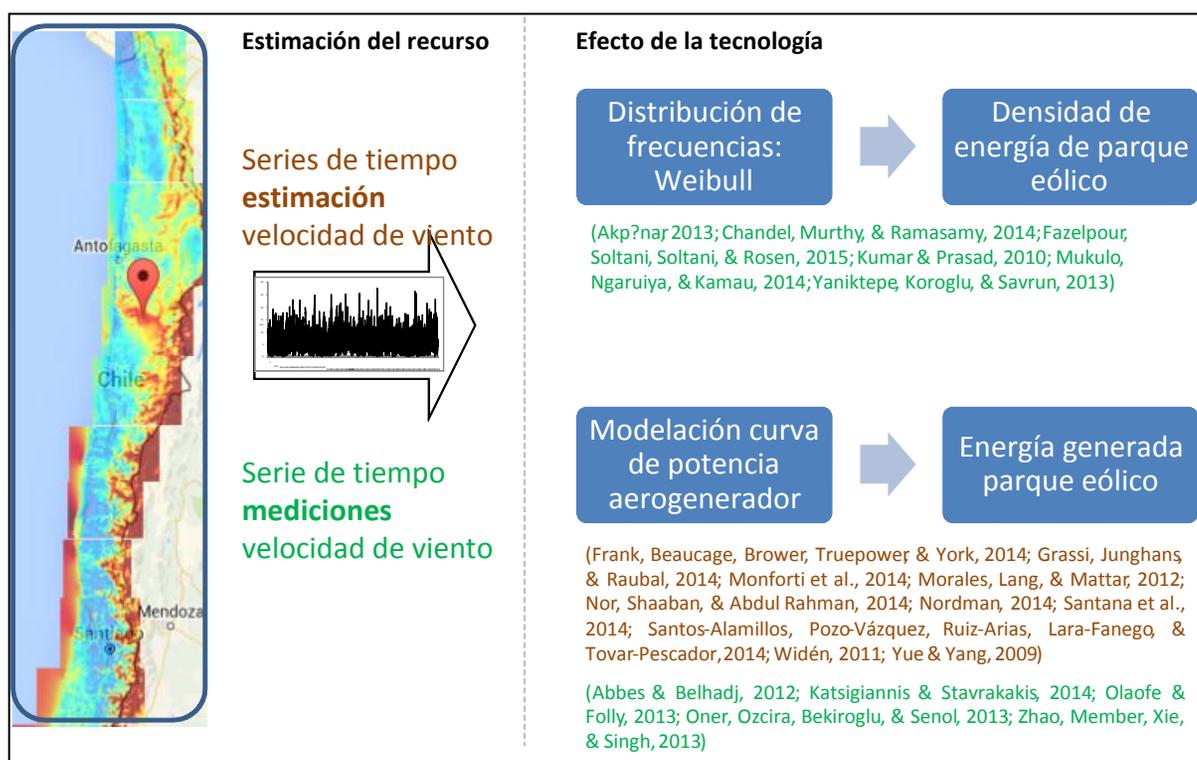


Figura 6-1 Factor de pérdidas de producción promedio sobre máximo.

7. ANEXO B: FACTOR DE PÉRDIDA, PROMEDIO SOBRE MÁXIMO

El cálculo de un factor de corrección de pérdidas dadas por la relación entre la producción de la unidad de máxima generación de un parque eólico y la unidad de producción promedio, fue calculada para aplicar un factor común en todos los parques eólicos modelados en el estudio. Se localizaron todas las unidades de los parques eólicos Tototal y Monte Redondo, a continuación se comparó la producción de la unidad máxima con respecto a la generación promedio de todas las unidades del parques. Los factores de comparación de ambos parques fueron ponderados para obtener un factor genérico para todos los parques del país.

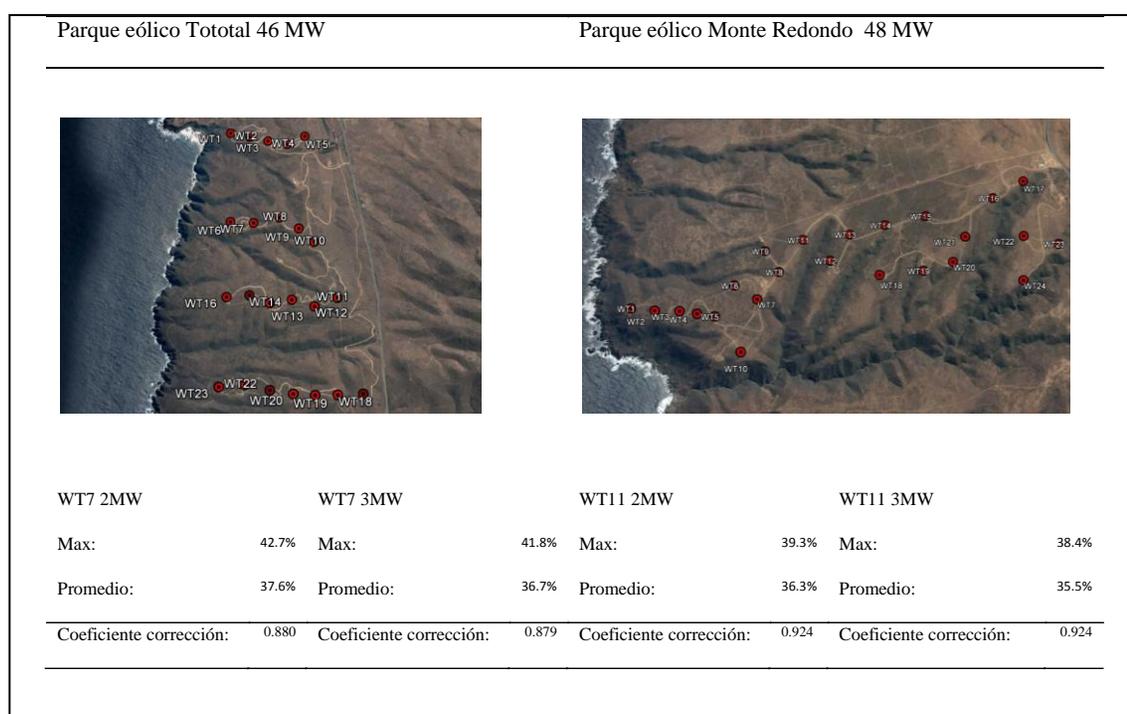


Figura 7-1 Factor de pérdidas de producción promedio sobre máximo.

8. ANEXO C: CURVA DE COSTOS DE SUMINISTRO EÓLICO

Se construyeron curvas de costos de desarrollo de suministro eólico agrupando la generación de todos los parques eólicos por sistema, en la Figura 8-1 se comparan las curvas de suministro en los dos principales sistemas eléctricos de Chile, graficando curvas de oferta agregadas en función de la potencia instalada y energía generada de la agrupación de proyectos eólicos del país.

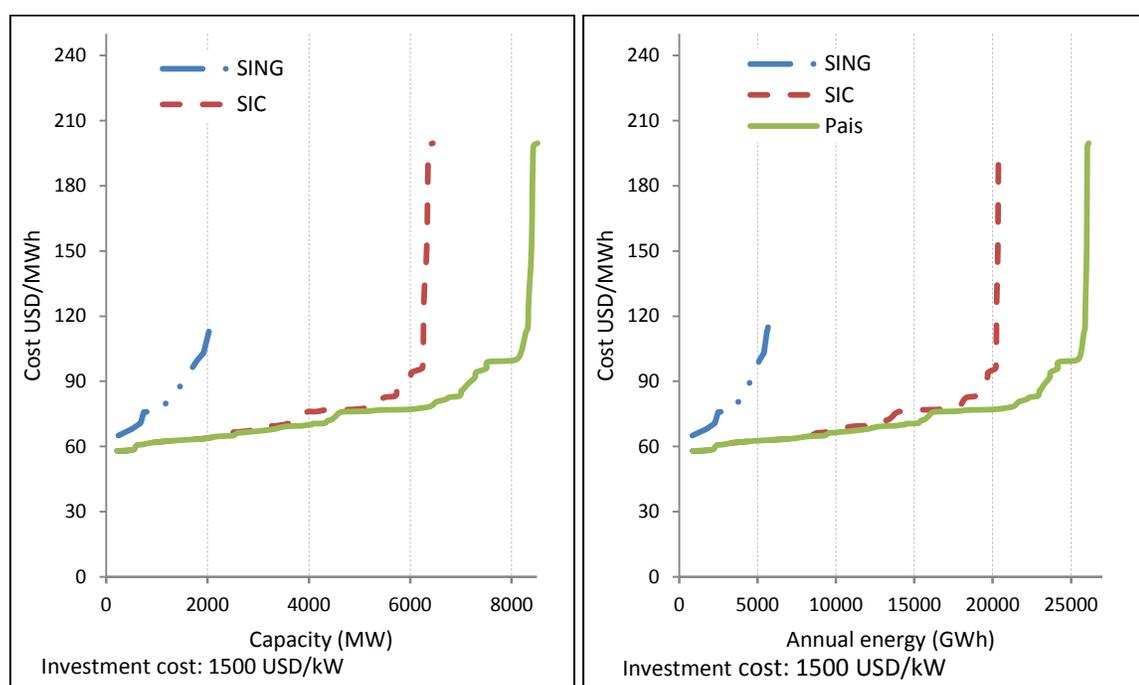


Figura 8-1 Curvas de costos de suministro eólico agrupadas por sistemas eléctricos.

Los parques eólicos localizados en el SIC presentan un mayor bloque de proyectos eólicos con bajos costos de desarrollo, al interconectar ambos sistemas, las características de la curva de oferta eólica mejoran levemente, permitiendo una integración eólica a gran escala con menores costos de desarrollo.

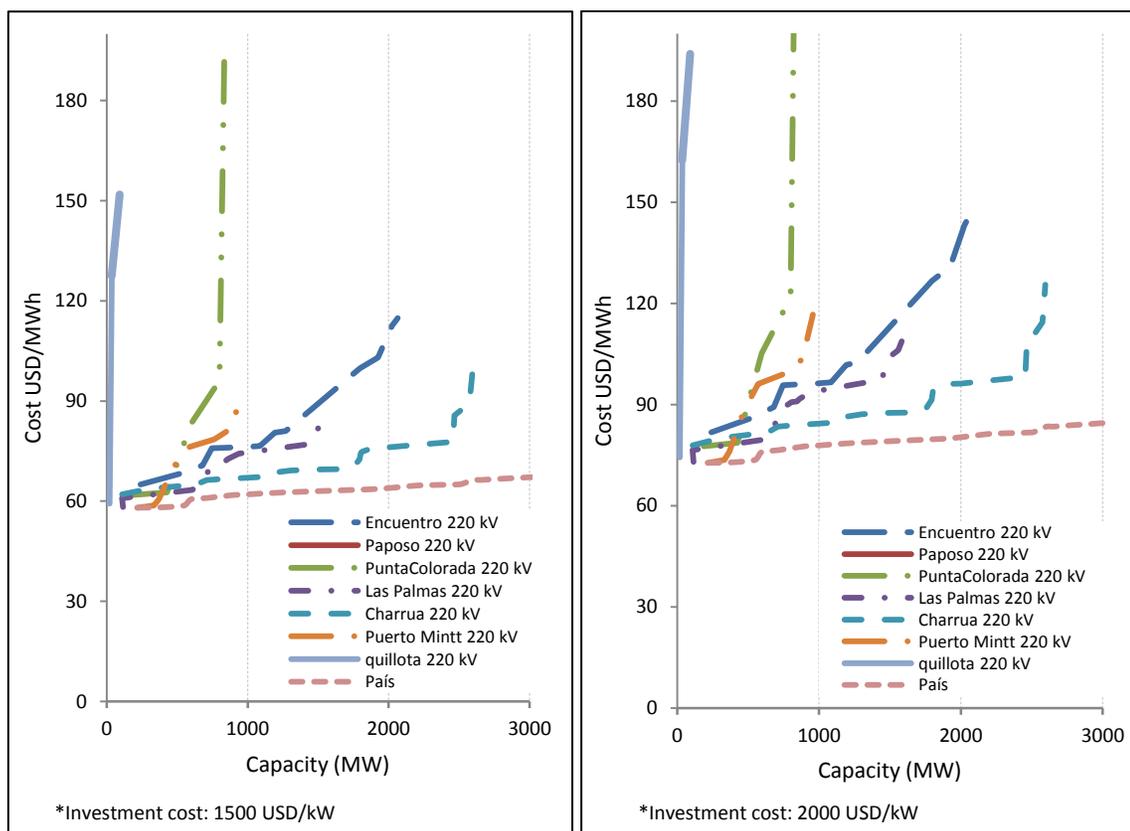


Figura 8-2 Curvas de costos de suministro eólico agrupadas por barras para dos escenarios de costos de inversión 1500 y 2000 USD/kW.

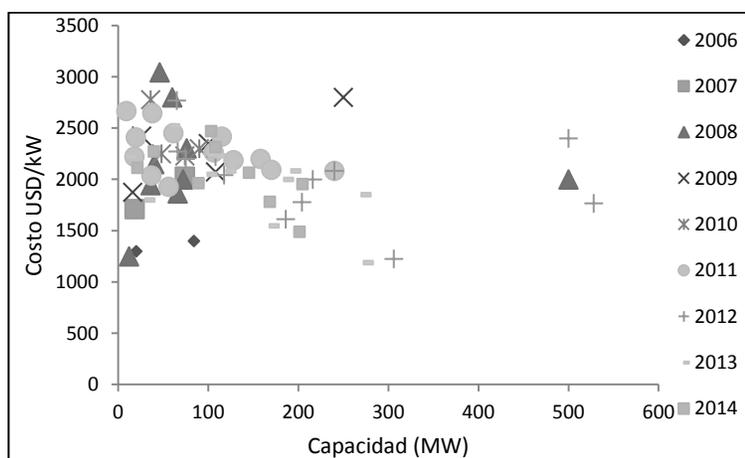
Curvas de costos de desarrollo del suministro eólico son presentadas, agrupando los parques eólicos en las principales barras del sistemas de transmisión nacional. En la Figura 8-2, las curvas de suministro son comparadas al variar el costo de inversión del parque de 1500 a 2000 USD/kW.

9. ANEXO D: ANÁLISIS DE LOS COSTOS HISTÓRICOS DE INVERSIÓN, PROYECTOS DE PARQUE EÓLICO EN EL SEIA

A partir del registro de proyectos ingresados en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental SEIA, se analizó el número de proyectos, fecha y costos de inversión de los parques eólicos ingresados al sistema de evaluación, a partir de esta información tablas y curvas fueron desarrolladas para un análisis más detallado.

El número de proyectos ingresados el sistema de evaluación ambiental a aumentado progresivamente en los últimos años, esto influenciado en parte por la disminución en los costos de inversión de los proyectos eólicos, avance en los estudios de recurso eólico y incentivos del gobierno a través de políticas públicas.

La evolución de los costos inversión de los parques eólicos del SEIA son presentados en la Figura 9-1, Se aprecia una tendencia decreciente en los costos de inversión a partir del año 2008, estos pueden deberse tienen relación a mejoras tecnológicas, ingreso de fabricantes de China y la disminución de la demanda por parques eólico producida luego de la crisis de 2008 en Europa.



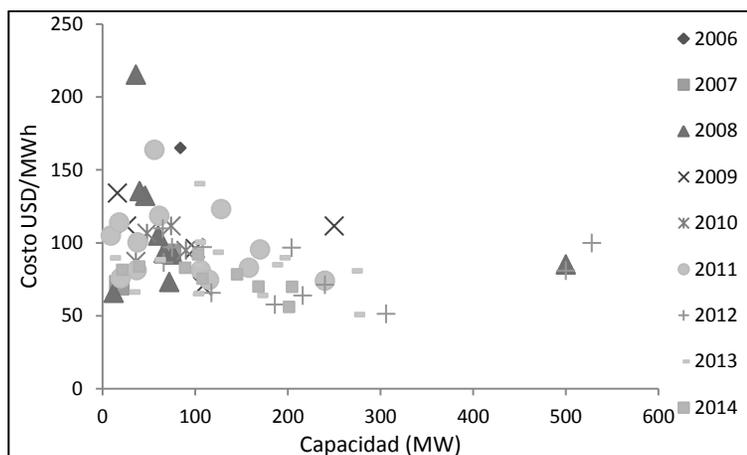


Figura 9-2 Costos nivelados agrupados por años según potencial instalada parques eólicos SEIA, fecha de presentación.

Análogamente al análisis de los costos de inversión presentado previamente, se estudió los costos de inversión considerando la fecha de aprobación de los proyectos eólicos.

El resumen de los costos de inversión anuales son presentados en la Figura 9-3, en este caso considerando la fecha de aprobación de los parques eólicos. Para el caso de parques en estado de evaluación ambiental, el estudio fue posterior a la recopilación de parques presentados en el cuerpo de la tesis, al 31 de mayo del 2015, sólo 8 proyectos de los 70 estudiados se presentan en estado de evaluación. Entre los años 2012 y 2013 se aprobaron la mayor cantidad de proyectos, con 13 en el 2012 y 14 en el 2013.

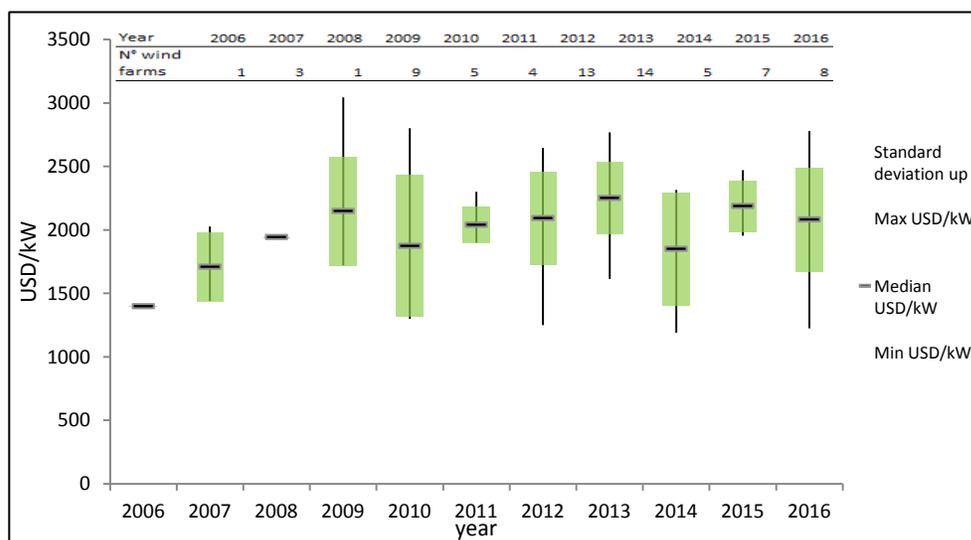


Figura 9-3 Evolución de costos históricos de inversión parques eólicos SEIA, fecha de aprobación.

Las economías a escala de los costos de inversión de los parques eólicos del seia son presentados en la Figura 9-4,5. Se aprecia una tendencia a menores costos de inversión al aumentar el tamaño de los parques.

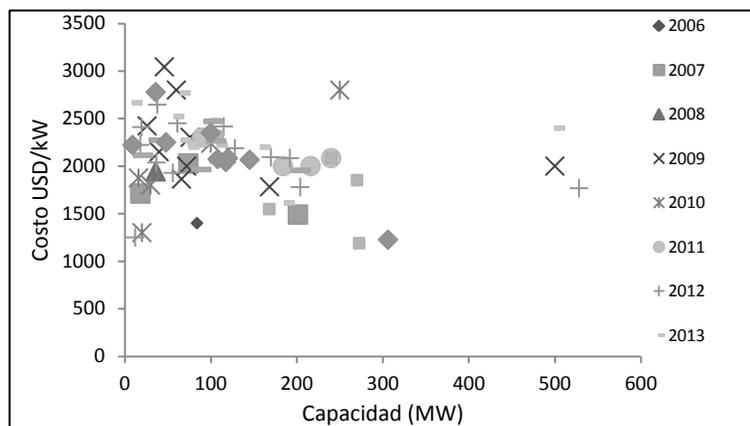


Figura 9-4 Costos de inversión históricos según potencia instalada de parques eólicos SEIA, fecha de aprobación.

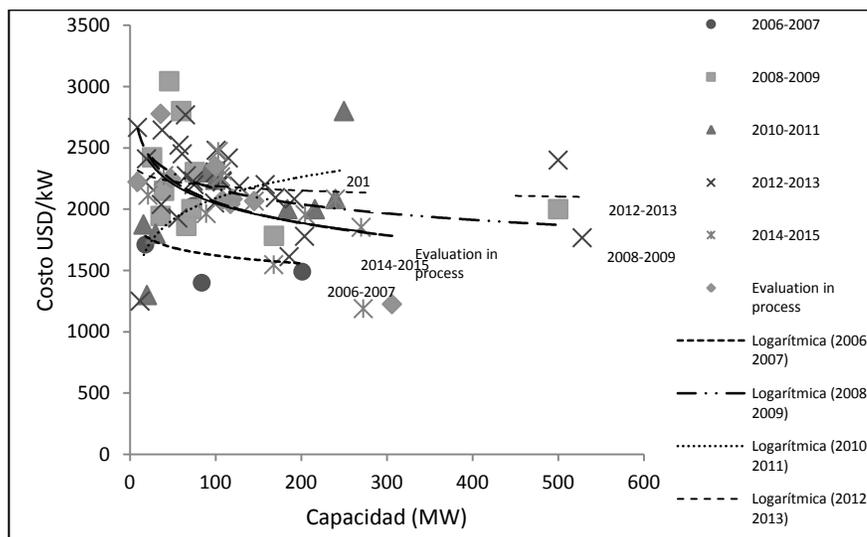


Figura 9-5 Costos de inversión históricos agrupados por años según potencial instalada parques eólicos SEIA.

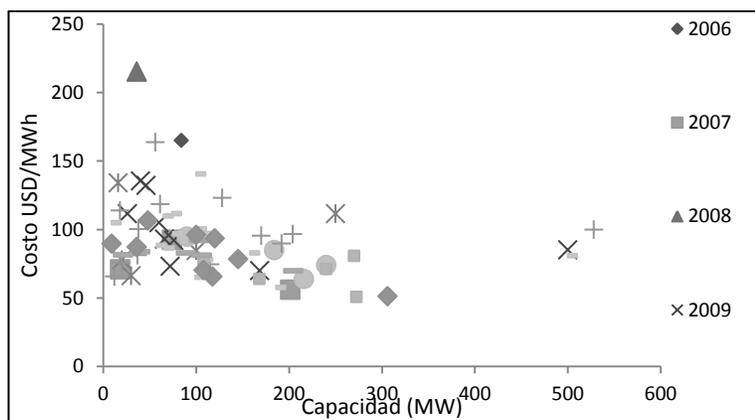


Figura 9-6 Costos nivelados agrupados por años según potencial instalada parques eólicos SEIA.

10. ANEXO E: CORRELACIONES ENTRE PROYECTOS CERCANOS

Utilizando la metodología descrita en la sección 4.3, los coeficientes de correlación entre 3 parques eólicos cercanos fueron calculados, para estimar el grado de correlación entre parques localizados en la misma zona.

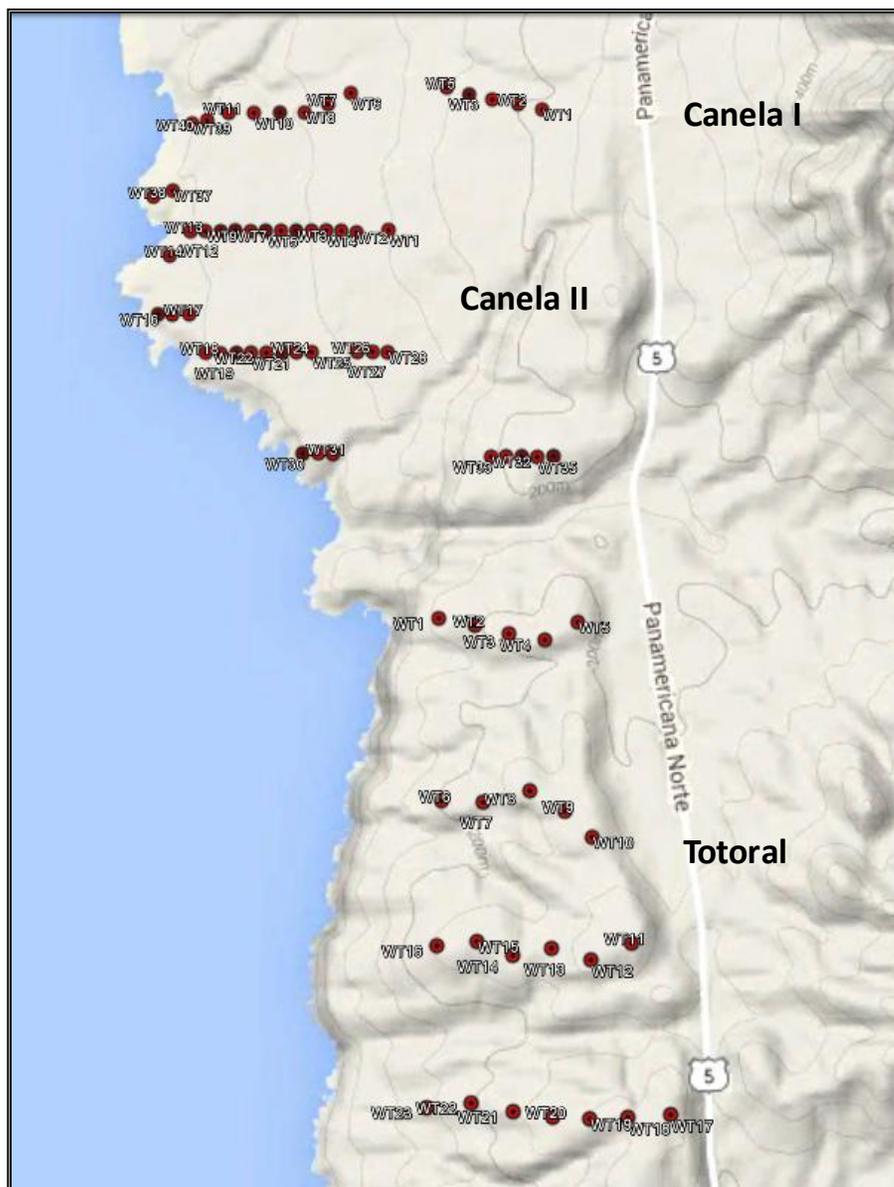


Figura 10-1 Ubicación aerogeneradores parques eólicos: Canela I, Canela II y Tototal.

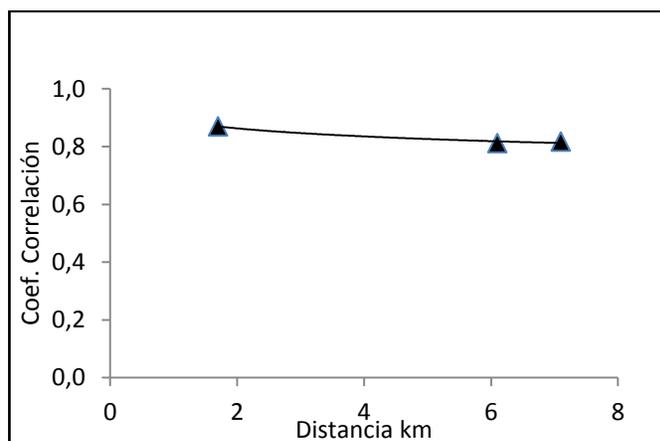


Figura 10-2 Coeficientes de correlación y distancia entre parques eólicos en la zona de Canela

Tabla 10-1 correlación versus distancia parques eólicos cercanos zona Canela

Parques eólicos	Distancia	Correlación
canela1-canela2	1.7	0.870
canela2-totoral	6.1	0.812
canela1-totoral	7.1	0.818

Las distancias de separación y coeficientes de correlación entre parques ubicados en la zona de Canela son presentados en la Tabla 10-1, de aprecia que a pesar de la cercanía entre parques estos presentan una producción con correlación diferente a 1, que y que por tanto permite una distribución más diversificada.

11. ANEXO F: CORRELACIÓN DE GENERACIÓN ENTRE BARRAS: INTERCONEXIÓN SIC-SING , ANÁLISIS LOCAL BARRAS ENCUENTRO Y PAPOSO 220 KV

Ante un escenario de interconexión entre los dos principales sistemas eléctricos en Chile, se calcularon los coeficientes de correlación entre la producción de los parques ubicados en Encuentro 220 kV perteneciente al SING, en un escenario sin interconexión y luego incorporando la correlación con la producción eólica de un parque en Paposó 220 kV perteneciente al SIC. Al interconectar la producción de las barras más cercanas de ambos sistemas la correlación baja a valores positivos y negativos cercanos a 0.

Tabla 11-1 Correlación versus distancia parques eólicos cercanos zona Canela

Substations	# wind farm	Distance km	Coef.	
			Correlation	n
Encuentro- Paposó 220kV	12/1	314	-0.073	12
Encuentro 220 kV	12	75.25	0.45	66

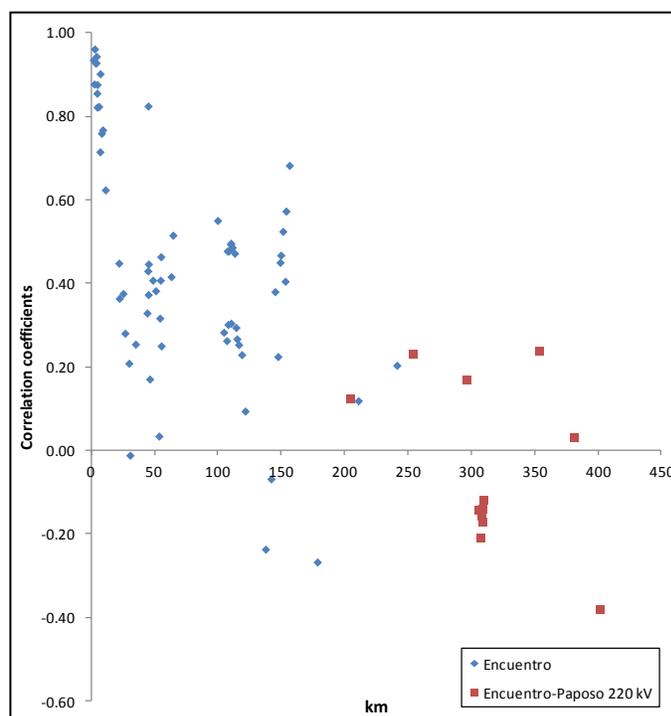


Figura 11-1 Correlación de generación entre barras: Interconexión SIC-SING

12. ANEXO G: CORRELACIÓN DE GENERACIÓN ENTRE PARQUES EÓLICOS EN OPERACIÓN 2013

Los coeficientes de correlación, distancia de separación entre parques en operación son presentados en la tabla 12-1, además el tipo de topografía en donde están presentes cada parque.

Tabla 12-1: Correlación de generación entre parques eólicos en operación 2013

Correlacion y distancia entre parques eólicos	Distancia [km]	Correlación	Clasificación
canela1-canela2	1,7	0,870	costa-costa
canela2-total	6,1	0,812	costa-costa
canela1-total	7,1	0,818	costa-costa
canela1-monteredondo	24,3	0,803	costa-costa
canela2-montededondo	25,3	0,777	costa-costa
monteredondo-talinay	27	0,794	costa-costa
ttotal-monteredondo	31	0,770	costa-costa
canela2-talinay	50,6	0,706	costa-costa
canela1-talinay	51,3	0,710	costa-costa
ttotal-talinay	58	0,635	costa-costa
ttotal-lebu	729	-0,046	costa-costa
canela2-lebu	736	-0,008	costa-costa
canela1-lebu	737	0,029	costa-costa
monteredondo-lebu	759	0,060	costa-costa
talinay-lebu	784	-0,039	costa-costa
negrete-lebu	95,8	-0,066	costa-planicie
talinay-punta colorada	172	0,158	costa-planicie
monteredondo-punta col	197	0,156	costa-planicie
canela1-punta colorada	219	0,151	costa-planicie
canela2-punta colorada	220,7	0,097	costa-planicie
ttotal-puntacolorada	226	0,050	costa-planicie
ttotal-ucuquer	299	0,202	costa-planicie
canela2-ucuquer	305	0,205	costa-planicie
canela1-ucuquer	306	0,208	costa-planicie
monteredondo-ucuquer	329	0,279	costa-planicie
talinay-ucuquer	354	0,101	costa-planicie
lebu-ucuquer	446	0,487	costa-planicie
ttotal-negrete	702	0,276	costa-planicie
canela2-negrete	707	0,241	costa-planicie
canela1-negrete	708	0,156	costa-planicie
monteredondo-negrete	732	0,166	costa-planicie
talinay-negrete	754	0,075	costa-planicie
negrete-ucuquer	405	0,007	planicie-planicie
punta colorada-ucuquer	519	0,391	planicie-planicie
punta colorada-negrete	927	-0,011	planicie-planicie
punta colorada-lebu	954	0,627	planicie-planicie

13. ANEXO H: CORRELACIÓN DE GENERACIÓN ENTRE PARQUES EÓLICOS EN OPERACIÓN 2014

Los coeficientes de correlación, distancia de separación entre parques en operación son presentados en la Figura 13-1 , además el tipo de topografía en donde están presentes cada parque.

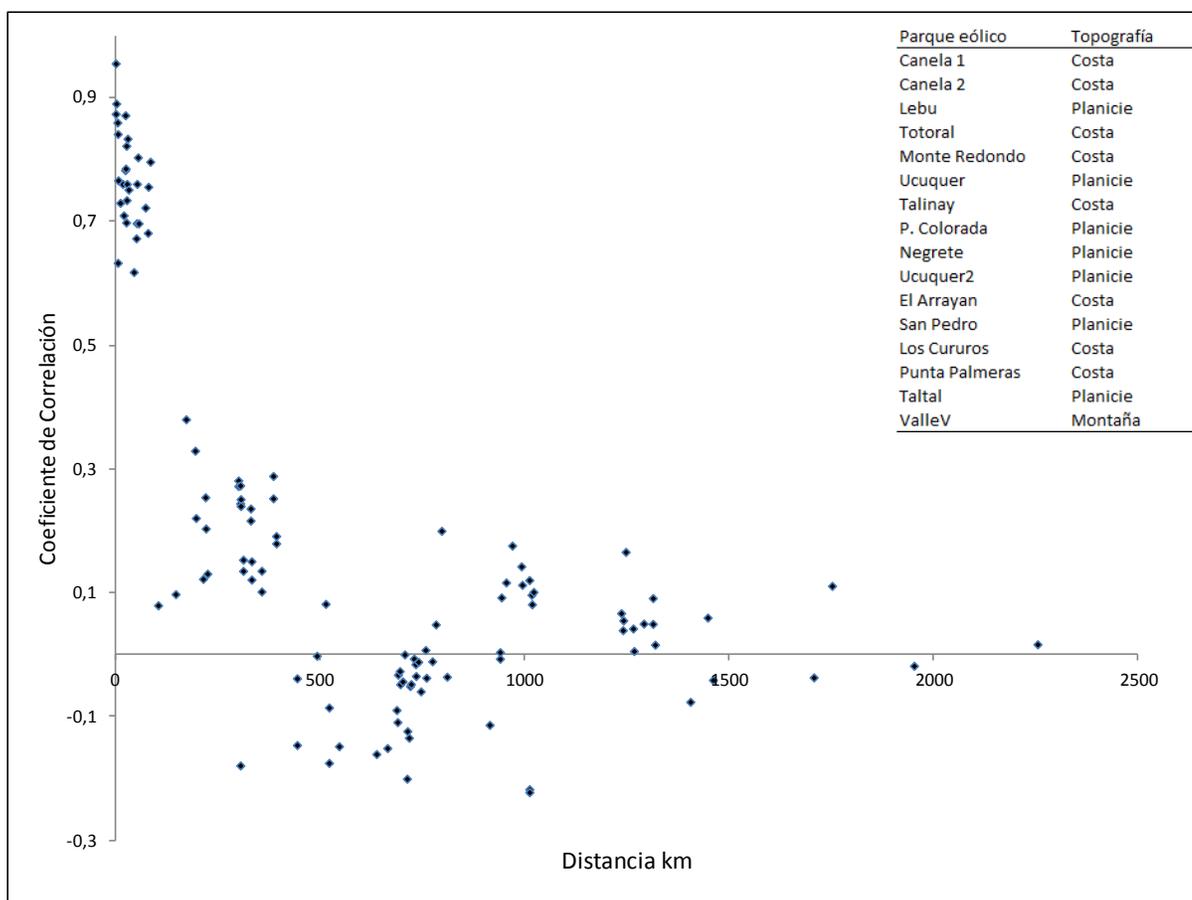


Figura 13-1 Correlación versus distancia parques eólicos en operación 2014

14. ANEXO I: MODELACIÓN POLOS DE POTENCIAL EÓLICO

De manera complementaria al estudio del análisis espacio temporal de los proyectos de parques eólicos, se analizaron los principales polos con potencial eólico en donde no existen proyectos de parques eólicos en la cartera del ser. La localización de las zonas de potencial fueron estudiadas en (Santana et al., 2014), a partir de estas zonas, el análisis de correlaciones versus distancia y producción agregada de viento y energía son presentadas en las siguientes secciones:

Polo Calama

En las cercanías de la ciudad de Calama se localizan cuatro zonas de potencial eólico, los sitios presentando un perfil de producción variado, con una tendencia de generación nocturna para el primer caso y una tendencia diurna para el otro. La zona se caracteriza por presentar viento con una densidad de aire baja, que produce una menor generación de energía en los aerogeneradores. El polo se localiza en las cercanía de la barra Encuentro 220 kV perteneciente al SING en la zona norte de Chile. Además de las zonas de Calama en las cercanías de Sierra Gorda se encuentre otra zona con potencial cercano a los sitios de actividad minera y del parque eólico Sierra Gorda el cual se encuentra en estado de aprobación medioambiental.

Polo Taltal

Cerca de la localidad de Taltal en la zona de la costa de la II Región se encuentra una zona de gran potencial eólico, el polo presenta múltiples zonas para desarrollar proyectos eólicos, los perfiles diarios presentan una mayor tendencia a vientos en las horas de la noche. La zona presenta una densidad el aire media, con zonas con mayor o menor densidad. El polo se localiza próximo a la barra Paposó 220 kV perteneciente al SIC.

Polo III y IV región costa

En la costa de la III y IV región se concentran zonas con amplio potencial de desarrollo eólico, durante los últimos años una cantidad de proyectos de han evaluado y construido. En esta zona existen sitios sin proyectos en los procesos de evaluación ambiental, totalizando 4

zonas entre ambas regiones. Las características de la zona describen un perfil eólico de costa, con una mayor generación en horas de la tarde cercanas a las 18-20:00 hrs. El polo de la III región costa se localiza cerca de la subestación Punta Colorada 220 kV mientras que IV región

en los tipos de perfiles presentes en la zona. El polo tiene una barras de conexión al sistema interconectado, Charrua 220 kV la cual está cercano a las zonas de proyectos de la región.

Polo IX región

En la zona de la IX región se localiza un sector con concentración de sitios con potencial eólico, hay 4 sitios con potencial para construir parques eólicos en las cercanías a la costa. La zona se encuentra cercana a la barra de Temuco 220 kV y Cautín 220 kV de la zona sur del SIC.

Polo XIV región

La zona concentra un gran número de sitios potenciales para parques eólicos, estos distribuidos entre zonas costeras y de valles, falta . La zona se encuentra cercana a la barra de Valdivia 220 kV en la ciudad el mismo nombre, lo que facilita su interconexión a la red.

Polo X región

El polo de generación de la X región abarca zonas distribuidas a lo largo de la región, sitios en la zona de la costa, valles interiores cercanos al lago Llanquihue y múltiples sitios en la zona de la isla de Chiloé. Presenta perfiles promedio planos con generación constante en gran parte del día. La barra más cercana de la zona es Puerto Montt 220 kV, la cual está en la mitad de la región, para aprovechar estas zonas en muchos casos de debe evaluar la construcción de líneas extensas para interconectarse.

Los principales polos de generación eólica y las barras del sistema eléctrico nacional son presentadas en la figura 14-1.

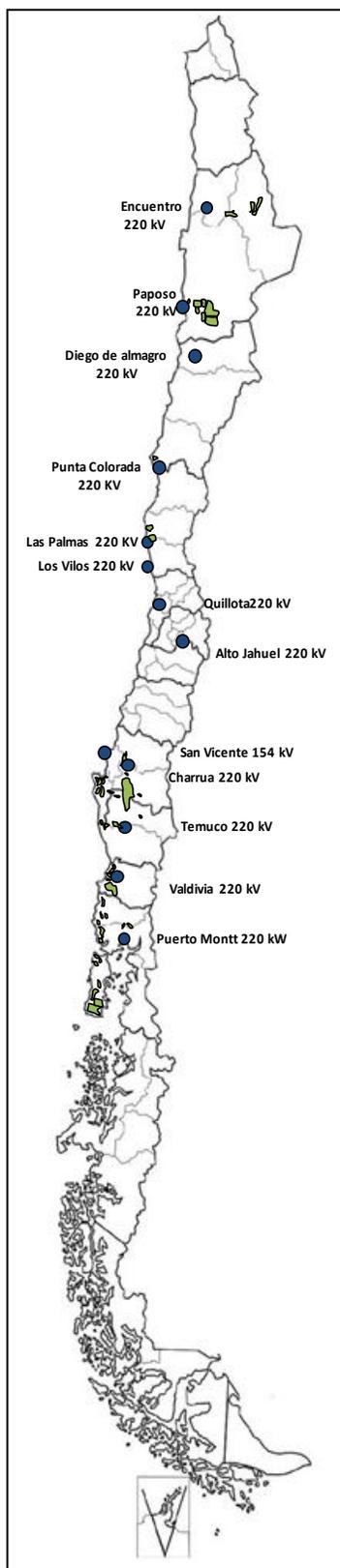


Figura 14-1 Localización polos de generación eólica

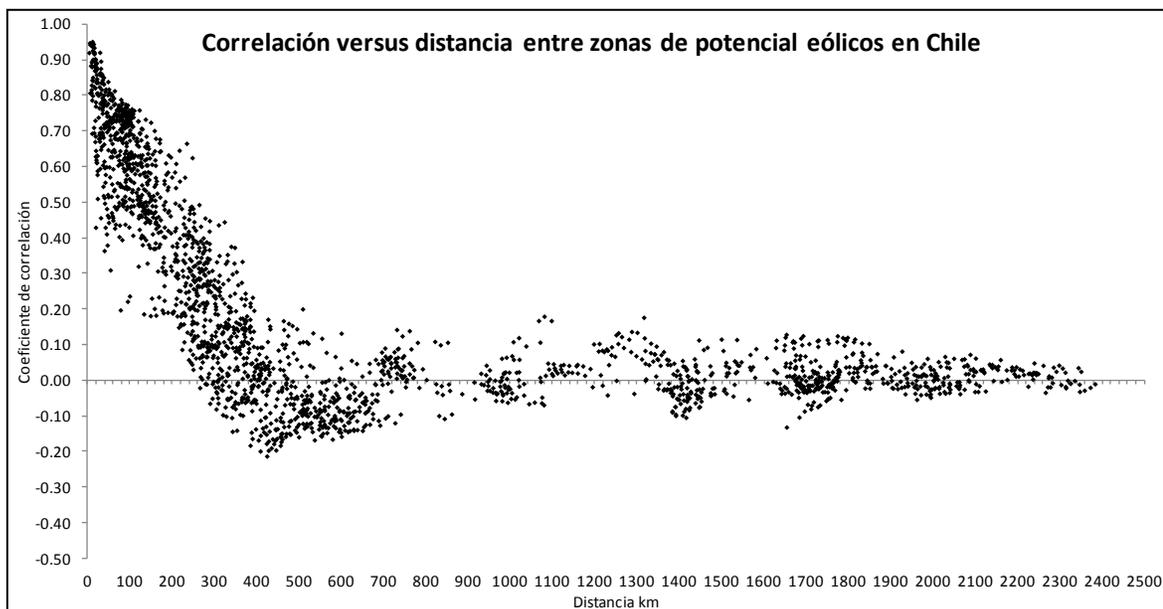


Figura 14-2 Coeficientes de correlación versus distancia entre la producción de parques eólicos en los polos de generación eólica.

De manera análoga a la metodología desarrollada en la modelación de la producción de los parques eólicos en Chile, se presentan gráficos de coeficientes de correlación y distancia entre parques localizados en los polos eólicos. Se aprecia una tendencia decreciente entre las correlaciones de los parques al aumentar la distancia de separación entre estos, al igual que en el caso de los proyectos del SEIA, a distancias superiores a 400 km, la correlación es cercana a 0. De manera adicional, los coeficientes se presentan más acotados en sus valores para cada nivel de distancia de separación.

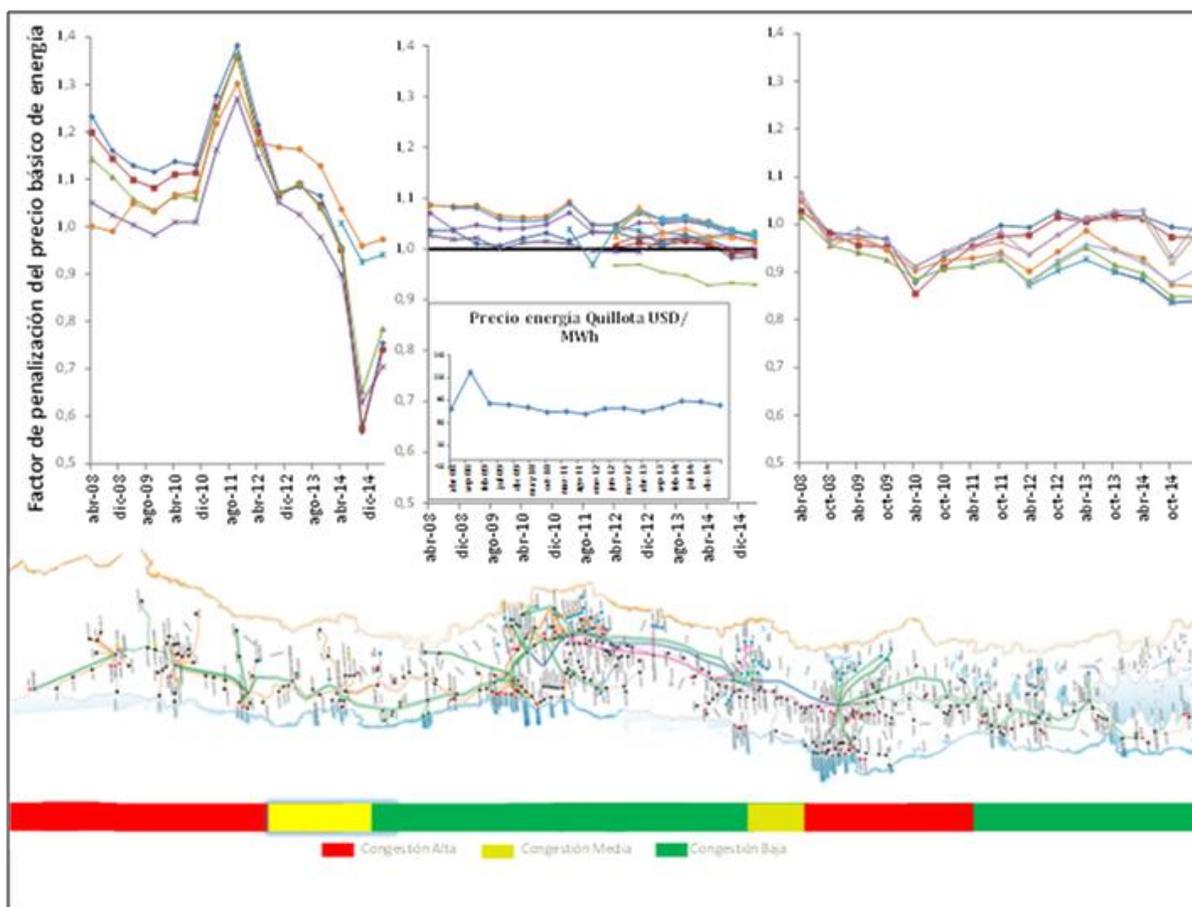


Figura 14-3 Evolución de los factores de penalización del estudio de precio nudo CNE.

En la figura 14-3 se presenta la evolución histórica de los factores de penalización en las principales barras del sistema eléctrico nacional, factores de penalización en barras del norte, centro y sur de Chile son graficadas entre los años 2008 y 2015.

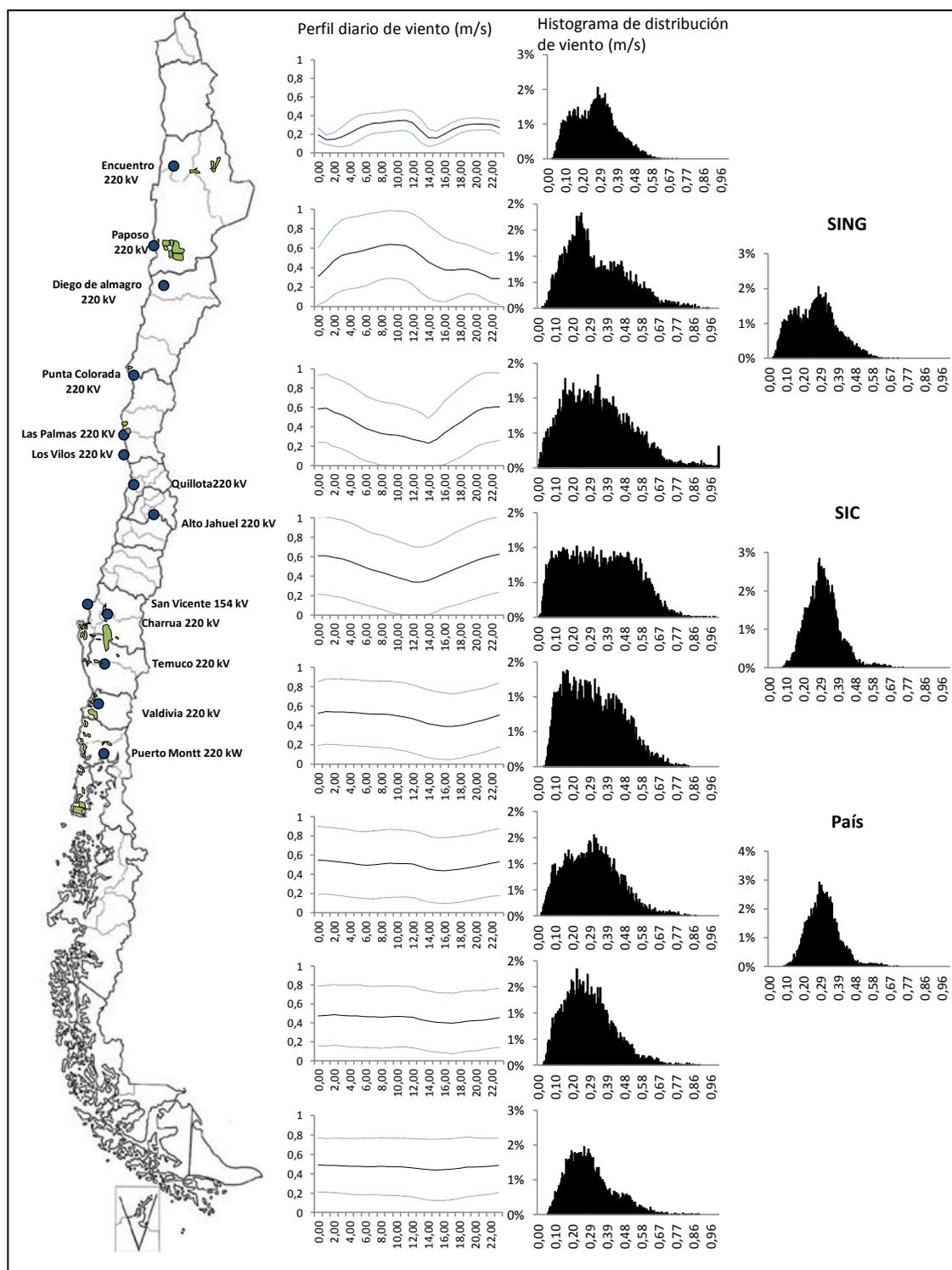


Figura 14-4 Caracterización del recurso eólico en polos eólicos en Chile.

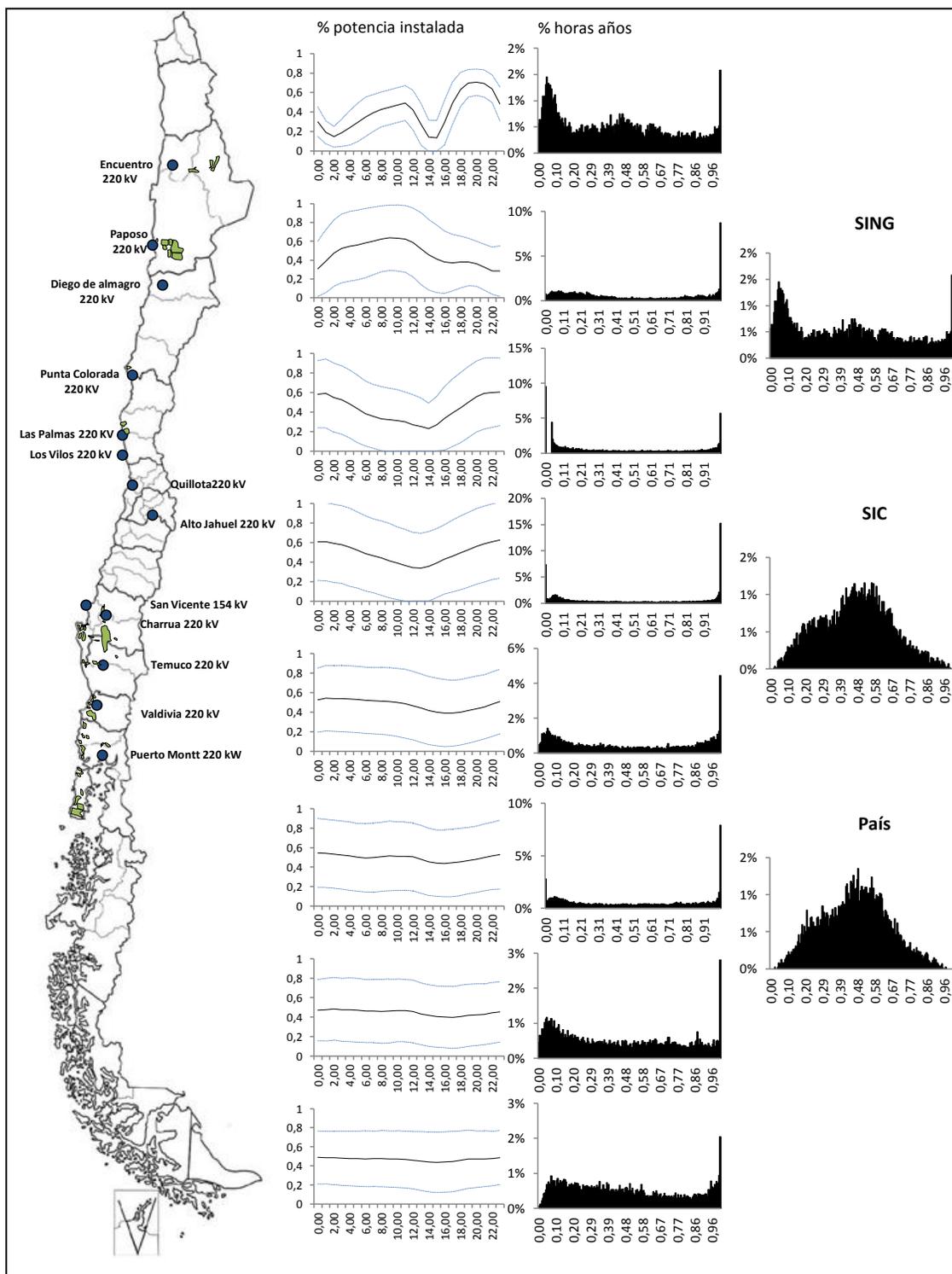


Figura 14-5 Caracterización del generación eólica en polos eólicos en Chile.

15. ANEXO J: CLASIFICACIÓN ESPACIAL DENSIDAD TÍPICA ZONAS DE POTENCIALES PROYECTOS EÓLICOS

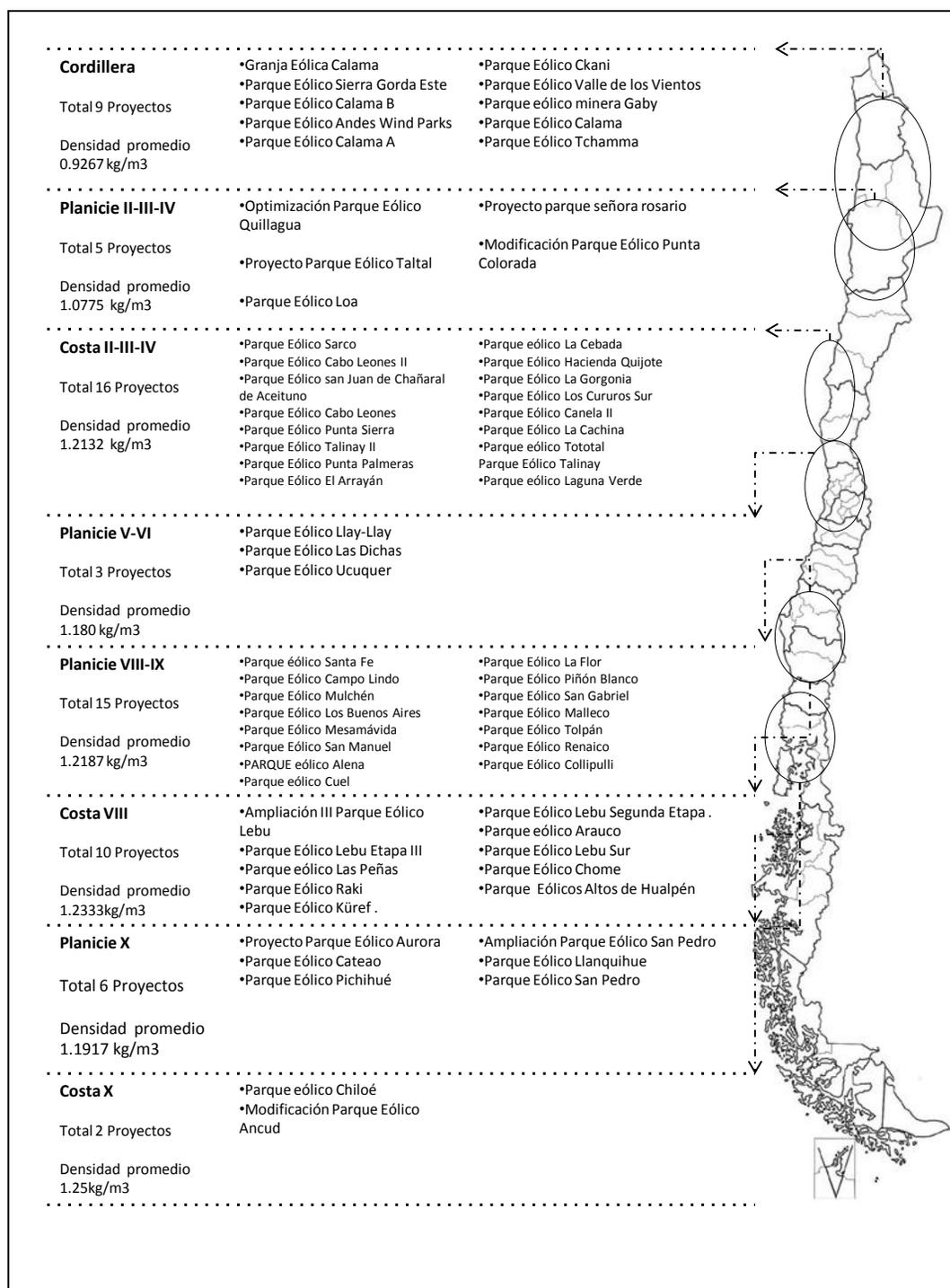


Figura 15-1 densidad del aire promedio típica de los polos eólicos.

16. ANEXO K: CORRELACIÓN VERSUS DISTANCIA: PARQUES EÓLICOS SEIA Y POLOS DE GENERACIÓN

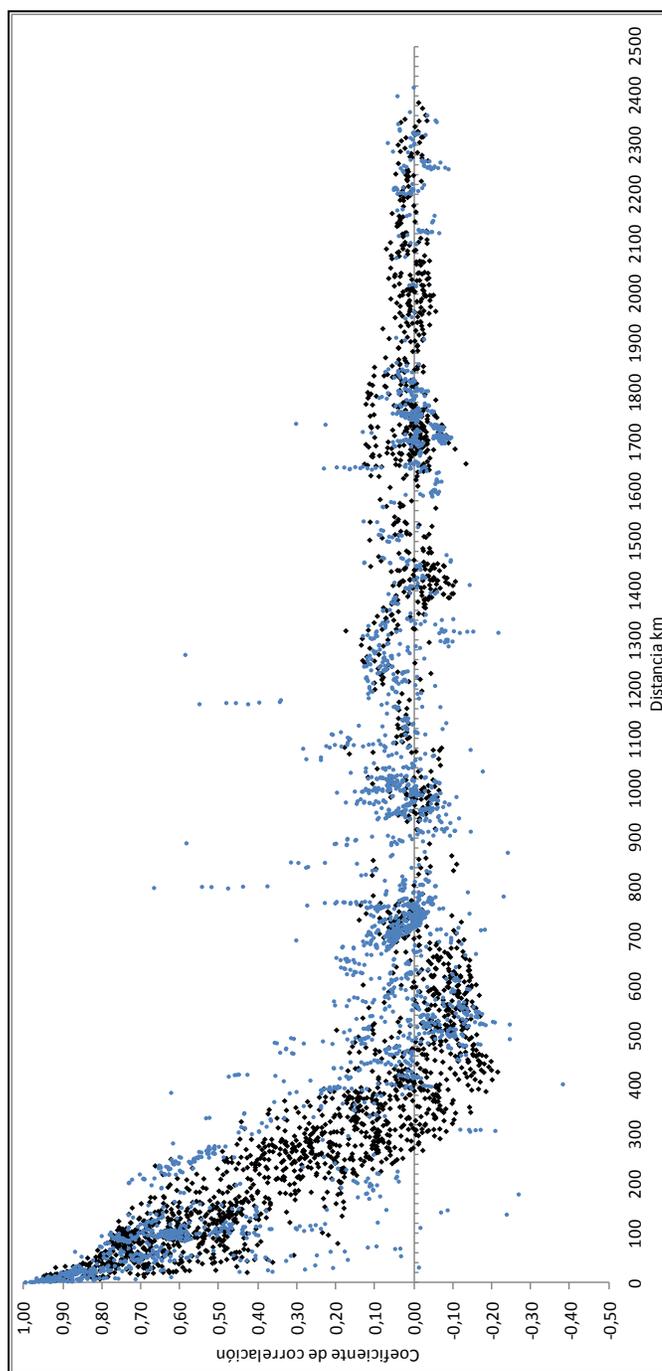


Figura 16-1 Coeficientes de correlación versus distancia entre la producción de parques eólicos de proyectos del SEIA y polos de generación eólica.