

**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**PAGO POR POTENCIA FIRME A CENTRALES DE GENERACIÓN
EÓLICA**

BENJAMÍN HERRERA VERGARA

2006

**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

PAGO POR POTENCIA FIRME A CENTRALES DE GENERACIÓN EÓLICA

BENJAMÍN HERRERA VERGARA

COMISIÓN EXAMINADORA	CALIFICACIONES		FIRMA
	NOTA(nº)	(Letras)	
PROFESOR GUÍA SR. GABRIEL FIERRO	:
PROFESOR CO-GUÍA SR. GERARDO DÍAZ	:
PROFESOR INTEGRANTE SR. RODRIGO GARCÍA	:
NOTA FINAL EXAMEN DE TÍTULO	:

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL**

SANTIAGO DE CHILE
MAYO 2006

Resumen

Las recientes modificaciones al marco regulatorio eléctrico en conjunto con la actual crisis en el abastecimiento de gas hacen necesario una revisión de las posibilidades reales de diversificación para Chile de sus fuentes de abastecimiento energético para los sistemas interconectados nacionales.

Surgen preguntas acerca de las energías renovables no convencionales (ERNC) y sus perspectivas de inserción en los sistemas interconectados chilenos. Específicamente para el caso eólico ¿es competitiva la generación eólica en Chile? ¿a qué escala? ¿existen barreras a la entrada para las ERNC? ¿cuál es la relación entre los precios de la energía y la velocidad media mínima anual del viento que hace rentable un proyecto de generación eólica en Chile? ¿existen ingresos por concepto de potencia para este tipo de centrales?

El objetivo principal de este trabajo es determinar si la energía eólica califica como firme según el uso que se da a este concepto en Chile, y si acaso lo es, qué cantidad de su potencia ha de remunerarse según la metodología de remuneración actual.

Para lograrlo, se revisará la teoría económica que da origen al concepto de capacidad como bien económico y de cómo se valoriza ésta en los distintos modelos de mercados eléctricos. Se hace una revisión al tema de la capacidad eólica y su valor económico en la literatura y por parte de los principales operadores eléctricos en el mundo. Una vez revisado el concepto de capacidad en un contexto más amplio se estudia el concepto de potencia firme usado en el mercado eléctrico nacional para determinar sus variables críticas y se analiza, a partir de estadísticas de medición de viento, el pago que recibirían generadoras eólicas ideales ubicadas en cuatro sitios del SIC. Para esto, se considerarán cuatro tipos de turbinas de distinta potencia y se realiza una sensibilización con respecto a distintos períodos de punta. Finalmente, se hace una breve evaluación económica para obtener el aporte monetario de los ingresos por potencia y algunos indicadores económicos tradicionales.

El resultado principal obtenido es que, bajo el esquema actual de pago por potencia firme y considerando una disponibilidad igual a su factor de planta en el período de punta, las centrales eólicas pueden llegar a percibir un ingreso por potencia que varía entre el 7,7% y el 37,8% del precio de nudo actual. Esto significa que los ingresos por potencia de un sitio con una velocidad del viento promedio anual cercana a los 8 m/s y vientos suficientemente correlacionados con el período de punta, permiten obtener VANes que alcanzan los 687 mil dólares para una turbina de 2 MW.

Índice

<i>Resumen</i>	1
<i>Índice</i>	2
Capítulo 1: Introducción.....	3
Objetivos y Alcances.....	4
El concepto de Potencia Firme	5
La Energía Eólica	5
<i>Mecanismos de Incentivo</i>	8
<i>Costos</i>	8
Situación Energética en Chile	9
Regulación e Incentivos en Chile.....	11
Central Alto Baguales: la experiencia eólica Chilena	13
Capítulo 2: Aspectos Económicos de la Capacidad de Generación en Mercados Eléctricos.....	14
La Teoría del Peak-Load Pricing.....	15
Mecanismos de Pago a la Capacidad (MPC)	17
Modelos de Mercados Eléctricos.....	19
<i>Mercados de energía únicamente</i>	19
<i>Mercados de Energía con Pagos a la Capacidad</i>	20
<i>Mercados separados de Energía y Capacidad</i>	22
Capítulo 3: El valor de la Capacidad Eólica	24
Capítulo 4: Estimación de la Suficiencia Eólica en el SIC	30
El Cálculo de la Potencia Firme	31
¿Corresponde pagar la potencia firme a centrales eólicas?	33
Aplicación a sitios en el SIC.....	36
Evaluación económica.....	40
Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones	43
Bibliografía.....	45
Anexo 1: Turbinas Vestas Consideradas.....	47
Anexo 2: Índices de Confiabilidad	48
Anexo 3: Centrales en el SIC.....	49

Capítulo 1: Introducción

La energía eólica ha mostrado un creciente desarrollo tanto en países desarrollados como en vías de serlo, situándose como la fuente energética renovable no convencional (ERNC) de mayor capacidad instalada en el mundo. Por otro lado, existe una necesidad global de buscar nuevas fuentes energéticas para asegurar el abastecimiento de una siempre creciente demanda eléctrica como resultado de un continuo auge económico y que hoy tiene dos grandes nuevos actores India y China. Las dudas acerca de las reservas de combustibles fósiles y la cuestión del calentamiento global hacen pensar a algunos en escenarios catastróficos y maltusianos. Independientemente de las posturas adoptadas, el abastecimiento energético es un problema que ciertamente atañe a nuestro país donde tanto inversionistas privados como el estado mantienen una revisión constante de las posibilidades reales de diversificación de las fuentes de abastecimiento energético. Las recientes modificaciones al marco regulatorio (Ley Corta I y II), los cada vez menos populares grandes embalses y los recientes cortes de gas, son muestra de ello y grafican de alguna manera las múltiples y complejas implicancias del tema y de sus políticas.

En nuestro país la energía es transada entre generadores a costo marginal en el mercado spot, a precio de nudo entre generadores y distribuidoras en el mercado regulado y a través de precios libres pactados entre las generadoras y los grandes clientes industriales en el mercado libre. La potencia o capacidad (del inglés *capacity*) en cambio, se remunera principalmente incluyendo un cargo explícito por potencia al precio que deben pagar los usuarios en el precio de la energía y ahora también, mediante un incipiente mercado de servicios complementarios (creado a partir de la Ley Corta I). El cargo por potencia, conocido tradicionalmente en Chile como pago por *potencia firme*, es una componente fundamental para la flotabilidad económica de los proyectos de generación y ha tomado especial relevancia para los proyectos en energías renovables ya que actualmente no se cuenta con reglas claras acerca del porcentaje de la potencia de un generador de este tipo que puede ser remunerado al precio de la potencia.

El pago por potencia es un tema controversial tanto en Chile como en el mundo existiendo distintas maneras de abordarlo que han dado origen a distintos modelos de mercados eléctricos. Desde la perspectiva del bienestar existe un trade-off entre el costo de un sistema confiable y el costo de sobreinvertir para mantenerlo. Por otro lado, en mercados donde existen pagos explícitos a la capacidad como en Chile, existen fuertes disputas entre generadores y regulador acerca de cómo distribuir las remuneraciones de potencia. Para el caso nacional existen reglas de cálculo y asignación de la potencia firme, definidas en los procedimientos de cada organismo de coordinación de la operación (CDEC), sin embargo, estas no incluyen a las centrales renovables no convencionales.

Surgen preguntas acerca de las ERNC y sus perspectivas de inserción en los sistemas interconectados chilenos, muchas de ellas contribuyen a aumentar el riesgo que enfrenta el inversionista. Específicamente para el caso eólico ¿es competitiva la generación eólica en Chile? ¿a qué escala? ¿existen barreras a la entrada para las ERNC? ¿cuál es la relación entre los precios de la energía y la velocidad media mínima anual del viento que hace rentable un proyecto de generación eólica en Chile? ¿existen ingresos por concepto de potencia para este tipo de centrales?

El presente trabajo analiza el pago por potencia que recibirían centrales de generación eólica en Chile, específicamente en el SIC, adaptando las reglas de asignación actuales al caso de una central eólica y pretende ser un aporte a la discusión abierta de cómo incorporar esta y otras fuentes de generación no convencionales a los sistemas eléctricos nacionales.

Objetivos y Alcances

El objetivo principal de este trabajo es determinar si la energía eólica califica como firme según el uso que se da a este concepto en Chile, y si acaso lo es, qué cantidad de su potencia ha de remunerarse según la metodología de remuneración actual.

Para lograrlo, en el capítulo 2 se revisará la teoría económica que da origen al concepto de capacidad como bien económico y de cómo se valoriza ésta en los distintos modelos de mercados eléctricos. Luego, en el capítulo 3 se revisará como ha sido tratado el tema de la capacidad eólica y su valor económico en la literatura y por parte de los principales operadores eléctricos. Una vez revisado el concepto de capacidad en un contexto más amplio se estudiará en el capítulo 4, el concepto de potencia firme usado en el mercado eléctrico nacional para determinar sus variables críticas y se analizará, a partir de estadísticas de medición de viento, el pago que recibirían generadoras eólicas ideales ubicadas en cuatro sitios del SIC. Para esto, se considerarán cuatro tipos de turbinas de distinta potencia y se hará una sensibilización con respecto a distintos períodos de punta. Finalmente, se hará una breve evaluación económica para obtener el aporte monetario de los ingresos por potencia y algunos indicadores económicos tradicionales.

El concepto de Potencia Firme

La definición vigente de potencia firme es la que encontramos en el Decreto Supremo N°327, reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1):

“Se entenderá por potencia firme de un generador, la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable. Aquella corresponderá a la suma de las potencias firmes de sus propias unidades y de las contratadas con terceros que operen en sincronismo con el sistema.”

La asignación de los MW firme a remunerar por cada generador es llevada a cabo por el organismo operador de cada sistema interconectado denominado Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC), quien determina, mediante una metodología arbitrariamente definida por el regulador, qué fracción de la potencia instalada de cada central califica como firme.

La metodología de asignación de la potencia firme ha sido objeto de fuertes críticas y discrepancias entre generadores que ven como repartir una torta que el año 2005 alcanzó los US\$ 400 millones solamente en el SIC. De hecho, el Panel de Expertos, en funcionamiento desde julio del 2004 creado tras la Ley Corta, ha debido pronunciarse en varios dictámenes que resuelven problemas entre generadores enfrentados muchas veces en dos grandes bloques: los hidráulicos y los térmicos. Los ingresos por potencia, que corresponden muchas veces a la condición de flotabilidad de los proyectos al representar entre el veinte y el treinta por ciento de los ingresos totales de generación, toman especial relevancia para inversionistas en energías renovables que ven cada vez más cercana la posibilidad de entrar al mercado. En la actualidad no existen reglas claras de cómo incorporar a la metodología de asignación de la potencia firme a las ERNC lo que constituye una incertidumbre más para el inversionista y una barrera no económica a la inserción de este tipo de tecnologías.

La Energía Eólica

Las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana. Entre estas fuentes de energías se pueden mencionar: energía hidráulica, solar, eólica, geotérmica y la de océanos. Suelen clasificarse en convencionales y no convencionales según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten.

Como energías renovables no convencionales (ERNC) se consideran la energía eólica, solar, geotérmica, de mareas y la hidráulica a pequeña escala.

Algunas de las ventajas de la explotación de las ERNC son:

- ❖ No emiten CO₂ a la atmósfera, evitando el calentamiento terrestre como consecuencia del efecto invernadero.
- ❖ No contribuyen a la formación de lluvia ácida y no dan lugar a la formación de NOx.

- ❖ No necesitan medidas de seguridad sofisticadas.
- ❖ Reducen el riesgo al precio y cantidad de los combustibles fósiles.
- ❖ Reducen los costos del sistema ya que tienen costos de combustibles cercanos a cero.

La energía eólica se considera una forma indirecta de energía solar. Entre el 1% y el 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento, debido al movimiento del aire ocasionado por el desigual calentamiento de la superficie terrestre. La energía cinética del viento puede transformarse en energía útil tanto mecánica como eléctrica.*

La energía eólica transformada en energía mecánica ha sido históricamente aprovechada, pero su uso en energía eléctrica es reciente, existiendo aplicaciones a mayor escala desde mediados de la época de los 70 en respuesta a la crisis de petróleo y a los impactos ambientales derivados del uso de combustibles fósiles. En particular, la energía eólica se ha constituido como la ERNC de mayor desarrollo en el mundo en los últimos 10 años con un crecimiento sostenido de 25% promedio anual en los últimos 10 años, aumentando en más de diez veces su potencia instalada en este mismo período. Se estima que para el año 2005 se supere los 50,000 MW instalados en el mundo con una potencia anual instalada cercana a los 8,000 MW.

Tabla 1.1: Tasas de crecimiento promedio anual de las energías renovables sobre el total de energía primaria para países miembros de la IEA.

	<i>1970-1980</i>	<i>1980-1990</i>	<i>1990-2001</i>
<i>Renovables</i>	3.2	2.4	1.2
<i>Biomasa</i>	3.5	3.0	1.6
<i>Hidráulica⁽⁺⁾</i>	2.6	0.7	0.4
<i>Geotérmica</i>	8.3	9.4	0.4
<i>Solar PV y Eólica</i>	6.4	23.5	23.1

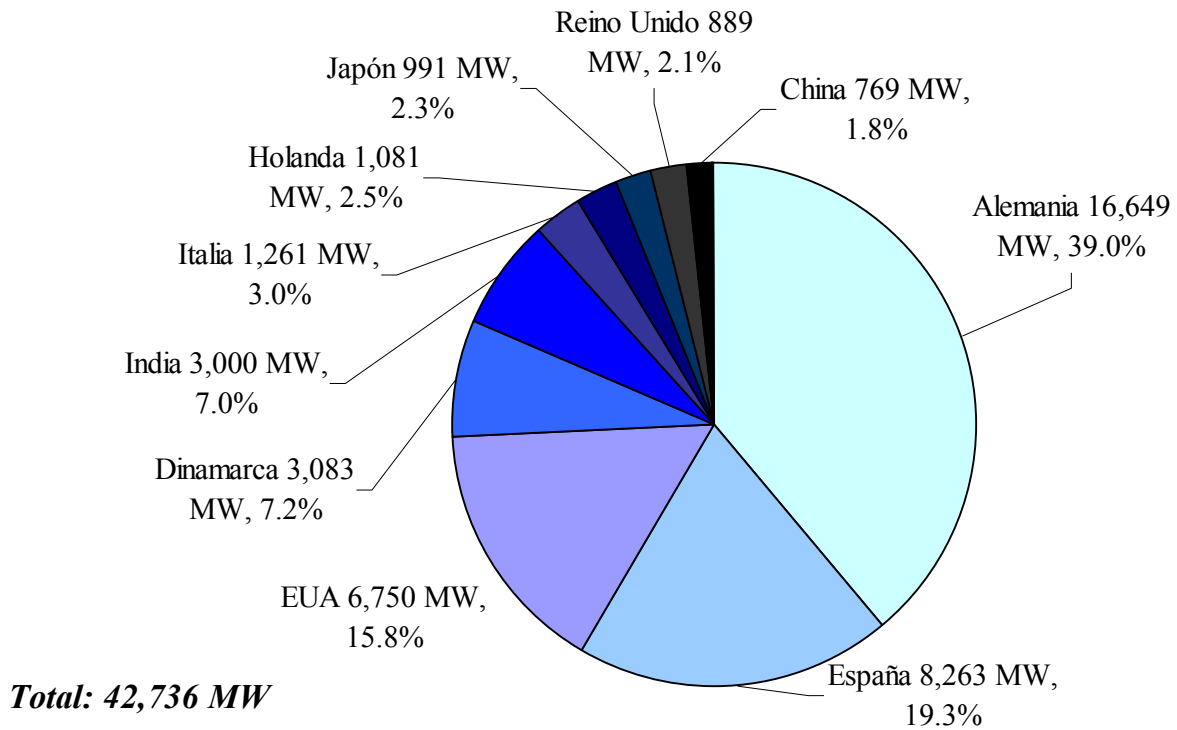
(⁺)Considera todas las escalas de generación hidráulica: de embalse y de pasada.

Fuente: IEA (2005) “Variability of Wind Power and Other Renewables”.

En la actualidad, del total de la potencia instalada, Alemania, España, USA y Dinamarca e India comparten más de un 80% de la generación eólica mundial con 34.700 MW instalados (ver Figura 1.1). En cuanto a la proyección mundial se puede decir que la participación de la energía eólica podría alcanzar un 12% de la producción global al año 2020, con una capacidad instalada de 1.200.000 de MW. También se prevé una reducción de emisiones de casi 2 billones de toneladas de dióxido de carbono para el año 2020, dado que actualmente los recursos eólicos aprovechables en el mundo quintuplican el consumo energético mundial, de los cuales Latinoamérica cuenta con algo más del 10%.

* La potencia del viento (P) en un área circular de radio r es: $P = \frac{1}{2} \rho v^3 \pi r^2$, donde ρ es la densidad del aire y v la velocidad del viento.

Figura 1.1: El mercado eólico mundial a fines del 2004.



Fuente: Global Wind Energy Council, "Wind Force 12", 2005

Las principales razones que explican este desarrollo y que a su vez hacen que un proyecto eólico sea exitoso, son por un lado la presencia de un buen viento (velocidades promedio sobre los 7 m/s) y un alto costo de la energía. Luego para financiar este auge se generaron incentivos a través de subsidios o políticas de precios especiales. Si bien en la actualidad persisten los incentivos, la tendencia es liberar los mercados gracias a una mayor competitividad de la energía eólica con respecto a las energías provenientes de fuentes fósiles.

Mecanismos de Incentivo

Los principales desarrolladores de la energía eólica son los europeos, donde desde un principio se generaron incentivos al desarrollo de esta tecnología a través de subsidios o políticas de precios especiales, debido a su elevado costo. Encontramos diversos mecanismos de promoción como los siguientes:

Subsidios en precios.

- ❖ Feed-in Tariffs: son las tarifas fijadas previamente por la autoridad a la que las distribuidoras deben comprar cierta cantidad prefijada de la energía generada por fuentes renovables.
- ❖ Impuestos específicos: en algunos países se ha implementado un impuesto a los compradores finales de energía que se descuentan a las ERNC, una variación de estos es el Production Tax Credit de los Estados Unidos.

Subsidios en costos:

- ❖ Préstamos verdes: se hacen descuentos especiales en las tasas de interés para fondos especialmente destinados a la inversión en estas fuentes de generación. Esto es un importante beneficio ya que una característica común de este tipo de tecnologías es la de ser intensiva en capital.
- ❖ Subsidio directo a la inversión: el método más antiguo y que todavía se utiliza es el de entregar un subsidio directo a un porcentaje de la inversión inicial.

Costos

La tendencia actual es hacia la instalación de turbinas cada vez más grandes y de mayor potencia, debido a la existencia de economías de escala. La potencia promedio de turbina instalada en el 2004 fue de 1.2 MW y con una altura promedio de rotor aproximada de 70 m. Existen turbinas de mas grande que pueden alcanzar hasta los 5 MW y con una altura de rotor de 120 m que típicamente son instaladas costa afuera (BTM, 2005).

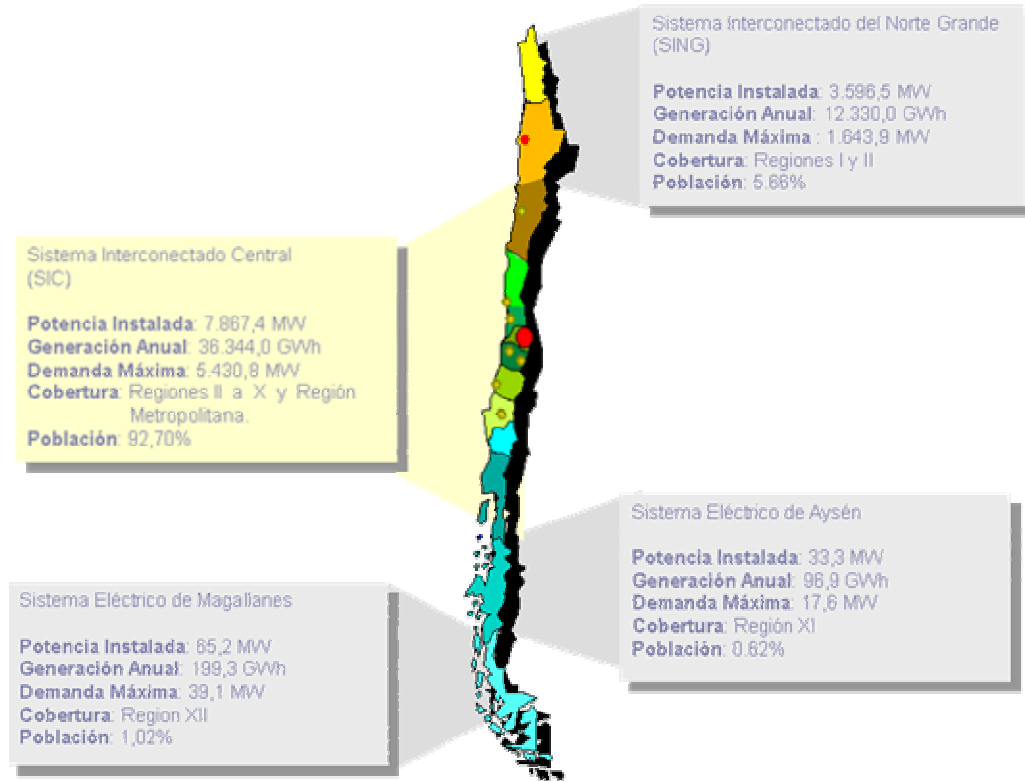
Hoy en día, un aerogenerador produce alrededor de 200 veces más energía que hace 30 años. El aumento en eficiencia que ha experimentado esta tecnología ha permitido reducir notablemente los costos de generación. Actualmente, según la Internacional Energy Association (IEA, 2005), las tecnologías tradicionales (carbón, gas, nuclear, hidro) están generando a un costo promedio de 25 a 45 USD/MWh, por su parte la generación eólica lo está haciendo entre los 35 y 60 USD/MWh y con tendencia a la baja. El año 2002, el departamento de energía (DOE) de los Estados Unidos situaba el escenario competitivo entre el 2010-12, pronóstico hecho con un precio del barril de petróleo de 30 USD, hoy cuando el precio del barril ha alcanzado cifras cercanas a los 60 dólares, la competitividad parece estar más cercana.

Según la IEA (2005), en su informe anual del 2004, los costos promedios de inversión son de alrededor de 1,250 USD/KW lo que en una primera aproximación parece bastante competitivo a nivel nacional.

Situación Energética en Chile

En el país existen 4 subsistemas: el Sistema Interconectado del Norte Grande, el Sistema Interconectado Central, el Sistema Eléctrico de Aysen y el Sistema Eléctrico de Magallanes conformado, este último, por los tres subsistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Con poco más de 11,6 GW instalados en el país hasta el año 2004, la generación para ese año fue de 48,9 TWh de la cual el 57% proviene de fuentes térmicas, el restante 43% de generación hidroeléctrica y apenas un 0,01% de proveniente de energía eólica. Si dentro de las termoeléctricas consideramos a las que se alimentan con biomasa, la capacidad instalada de ERNC alcanza el 1,3% nacional con casi 160 MW.

Figura 1.2: Mapa Resumen Sistema Eléctrico Chileno al 2004



Fuente: CDEC.

La generación en el país se distribuye principalmente entre el SIC con el 74,2% y el SING con el 25,2%. A su vez, la generación hidráulica en el SIC fue de un 58% para el año 2004, equivalente a 20,8 TWh. Las ventas de energía alcanzan los 1.500 millones de dólares, siendo los principales consumidores los clientes regulados en el SIC, con un 68% de las ventas, y libres en el SING con un 90% de las ventas.

Tabla 1.2: Potencia instalada según tipo de combustible, total nacional en el 2004.

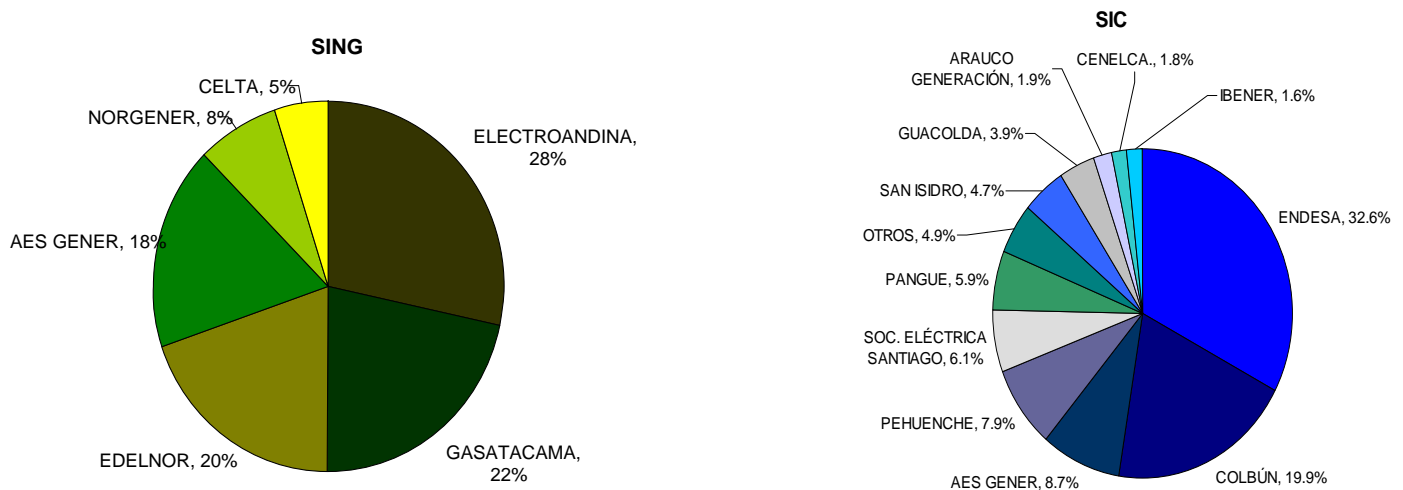
Sistema	Potencia Instalada Según Tipo de Combustible (MW)						
	Térmico				Hidráulico		Eólico
	Carbón	Petróleo	Gas	Otros	Pasada	Embalse	
SING	1.205,7	265,7	2.111,7	0,0	13,4	0,0	0,0
SIC	837,7	567,6	1.749,4	17,4	1.301,9	3.393,4	0,0
AYSÉN	0,0	13,7	0,0	0,0	6,6	11,0	2,0
MAGALLANES	0,0	10,0	55,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Total Nacional	2.043,4	857,0	3.916,3	17,4	1.321,9	3.404,4	2,0

Fuente: CDEC-SIC y CDEC-SING

En términos de potencia instalada, en el SING existe una sobre instalación en capacidad de generación debido a la fuerte expansión que hubo de plantas de ciclo combinado a gas natural los años 97-99, que dejó al sistema con un margen de reserva de capacidad que el 2004 alcanzó el 119% con respecto su demanda máxima. La CNE no incluye recomendaciones en su plan de obras para el SING hace ya algunos años. El SIC en cambio, tiene un margen del 45% que es el menor dentro de los 4 sistemas nacionales. Dado que el crecimiento de las ventas en el SIC ha sido de un 7% en los últimos dos años, el sistema requiere de un aporte a la capacidad de al menos 800 MW para los próximos años y la CNE así lo ha considerado en su plan de obras.

La desintegración de los segmentos de generación, transmisión y distribución comenzada en los años 80 sitúan a Chile como el primer país en comenzar el proceso de reestructuración y liberalización del mercado eléctrico. Sin embargo, con el paso del tiempo, no solo en Chile sino que en el mundo, el mercado ha tendido a concentrarse en pocas empresas.

Figura 1.3: Participación por Empresa en los sistemas interconectados, 2004



Fuente: CDEC-SIC y CDEC-SING

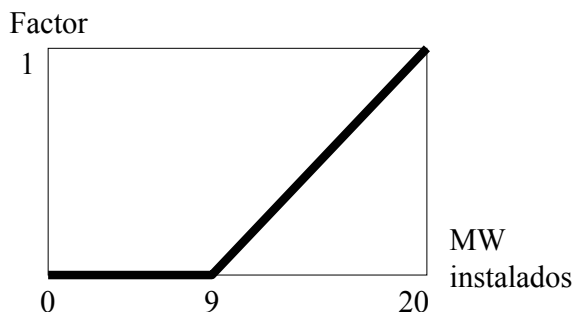
Regulación e Incentivos en Chile

En Chile, el estado como regulador ha operado tradicionalmente bajo el principio de neutralidad, esto quiere decir que no se privilegia a una fuente de generación por sobre otra. No obstante, en el último tiempo se ha intentado dar ciertas garantías e incentivos a las generadoras de pequeña escala - hasta 20 MW - lo que constituye una oportunidad para las fuentes no tradicionales.

Concretamente, en la Ley 19.940 del 2004 conocida como Ley Corta I, la cual modifica a la Ley General de Servicios Eléctricos DFL 1 de 1982 en sus artículos 71-7 y 91 se establece lo siguiente:

- ❖ Se asegura el derecho a la venta de energía y potencia en el mercado mayorista (spot) a cualquier generador independiente de su tamaño.
- ❖ Se establecen condiciones no discriminatorias para los pequeños generadores (menores a 9 MW) que participen en ese mercado, permitiéndoseles un tratamiento comercial simplificado (estabilización de precios).
- ❖ Se da certeza jurídica de acceso a las redes de distribución para evacuar la energía generada para generadores menores a 9MW.
- ❖ Se libera total o parcialmente del pago de peajes de transmisión troncal para las fuentes no convencionales menores a 20MW.

Figura 1.4: Factor de pago en peajes de transmisión para generadores ERNC de hasta 20 MW.



Fuente: Elaboración propia,

Además de la Ley Corta I existen otros incentivos económicos que subsidian parcial o totalmente estudios de factibilidad y prefactibilidad de proyectos de generación con energías renovables – siempre menores a 20 MW – distinguiendo los siguientes casos:*

- ❖ Para inversiones iguales o superiores a US\$ 400.000 e inferiores a US \$2.000.000, será de hasta 50% de su costo, con un tope máximo de \$5.000.000 por empresa.
- ❖ Si la inversión es igual o superior a US\$2.000.000, el subsidio será de hasta un 50% del costo del estudio, con un tope máximo de US\$50.000 por empresa.

Si consideramos una inversión de 50 millones de dólares (50 MW aprox.) este aporte, cercano al 0.1% del monto de la inversión a desembolsar, es marginal para una escala como la de los

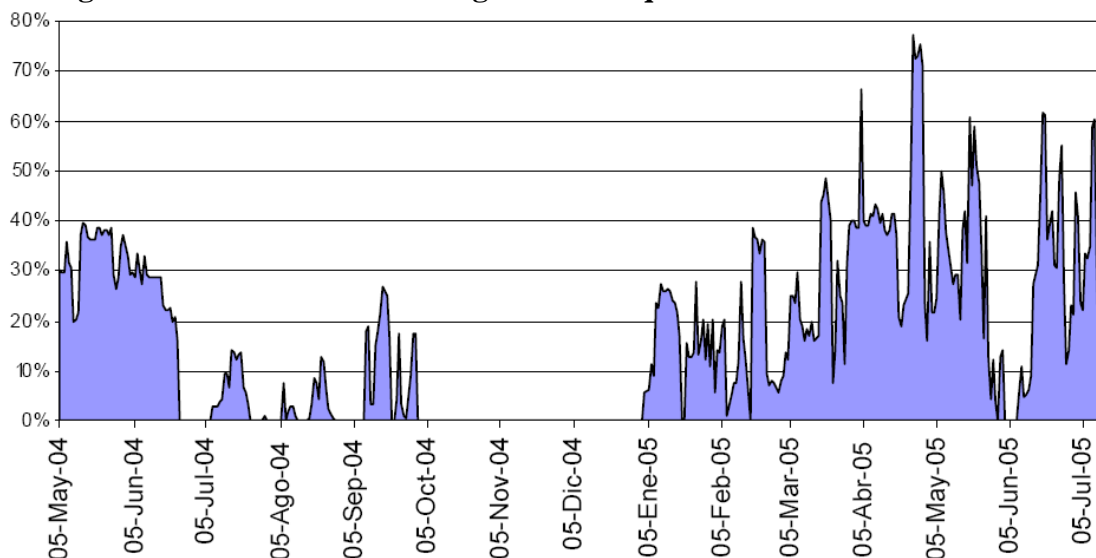
* Noticia publicada en la página de la CNE: http://www.cne.cl/noticias/electricidad/noti19_07_05.php.

parques eólicos que se instalan actualmente en el mundo y constituye más bien un aporte a la generación distribuida de pequeña escala.

Otra modificación a la normativa eléctrica es la Ley Corta II (Ley 20.018) que entró en vigencia en mayo del 2005. El principal objetivo de esta ley es enfrentar de mejor manera el efecto de los cortes de gas argentinos, estableciendo mecanismos que permitan asegurar la continuidad del suministro. Los aspectos centrales de la ley son:

- ❖ Introducción de un nuevo mecanismo de licitación de contratos de suministro por parte de las distribuidoras, para consumos de clientes regulados a partir de 2009, con condiciones de largo plazo y precio fijo. Para la primera licitación, el precio tendrá un límite máximo de 20% sobre el precio de nudo vigente. Si dicha licitación no es exitosa, el precio máximo puede ampliarse hasta 35%.
- ❖ Cambio en el mecanismo de ajuste del precio medio teórico estimado en el proceso de fijación de precios de nudo, ampliando la banda con que se ajusta el precio medio teórico* respecto del precio medio de mercado. Esta banda se amplió desde $\pm 5\%$ a un rango variable, con un máximo de $\pm 30\%$, esperando que con esto el sistema de precios tenga mayor flexibilidad y pueda reflejar los cambios en el mercado.
- ❖ Se elimina la falta de abastecimiento de gas natural importado como fuerza mayor y se imponen derechos de compensación.
- ❖ Se establece un período de transición, hasta el término del año 2008, durante el cual se compensará a las empresas generadoras que deben abastecer de energía a distribuidoras sin contratos de suministro. Los generadores recibirán pagos valorados a costo marginal, mientras que las distribuidoras seguirán pagando a precio de nudo, traspasando a sus clientes la diferencia entre ambos valores en contra o a favor de los clientes finales, dependiendo si el costo marginal está por sobre o bajo el precio de nudo.
- ❖ Permite a los generadores tomar medidas para reducir consumos de sus clientes de manera directa o a través de los distribuidores.

Figura 1.5: Cortes efectivos de gas sobre requerimientos normales en el SIC



Fuente: CNE

* Precio medio de nudo = $P_N \text{ Energía} + P_N \text{ Potencia} / 30 \times 24 \times \text{Factor de Carga del nudo}$.

La modificación más relevante para las ERNC aparecida en la Ley Corta II es la que establece la obligación de parte de las distribuidoras de suministrar hasta el 5% de la energía a sus clientes regulados proveniente de este tipo de fuentes, comprándola al *precio medio de largo plazo*, precio que se obtendrá a partir de las licitaciones y al cual podrán vender la energía los generadores de ERNC. Esta disposición asegura los ingresos de poco más de 110 MW que provengan de fuentes renovables de hasta 20 MW cada una, esto equivale a cerca de 230 MW instalados en energía eólica.

Podemos concluir del marco regulatorio que no existen incentivos especiales para la inserción de mediana o gran escala (mayor a los 20 MW que establece la ley) de energías renovables. Considerando que estas tecnologías se caracterizan por tener altos costos de inversión y bajos costos de operación, convendría estudiar con más detalle si la existencia de economías de escala que rentabilizarían la inversión de un parque multi-MW en los sistemas interconectados chilenos.

Central Alto Baguales: la experiencia eólica Chilena

En el sistema eléctrico de Aysen opera desde el año 2001 la única central eólica conectada a la red en Chile. El parque esta compuesto por tres turbinas aerogeneradores Vestas de 660 kW y aunque en un principio constituía el 11% de la capacidad instalada en generación, hoy representa el 6% del sistema de Aysen.

El costo de inversión fue de 1.300 US\$/kW y un problema importante fue traer una grúa pluma desde argentina para instalar las torres. Se estima un costo de operación entre los 55 y 60 US\$/MWh y un factor de planta cercano al 40%. Su operación reemplaza a centrales diesel principalmente despachándose prácticamente toda su energía. Sin embargo, desde la entrada de la central Lago Atravesado el año 2003 su operación ha sido restringida en algunos períodos.

El sistema de Aysen es administrado por la empresa eléctrica SAESA que es un monopolio en los segmentos de generación, transmisión y distribución. Bajo estas condiciones no existen pagos a la potencia firme sino que los cargos a los clientes finales son distribuidos internamente por la empresa. No obstante la CNE fija el precio de nudo que para octubre del 2005 fue de 10,98 US\$/MW la potencia y de 85,46 US\$/MWh para la energía, este último el más alto del país.

Capítulo 2: Aspectos Económicos de la Capacidad de Generación en Mercados Eléctricos

Para entender el valor económico de la capacidad en los mercados eléctricos debemos remontarnos al concepto de confiabilidad. La confiabilidad en el suministro ha sido una de las preocupaciones principales en el diseño de mercados eléctricos. Aunque la confiabilidad para el caso eléctrico tiene un enfoque particular, este concepto ha sido ampliamente usado en diversos tipos de sistemas productivos y ha dado origen a un desarrollo teórico precisamente denominado ‘teoría de la confiabilidad’ basado principalmente en la teoría de las probabilidades.

Una definición general para la confiabilidad es: *“La probabilidad de que un producto o sistema cumpla su función adecuadamente, por el tiempo propuesto y bajo las condiciones propuestas.”**

Se puede decir que la confiabilidad de un sistema eléctrico se relaciona con la entrega de un suministro continuo y con voltaje y frecuencia entre ciertos rangos establecidos. De esta forma se distinguen tres componentes de la confiabilidad, estos son: la suficiencia, la seguridad y la calidad.

Confiabilidad = Suficiencia + Seguridad + Calidad

- ❖ Suficiencia: capacidad que tiene el sistema de abastecer en su totalidad a una demanda creciente en el largo plazo.
- ❖ Seguridad: capacidad del sistema de reaccionar a contingencias de corto plazo.
- ❖ Calidad: capacidad del sistema de entregar el suministro en un voltaje y frecuencia utilizable.

Para medir el grado de confiabilidad se desarrollan distintos índices, usualmente probabilísticos, para distintas combinaciones de los niveles de generación, transmisión y distribución. Ejemplos de ellos son el LOLP, LOLE, LOEP, entre otros.**

Desde un punto de vista técnico, seguridad, calidad y suficiencia son relativamente independientes. Por ejemplo, un sistema con reserva de capacidad (suficiencia) consta con mayor flexibilidad para hacer frente a perturbaciones, sin embargo, aunque el sistema tenga un margen de reserva pequeño puede ser operado de manera segura aun en presencia de racionamiento y un sistema con amplio margen de reserva puede ser operado de forma insegura.

En general hay acuerdo en la literatura de considerar la seguridad como un bien público ya que posee comportamiento oportunista y externalidades debiendo ser manejada centralmente. Las diferencias comienzan al considerar la suficiencia como un bien público o privado. Por una parte, la suficiencia puede ser tratada como un bien privado, ya que es responsabilidad de los consumidores el asegurar su suministro mediante contratos a largo plazo. Esta es la principal razón que explica la existencia de comercializadoras de energía en algunos mercados eléctricos, entidades que procuran mantener abastecidos a sus consumidores en el tiempo. Por otro lado, el hecho de que no hay forma de discriminar si la energía que consumimos viene de un generador

* Endrenyi, J. 1978, “Reliability Modeling in Electric Power Systems”, John Wiley & Sons, New York.

** Para ver una descripción de algunos de estos índices ver el anexo 2.

que cumple con sus contratos o de uno que no lo hace nos dice que estamos en presencia de externalidades típicas de un bien público. Mas abajo veremos como distintas maneras de abordar el concepto de suficiencia ha llevado a la aparición de distintos modelos de mercado.

Existen dos formas principales de valorizar la confiabilidad: a través de los Servicios Complementarios (reserva en giro, control de frecuencia y de reactivos, entre otros) y asignándole un valor a la capacidad instalada. El interés de esta memoria está radicado en la valorización de la capacidad por lo que no se abordará el tema de los servicios complementarios y su respectivo mercado, en desarrollo en nuestro país, que se hace cargo de la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

En el resto del capítulo se explicará brevemente la teoría del Peak-Load Pricing, de la cual se originan los sistemas de tarificación eléctricos, y sus principales resultados, luego se desarrollará el concepto del pago por capacidad y se describirán distintos modelos de mercado para sistemas eléctricos internacionales.

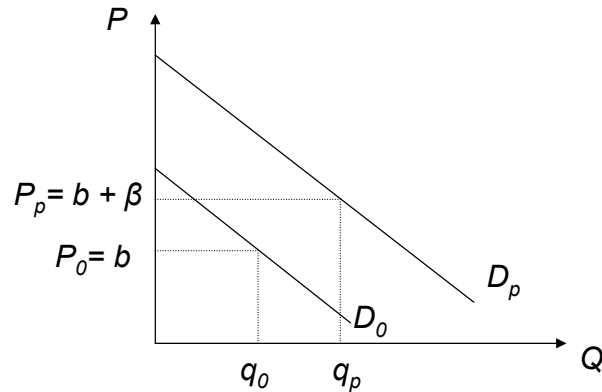
La Teoría del Peak-Load Pricing

Esta teoría surge como aplicación de la teoría de tarificación a costo marginal, respondiendo al problema de un operador de bienes no almacenables y de demanda cambiante que conllevan una utilización no uniforme de la capacidad. Ya que la capacidad tiene un costo en industrias como las telecomunicaciones, las aerolíneas y el suministro eléctrico, donde los productos solo pueden ser distinguidos según el tiempo en que fueron consumidos, se requieren de metodologías que permitan reducir el aumento de la demanda peak -aumento de precios- y suavizar la demanda en períodos fuera de punta.

Joskow (1976) en un intento por clasificar las distintas aristas de la teoría clasifica a las investigaciones como pertenecientes a tres corrientes:

- ❖ La corriente americana: representada en sus orígenes por Steiner (1957) quien mediante un análisis simplificado con una tecnología y dos demandas independientes y determinísticas. Las demandas son independientes en el sentido de que la cantidad demandada en un período no se ve afectada por el precio en el otro período. Steiner muestra que los precios que maximizan el bienestar corresponden al costo marginal de operación por unidad producida ($P_o=b$) para el período fuera de punta y a la suma de éste más el costo de proveer una unidad de capacidad, para el período de punta ($P_p = b + \beta$). En el análisis de Steiner se asume que la cantidad suficiente de capacidad va a estar disponible en el período de punta de manera de cubrir la totalidad de la demanda.

Figura 2.1: Teoría del Peak-Load Pricing tradicional, Steiner 1957



- ❖ La corriente británica: se relaja el supuesto americano de la tecnología homogénea, introduciendo distintas tecnologías que tengan costos de operación y de instalación diferentes. El análisis incorpora el concepto de despacho económico, es decir, en orden creciente según los costos marginales de generación incorporando las unidades de costos de operación más altos para satisfacer la demanda de punta. Se reconoce una cantidad eficiente de capacidad instalada según cada tecnología dada por la comparación entre sus costos de capital y de operación. Una mayor diversidad tecnológica lleva a menores precios para el período de punta y mayores precios fuera de punta, un resultado esperado si consideramos el interés inicial de suavizar el consumo.*
- ❖ La corriente francesa: desarrollada principalmente en la Electricité de France a la cual pertenecía Marcel Boiteux[†], es una síntesis de los planteamientos americanos y británicos y se le reconocen tres grandes aportes:
 1. La demanda eléctrica no solo es periódica sino también altamente incierta lo que conlleva al riesgo de que la oferta sea sobrepasada en ciertos momentos.
 2. La incertidumbre asociada a la oferta (indisponibilidad forzada de centrales) da origen a la operación de márgenes de reserva en los sistemas eléctricos que pretenden neutralizar el costo de racionamiento.
 3. Las tarifas para la distribución no obedecen a los mismos patrones usados para el análisis de la curva de carga del sistema a nivel de generación. A medida que se acerca el análisis de demanda eléctrica al consumidor final, el sistema se va desagregando y la carga obedece cada vez más a grupos pequeños de características específicas que requieren de un análisis diferente.

Estas tres escuelas han dado origen a todo un desarrollo teórico que todavía sigue en plena vigencia y que ha tenido una presencia importante en la hoy llamada restructuración de los mercados eléctricos. Si bien la teoría reconoce la incorporación de una componente de capacidad en la determinación del precio no se establece una regla de cómo distribuirla entre generadores ni entre los períodos de punta y fuera de punta. En la práctica encontramos diversas aproximaciones al problema del suministro y tarificación de la capacidad en distintos países cada una con un sustento teórico detrás. En lo que sigue revisaremos los principales elementos presentes en el

* Para una revisión más exhaustiva ver: Crew, M., Fernando, C. y Kleindorfer, P., (1995).

[†] De Marcel Boiteaux destaca en este aspecto "La tarificación des demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au cost marginal", 1949.

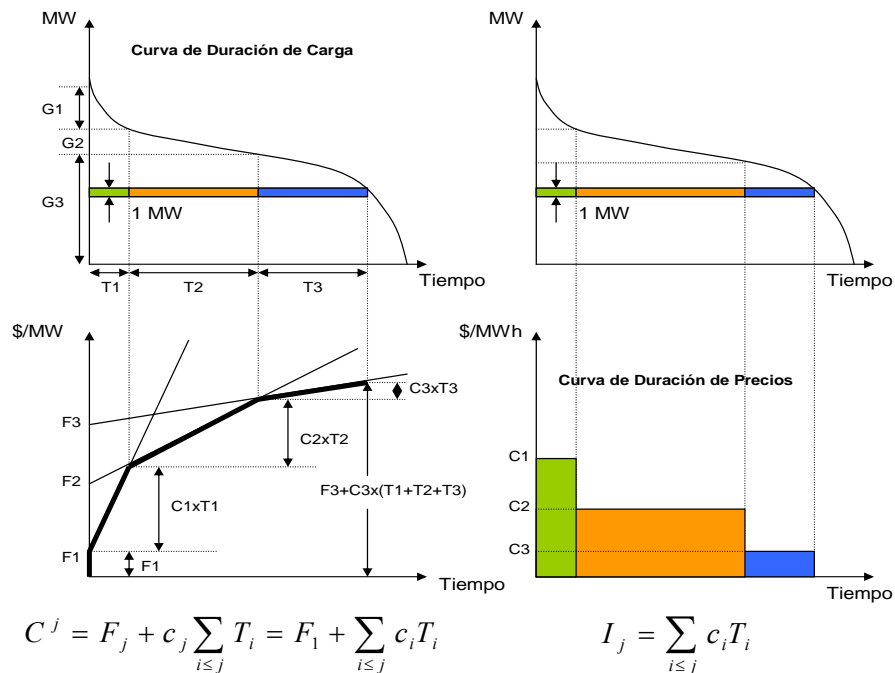
pago por capacidad (o de suficiencia) para luego mostrar brevemente algunos ejemplos de los distintos modelos existentes.*

Mecanismos de Pago a la Capacidad (MPC)

La tarificación de la energía según su costo marginal de generación se ha adoptado como el mecanismo de asignación de precios en los distintos modelos de mercados eléctricos, sin embargo, existen diferentes aproximaciones cuando se trata de cómo ha de remunerarse la capacidad. Como se discutió más arriba, el operador de un sistema eléctrico ha de cumplir con dos objetivos que por definición se contraponen: operar con el mayor grado de confiabilidad, para lo cual debe incentivar un margen de capacidad apropiado, operar al mínimo costo e incentivar una mezcla eficiente de tecnologías.

Según la teoría del peak-load pricing, el despacho ha de hacerse por mérito según el costo marginal del generador más caro que es necesario para abastecer la demanda en un momento dado. De esta forma para un parque generador compuesto por distintas tecnologías, el costo total de generación del sistema esta dado por la envolvente de la figura 2.2 (esquina inferior izquierda). Se aprecia claramente en la figura como el costo total del sistema es menor en presencia de varias tecnologías que tengan distintos costo de operación o de inversión a que si solo existiera una tecnología.

Figura 2.2: Costos e ingresos de generación por tecnología.



$I_j - C^j = F_1$, por cada MW generado existe una pérdida igual a F1 que de no ser compensada hará que los generadores no alcancen a cubrir sus costos de capital.

Fuente: Adaptado de Oren (2003).

* Se usará indistintamente los términos de capacidad y potencia para designar el bien que asigna un valor económico a una determinada cantidad de MW instalados y conectados a la red por contribuir a abastecer parcialmente la demanda por electricidad.

Los generadores al operar en el mercado mayorista –pool centralizado– hacen sus ofertas de precio y cantidad de una manera que refleja sus costos marginales de corto plazo. Por lo tanto, recibirán una contribución a su costo de capital si el precio de mercado está por sobre su oferta, es decir, un pago implícito a su capacidad. Sin embargo, debido a la fijación ordenada de precios en el sistema, cada generador quedará con un déficit al final del período de \$F1 por MW generado.

Esta situación crea incentivos para que los generadores hagan ofertas mayores a sus costos variables haciendo subir los precios de mercado ejerciendo, indistinguiblemente para el operador, un legítimo derecho a cubrir sus costos fijos o un indiscriminado poder de mercado. La alternativa de introducir un pago explícito a la capacidad permite a los inversionistas en generación disminuir el riesgo de cubrir sus costos de capital lo cual tiene como principal efecto estabilizar el precio en los períodos donde existe mayor incertidumbre acerca de si la demanda será cubierta por la capacidad disponible.

Bajo un escenario de planificación centralizada, la cantidad de capacidad en el sistema era fijada por el operador minimizando los costos totales de abastecer la demanda. Mediante programas de optimización se lograba encontrar la mezcla óptima de tecnologías y su ubicación en el sistema. En el caso competitivo la clave para la planificación en generación son los precios esperados de la energía, de la capacidad y de los SSCC, estos últimos, cuando existan.

Estas dos posibilidades son las que dan origen a los distintos modelos de mercado en los cuales el regulador interviene en términos de **cantidad** a suministrar, imponiendo obligaciones y delegando la responsabilidad en las comercializadoras, o bien fijando **precios** a la capacidad que permitan remunerarla y confiar en que las compañías de generación proveerán de la inversión necesaria para el sistema.

Si bien, cualquiera sea el modelo de mercado adoptado, siempre existe un pago a la capacidad, entre las ventajas de un mecanismo explícito podemos encontrar las siguientes:

- ❖ Disminuye el riesgo en generación ya que permite hacer proyecciones de ingresos al inversionista en generación lo cual disminuye su riesgo y por ende su costo de capital. Un menor costo de capital va a beneficiar finalmente a los consumidores.
- ❖ Menor intervención del mercado. El hecho de que los precios no suban excesivamente debido al alza provocada por los generadores de punta en períodos de stress de la capacidad hace menos necesaria la intervención política o del regulador.
- ❖ Mejora la competencia. Un pago transparente y apropiadamente diseñado reduce el ejercicio de poder de mercado.
- ❖ Mejora la eficiencia al incentivar una adecuada mezcla tecnológica que da las señales correctas de entrada y salida del mercado.

Un adecuado MPC debiera contestar las siguientes preguntas:

1. ¿Cómo determinar el valor del pago a la capacidad y por qué?

2. ¿Cuáles unidades generadoras debieran acceder a pagos explícitos y por qué?
3. ¿Debiera incluirse a fuentes intermitentes como el viento? ¿En caso afirmativo, qué capacidad asignar y por qué?

Modelos de Mercados Eléctricos

Mercados de energía únicamente

Este modelo ha sido adoptado en el NordPool (anillo energético entre Suecia, Dinamarca, Finlandia y Noruega), en el Victoria pool de Australia y originalmente en California hasta la crisis del 2001.

Los generadores en estos mercados hacen sus ofertas en cada hora y si están por debajo del precio spot de referencia son despachados. Las ganancias para el pago por capacidad en este caso son obtenidas de la diferencia entre el precio spot de referencia y el del generador.

Tabla 2.1: NordPool a fines del año 2003

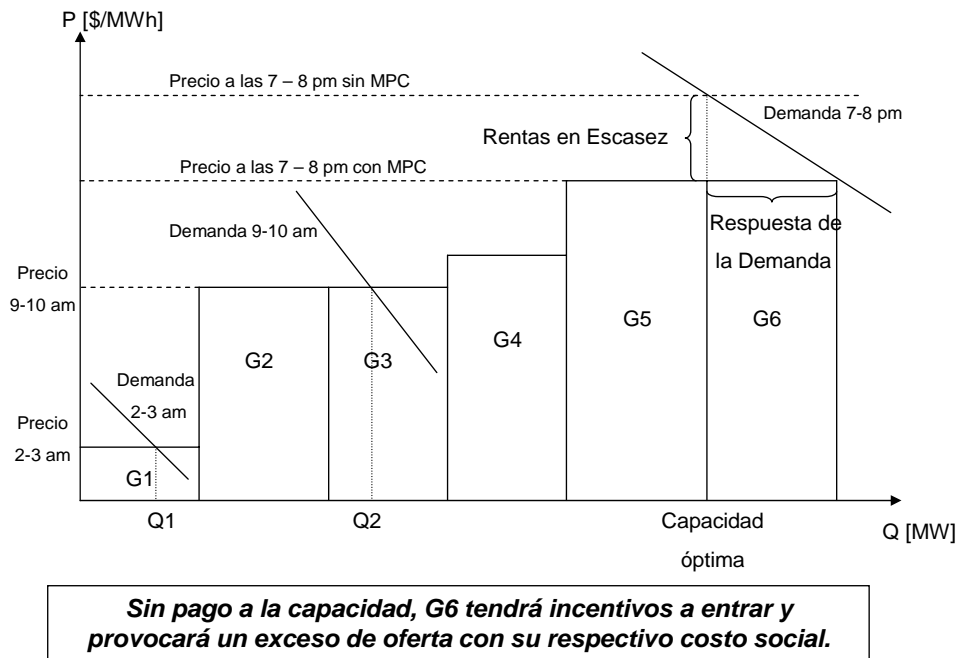
País	Noruega	Finlandia	Dinamarca	Suecia
Superficie (miles de km ²)	324	337	43	449
Población (millones)	4.6	5.2	5.4	9
Consumo (TWh)	115	85	35	145.5
Generación (TWh)	107	80	44	132.5
Principales Fuentes				
Hidro	99%	12%	-	40%
Térmica	1%	61%	87%	11%
Nuclear	-	27%	-	49%
Eólica	-	-	13%	-

Fuente: www.nordpool.no

El sustento teórico de este modelo de mercado está dado por el supuesto de elasticidad de la demanda. El alza de precios debido a la escasez de oferta (a la derecha de la figura 2.3) hace reaccionar a la demanda y reducir su consumo de manera que la oferta disponible es suficiente para abastecer a la totalidad de la energía demandada. Por su parte, el aumento en el precio es tal que permite a los generadores recuperar sus costos fijos.

No obstante, el incentivo para que los consumidores ajusten su consumo a la oferta disponible ha demostrado no ser un mecanismo de acción inmediata en todos los mercados aumentando los riesgos de falla o sobre instalación en el sistema. Puede ser que el aumento de precios se transforme en un incentivo para la entrada de nuevos generadores (GEN 6 en la figura 2.3) produciéndose una sobreoferta que tiene un costo social asociado al consumidor. Además, ante un alza de precios tampoco es directo, para el regulador, inferir si se trata de una situación de escasez o del ejercicio de poder de mercado de los generadores. Todo esto se traduce en un costo social que, en términos de la figura 2.3, está dado por la entrada del nuevo generador que hará todo lo posible para que el precio se mantenga lo más alto posible para así poder cubrir su costo de capital.

Figura 2.3: Capacidad y precios en el equilibrio de largo plazo.



Fuente: Oren (2003).

En estos mercados, el productor de energía eólica tendrá que hacer pronósticos de su generación para hacer sus ofertas y por ende a sus ingresos de venta de energía se le restarán los costos de la potencia necesaria para balancear sus obligaciones. Sin embargo, puede ser que en una hora determinada su generación sea mayor que lo pronosticado aportando potencia al sistema y recibirá un beneficio una vez efectuado el balance del sistema.

Mercados de Energía con Pagos a la Capacidad

En la práctica, el número de horas que la demanda de energía superaría a la oferta del sistema sigue un proceso estocástico que obedece a la incertidumbre de la demanda, de la indisponibilidad de las centrales y a otros factores difíciles de predecir como los carteles u otras formas de intervención en los mercados de los combustibles fósiles. En ausencia de una demanda elástica en el corto plazo, toda esta incertidumbre se traduce en un riesgo mayor para el inversionista en generación quien no tiene certeza en recuperar sus costos de capital. Para evitar el racionamiento y mantener los adecuados niveles de confiabilidad se introduce un pago explícito a la capacidad que, a fin de cuentas, es traspasado a los consumidores. Si bien la expectativa de los generadores de recibir un pago por capacidad puede ser un indicador eficaz a

la hora de incentivar la entrada/salida del mercado de generadores, no es por sí solo un mecanismo eficiente en lograr la mezcla tecnológica que asigne el menor costo al sistema.

Este hecho ha sido abordado en algunos países como Gran Bretaña, España y países Latinoamericanos como Chile, Perú, Argentina y Colombia introduciendo distintos mecanismos explícitos de pago a la capacidad. Para determinar este pago, el operador fija un monto a repartir y las centrales susceptibles a recibirlo mediante alguna metodología de asignación. A continuación algunos ejemplos:

Colombia. En el sistema interconectado nacional (SIN) de Colombia existe un pago explícito a la capacidad que se denomina *Cargo de Capacidad*. Este cargo depende del despacho y puede significar un beneficio o un costo para el generador según sea su desempeño con respecto al esperado para el mes. La oferta de precios del generador j en el mercado mayorista incluye un componente de capacidad según valor esperado remunerable de su capacidad y, a fin de mes, se hace un balance real de su aporte a la capacidad que puede significar un ingreso adicional o un costo para el generador. En suma el generador recibe en un mes:

Figura 2.4: Cargo de Capacidad en Colombia

$$F_j = \underbrace{\frac{CRT_j \times VMC}{GE}}_{\text{Precio fijado a principios de mes e incorporado al precio de bolsa}} \times G_j + \underbrace{\left(CRR_j - \frac{CRR \times G_j}{G} \right)}_{\text{Balance hecho a fin de mes. Puede significar un costo o un beneficio.}} \times VMC$$

Donde:

- ❖ $CRR_j = \min\{CRT_j, CDR_j\}$: es la capacidad remunerable real del generador j dada por el mínimo entre la capacidad remunerable teórica ($CRT_j = \text{Promedio de la potencia esperada que aportará mensualmente el generador } j \text{ por estación —invierno o verano— para abastecer al 105\% de la demanda}$) y la capacidad disponible real ($CDR_j = \text{Potencia nominal } \times \text{ disponibilidad comercial según su facturación en el mes}$). Además, $CRR = \sum CRR_j$ es la capacidad remunerable real del sistema.
- ❖ G_j : es la generación real del generador en kWh en el mes estimada con las ventas menos las compras en bolsa más las ventas por contratos. Además, GE es la generación esperada total para el mes y la generación real total del sistema en el mes es: $G = \sum G_j$.
- ❖ VMC : es el valor mensual del cargo y equivale al costo fijo de suministrar una unidad adicional de punta (turbina a gas) y toma el valor de 5,25 \$US/kW/mes.

Argentina. El costo monómico de la energía en Argentina es el más alto de la región y una posible explicación es el elevado pago a la capacidad. El pago por capacidad esta dividido en dos:

el pago a la potencia puesta a disposición (PPAD) que remunera tanto a centrales térmicas como hidráulicas por la disponibilidad para operar y es independiente del despacho, y la potencia de reserva (PRES) que se efectúa a algunas maquinas térmicas que están listas para entrar en servicio en menos de veinte minutos y que sí es dependiente del despacho. La capacidad se remunera en días hábiles en las horas de punta (9.00 a 24.00) y tiene la siguiente expresión:

$$F_j = PV_j \times \$PPAD \times NHV + \$PRES \times PVRES$$

Donde:

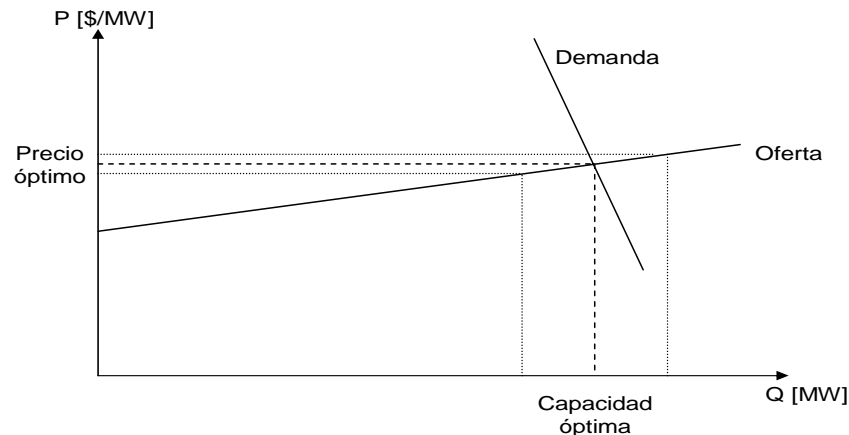
- ❖ PV_j : es la potencia vendida en el mes.
- ❖ $\$PPAD$: precio de la potencia puesta a disposición equivale a el precio de base ($\$PBASE$) más el precio de confiabilidad ($\$PCONF$) y es de 10 \$US/MW.
- ❖ NHV : es el número de horas del mes en que vendió potencia.
- ❖ $\$PRES$: es el precio de la reserva que equivale al costo de operación de la máquina más cara elegida como reserva.
- ❖ $PVRES$: es la cantidad de potencia vendida como reserva, cuando corresponda. Es definido semanalmente y toma valores menores o iguales a 10 US\$/MW.

Mercados separados de Energía y Capacidad

En el sistema de Pensilvania, Maryland y Jersey (PJM) y el de New England, ambos en los Estados Unidos, las comercializadoras o entidades de servicio de carga (Load Serving Entities) tienen obligaciones de cumplir sus compromisos de abastecimiento, lo que las obliga a invertir en capacidad. De esta manera el regulador delega la responsabilidad en ellas por la posible escasez de suficiencia en el sistema.

Esta obligación está basada en el hecho de que la curva de oferta de largo plazo de la capacidad es relativamente plana y que en presencia de una demanda inelástica es menos costoso, por sus implicancias monetarias, regular la suficiencia del sistema mediante un control de la cantidad instalada a que hacerlo mediante fijaciones de precios que puedan tener altos costos sociales (Figura 2.5).

Figura 2.5: Implicancias de fijar precio o cantidad considerando el largo plazo.



Una pequeña desviación del precio correcto tiene un gran costo en términos de sobre o sub inversión.

Fuente: Oren (2003).

Una de las principales críticas a los mercados de capacidad es su desconexión con el mercado de la energía y el resultado fundamental que se obtiene de la teoría del peak-load pricing. En un equilibrio de largo plazo el costo social de la demanda insatisfecha debería reflejar el costo de añadir una unidad de punta, sin embargo, la programación de los márgenes de reserva se ha hecho tradicionalmente usando métodos de simulación basados en pronósticos de carga, el cálculo de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y estimaciones del valor de pérdida de carga VOLL (Value of Lost Load)* mediante cálculos simplificados que pueden no captar variables como el ejercicio de poder de mercado, incentivos ineficientes, entre otros. Por consiguiente, se pueden producir precios que no estén en equilibrio con los precios de la energía y que obedezcan más bien a una demanda inflada que no reflejen acertadamente los cambios en el mercado produciendo un exceso de capacidad instalada con su respectivo costo social por sobre-inversión.

* En Chile a este valor se le conoce como *costo de falla* y la CNE lo calcula en cada fijación del precio de nudo. En octubre del 2005 el costo de falla de generación valía US\$/MWh 453 para una profundidad de falla del 20% de la demanda.

Capítulo 3: El valor de la Capacidad Eólica

Las mejoras tecnológicas, la disminución de costos y la promoción de la energía eólica mediante distintos mecanismos de intervención del mercado, ha permitido la instalación de esta tecnología en sitios con distintos niveles de presencia del recurso viento. La naturaleza intermitente del viento, con ciclos de minutos, dificulta el cálculo de un valor único atribuible a la capacidad eólica, a diferencia del caso de las energías tradicionales. Aunque en un principio no se le atribuía un valor a la capacidad eólica, hoy se acepta en la literatura y en los principales sistemas eléctricos en el mundo que sí tiene un valor para el sistema aunque no existe un solo método para determinarlo.

Cuando una nueva central se incorpora al sistema produce efectos de corto y largo plazo, estos efectos naturalmente traen costos y beneficios al sistema. Además del costo directo de producir la energía con la nueva central, se debe incurrir en costos indirectos que contemplan la inversión en transmisión, los esfuerzos de marketing por captar contratos y los costos de integración al sistema. Los costos de integración describen los efectos de corto y de largo plazo y han sido tratados típicamente según tres componentes:*

- ❖ Crédito de Capacidad (*Capacity Credit*): estima el aporte a la confiabilidad de largo plazo (suficiencia) del generador o conjunto de generadores incorporados.
- ❖ Costos de Regulación: asociados a las fluctuaciones minuto a minuto de la energía producida y sus efectos en la estabilidad del sistema (seguridad y calidad).
- ❖ Seguimiento de Carga (*Load Following*): mide el efecto del generador en el mercado de energía de corto plazo analizando los perfiles de consumo en un horizonte de minutos a horas. A diferencia del caso de la regulación los cambios de consumo están altamente correlacionados entre consumidores y siguen un patrón diario que permiten al operador generar pronósticos de carga.

Para efectos de este trabajo solo se considerará el crédito de capacidad pues la potencia firme en Chile, según se verá posteriormente, tiende a relacionarse con concepto de suficiencia.

Algunos conceptos que se utilizarán para comprender el valor de la capacidad eólica son los siguientes:

- ❖ **Capacidad firme:** es la cantidad mínima de energía eólica que esta presente todo el tiempo en la red o al menos con una probabilidad igual a la de un generador de combustible fósil. Destacan los resultados de Landberg** que estimó que el 2% del tiempo no existe producción de energía eólica en toda Europa.
- ❖ **Factor de Carga o de Capacidad:** también conocido como factor de planta, es la fracción porcentual entre la energía producida y la nominal para un determinado período de tiempo. Depende de la presencia del recurso en un determinado período y de la tecnología utilizada. Típicamente toma valores entre el 20-50%.

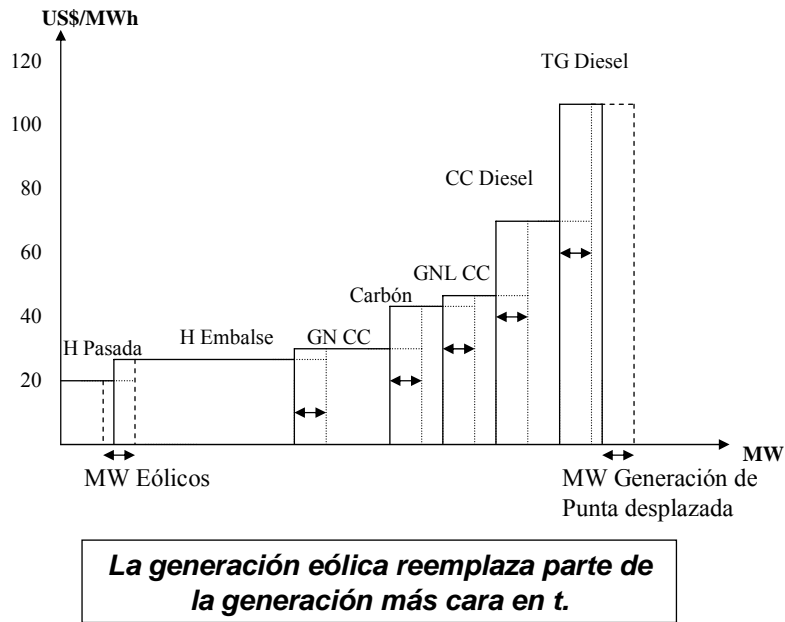
* Extraídos de Milligan *et al.* (2004) “California Renewable Portfolio Standard Renewable Generation Integration Cost Analysis: Phase III Recommendations for Implementation” preparado por la California Wind Energy Collaborative para la California Energy Commission.

** Giebel, 2006.

El crédito de capacidad ha sido abordado según dos metodologías principalmente. La primera, que se relaciona directamente con la suficiencia, pretende estimar la cantidad de capacidad de generación convencional que se puede reemplazar en un horizonte de mediano o largo plazo mediante capacidad eólica para un mismo nivel de riesgo en el sistema (típicamente un valor del LOLE de un día en 10 años); la segunda intenta calcular el valor ahorrado en términos de costos de combustible al utilizar la energía eólica, el cual es mayor en cuanto mayor sea el costo variable de la unidad marginal desplazada.

El concepto, sin embargo, tiene sus limitaciones. La elección de una tecnología de comparación requiere de una adecuada justificación y está sujeta a una visión particular acerca de la tecnología en expansión del sistema, pronósticos de los precios de combustibles, innovaciones tecnológicas, poder de mercado y de la legislación en el sector. Por lo demás, los criterios de confiabilidad pueden variar según la composición de la matriz energética de cada sistema. Todos estos factores hacen que lo que el valor de crédito de capacidad basado en una unidad de referencia sea difícil de utilizar como medida absoluta de comparación entre los distintos sistemas.

Figura 3.1: Inserción de la energía eólica en el despacho.



Fuente: Elaboración propia.

Desde un punto de vista del ahorro generado por cada MW adicional, se considera que la energía eólica va disminuyendo su valor económico a medida que aumenta la penetración ya que con cada MW eólico disminuyen los costos de generación según el orden decreciente de mérito económico de la tecnología reemplazada. Esto sugiere que para un costo fijo determinado de suministrar un MW eólico existe una cantidad óptima de penetración para una configuración dada del parque generador. En el óptimo la generación eólica reemplaza principalmente a plantas que operan en base sin capacidad de regulación haciendo que la curva de oferta según costo marginal sea más inclinada hacia la demanda máxima.

En esta misma línea, los estudios que analizan la distinta penetración de la energía eólica –como porcentaje de la generación anual de energía– presentan interesantes resultados para su valor de

capacidad. Cuando la penetración es menor al 5% el crédito de capacidad es cercano al factor de planta y para sistemas con más de un 40% de generación eólica este valor corresponde a una constante que se encuentra entre el LOLP, sin considerar la generación eólica, y la probabilidad de que no se genere energía del viento (típicamente entre el 10-15%). Por su parte, la correlación entre el viento y el perfil de la demanda de energía puede hacer aumentar el valor del crédito de capacidad eólico en un 20%, al igual que una diversificación eficiente de parques eólicos de un solo sitio a otro.*

Por otro lado, un estudio llevado a cabo por la European Wind Energy Association (EWEA) afirma que el rango de factores de planta anual de los parques eólicos es entre 25% y 40%. A partir del reporte anual de esta asociación se puede estimar de manera gruesa el factor de planta eólico global que fue de un 24% en el año 2004. Un resumen de la situación para los países miembros de la EWEA en el año 2004 y una estimación de su factor de planta se aprecia en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Estimando el factor de planta por país

País	Capacidad Acumulada a fines del 2004 (MW)	Costa Afuera 2004 (MW)	Costa Adentro 2004 (MW)	Turbinas Instaladas el 2004 (#)	Tamaño Promedio Turbinas Nuevas (kW)	Generación Eólica el 2004 (GWh)	Factor de Planta Anual 2004 (*) (%)
Australia	380	-	182	288	1.780	-	-
Canada	444	-	127	535	1.280	<i>1.361</i>	35%
Dinamarca	3.118	406	3	5.389	817	6.580	24%
Finlandia	82	-	35	-	-	120	17%
Alemania	16.629	-	2.020	16.543	1.696	-	-
Grecia	468	-	43.6	812	-	990	24%
Irlanda	260,2	25.2	71.2	321	1.000	-	-
Italia	1.265	-	357	1.880	918	1.837	17%
Japón	940	-	434	-	-	988	12%
México	2,2	-	-	-	-	-	-
Holanda	1.072	-	167	1.686	1.203	<i>1.853</i>	20%
Nueva Zelanda	168	-	132.1	175	1.100	155	11%
Noruega	160	-	60	-	-	-	-
Portugal	562	-	264	513	1.780	<i>1.292</i>	26%
España	8.263	-	2.061	-	1.060	<i>14.178</i>	20%
Suecia	442	22,5	38	719	971	772	20%
Suiza	8,9	-	3,5	23	1.750	6	8%
Gran Bretaña	900,8	123,8	253,2	1.191	1.710	1.286	16%
EUA	6.740	-	359	-	1.200	<i>19.600</i>	33%
TOTAL	41.905	577,5	6.610	30.075	1.290	51.018	24%

(*) Estimación propia en base a los datos del IEA: Generación / (Capacidad Acumulada x 8,76).

Fuente: International Energy Agency (2005). Las cifras en itálicas son estimaciones de la IEA. Ninguno o no disponibilidad de datos es señalado con “-”.

* Diesendorf, M., B. Martin, and J. Carlin: “The Economic Value of Wind Power in Electricity Grids”. Proceedings of the International Colloquium on Wind Energy, Brighton (UK), 1981, p. 127-132.

A continuación se muestran algunos de los métodos y resultados más usados en la práctica para determinar el valor de la capacidad eólica por los principales operadores eléctricos de los Estados Unidos y Europa.

Estados Unidos de América (EUA)

En los EUA el método por excelencia para valorar la capacidad eólica es el Effective Load Carrying Capability (ELCC), o mejor dicho, variaciones del método general que fue planteado por Garver en 1966. A grandes rasgos, el método consiste en estimar una potencia equivalente de la nueva central con respecto a una unidad de comparación, para un mismo nivel de riesgo.

Para calcular el ELCC se requiere una base de datos con la demanda de carga a nivel horario y las características del parque generador. Para generadores convencionales, capacidad nominal, tasa de indisponibilidad forzada y mantenimientos programados. Para generadores intermitentes como los eólicos, se necesita de un año mínimo de estadísticas de generación. Además se necesita de una unidad de comparación o benchmark que comúnmente es una central a gas de ciclo combinado valores de indisponibilidad forzada cercanos al 5% y una tasa de mantenimiento del 6%.

Los pasos para calcular la capacidad equivalente mediante ELCC son:

1. Sin el generador de interés ni el de comparación, calcular el LOLP para cada una de las horas consideradas. La suma de los LOLP para todas las horas equivale al LOLE.
2. Incorporar el generador de interés y recalculer el LOLE, que obviamente debiera bajar por el aporte de suficiencia del generador. Se anota el nuevo valor y se saca al generador.
3. Se incorpora a la central de comparación o benchmark mediante pequeños incrementos de capacidad hasta que el LOLE con esta unidad alcanza al que se obtuvo con la central intermitente. Se anota la capacidad de la unidad de comparación y esa capacidad corresponde al ELCC del generador intermitente.

Es importante notar que de esta manera se obtiene la capacidad equivalente del generador intermitente que computa **el mismo riesgo** que la unidad de comparación. Los índices probabilísticos operan en términos de valor esperado, es decir, ex-ante y requieren de un apropiado margen de reserva que permita respaldar el sistema en caso de que algunas centrales no estén disponibles cuando se necesiten. En los EUA este margen está entre el 15% y 20% de la demanda máxima proyectada

Tabla 3.2: Valor de la Capacidad Eólica en los EUA.

Región / Operador	Método	Capacidad Eólica	Observaciones
CA / CEC	ELCC	20% - 25%	Basado en el 10% de las horas de mayor demanda para lograr el RPS (20% de fuentes de ERNC).
PJM	Período de Punta	20% o factor de planta, cuando existe	Factor de planta usando el promedio móvil de 3 años del período de punta: Junio a Agosto, 3pm a 7pm.
ERCOT	10%	2%	Posiblemente cambiará al factor de planta del período de punta, Julio – Agosto, 4pm a 6pm.

MN / DOC / Xcel	ELCC	26% - 34%	Utiliza simulación de Monte Carlo para incluir la variación interanual.
GE / NYSERDA	ELCC	10% en tierra 40% en el mar	Se encuentra que usar el factor de planta del período de punta Junio a Agosto de 1pm a 4pm, es una buena aproximación para las terrestres.
CO PUC / Xcel	ELCC	10% -30%	PUC decidió un 30% y Xcel un 10%.
RMATS	Regla de la experiencia	20% para todos los sitios	Simplificación que no considera las diferencias entre sitios.
PacifiCorp	ELCC	20%	Utiliza simulación de Monte Carlo para incluir la variación interanual.
MAPP	Período de Punta	-	Mensualmente se calcula la mediana de un periodo de 4 horas contiguo al peak del mes.
PGE	-	33%	Se asumió este factor por no poseer datos.
Idaho Power	Período de Punta	5%	Estimación para el 70 % del tiempo entre las 4pm y las 8pm para el mes de julio.
PSE y Avista	Período de Punta	Menos del 20% o 2/3 del factor de planta en enero	En revisión para ser modificado.
SPP	Período de Punta	3% - 8%	El valor que es excedido el 85% del tiempo en el 10% de las horas de mayor demanda del mes

Fuente: Adaptado de Milligan, M. (2005).

Unión Europea (UE)

El estudio más completo que existe con respecto a la estimación de la capacidad eólica en Europa es el “Wind Power Penetration Study” del año 1992, que determinó la capacidad crediticia y la penetración óptima en cada uno de los sistemas eléctricos de los 12 países que en ese entonces eran miembros de la comunidad europea. Los principales resultados de ese y más de cincuenta otros estudios que avalan el crédito de capacidad eólico fueron recopilados por Gregor Giebel en un recopilación aparecida el 2005 “Wind Power has a Capacity Credit, A Catalogue of 50+ Supporting Studies”. De este último artículo destacan los siguientes resultados:

Tabla 3.3: Crédito de Capacidad Eólica en países europeos.

<i>País</i>	<i>Penetración</i>	<i>Crédito de Capacidad (% de la potencia instalada)</i>	<i>Observaciones</i>
Irlanda	0-4000 MW	30-5% para un parque aislado 30-9% para un conjunto de parques	Se usó una metodología basada en el LOLE.
Inglaterra y Gales	2, 5, 10 y 15% de la demanda	31, 25,6, 19,4 y 15,6%, respectivamente	Solo se consideraron plantas en tierra
Portugal	3, 6 y 9%	36,5, 28,9 y 22,9%	La unidad de comparación usada fue una planta a carbón con una indisponibilidad forzada del 17%
Dinamarca	5, 10 y 15%	30, 25 y 20%	Actualmente existe una penetración de más del 20% del total de la demanda.
Grecia	2,5, 5, 10 y 15% de la demanda	38, 27, 20 y 17 %, respectivamente.	Se asumieron factores de planta altos (49,5, 45, 41,3, y 32,3 %) lo que explica los valores obtenidos.
Holanda	5 y 15% de 16 GW.	20 y 13%, respectivamente.	La generación eólica desplaza principalmente a centrales en base en un sistema que no tiene almacenamiento de energía.
Alemania	0-20%	24% a 5% de penetración y 10% a 20% de penetración.	El estudio se realizó para tres estados.
Italia	0.5%	22%	El estudio se hizo en las zonas ventosas donde la penetración representaba el 2,5%
España	1,5, 5, 10 y 15%	10, 16,8, 15 y 15,6%	El hecho que sea creciente se explica por la discretización de generadores reemplazados.

Capítulo 4: Estimación de la Suficiencia Eólica en el SIC

El pago a la capacidad chileno se realiza mediante distintos mecanismos que comprenden principalmente las variables de seguridad y suficiencia. La primera es tranzada, a través de un incipiente mercado de servicios complementarios y la segunda –la cual se considera en este estudio– mediante el llamado pago por *potencia firme*.

La autoridad energética representada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el informe de precio de nudo fija cada seis meses el valor monetario de la potencia (W) que equivale al costo de añadir una turbina a gas diesel considerando los costos de inversión siguientes: C_{tg} en la turbina y en línea de transmisión, C_L para conectarla a la red, C_{op} su costo de operación, un factor asociado al margen de reserva teórico necesario a para mantener un cierto nivel de confiabilidad con este tipo de turbinas y un factor asociado a las pérdidas de transmisión b . El valor de la potencia se expresa entonces así:

$$W(\$/kW/año) = (C_{tg} \times r_{T,r} + C_L \times r_{L,r} + C_{op})(1 + a)(1 + b)$$

Donde $r_{T,r}$ es el factor de recuperación del capital mensualizado para 18 años con una tasa de descuento equivalente al 10% anual. Para la última fijación de octubre del 2005 este valor calculado para el nudo de Polpaico fue de: $W = (493,880 \times 0,009723 + 18,58 \times 0,009723 + 1,1926)(1 + 0,1176)(1 + 0,01) = 6,9704$ US\$/kW/mes o en pesos chilenos, $W = 6,9704 \times 536,7 = 3.741$ \$/kW/mes.

Definido el valor monetario de una unidad de potencia, el monto total a repartir entre las generadoras para remunerar sus costos fijos de instalación de capacidad está dado por W veces la Demanda máxima esperada para este año ($W \times D_{max}$ [\$/ año]). De esta forma, el regulador financia los MW necesarios para cubrir la demanda del sistema en todo momento, esperando evitar la sobreinstalación al no pagar más que la demanda máxima por un lado y dando las señales económicas para que el parque generador tenga la capacidad suficiente para cubrir esta demanda asegurando el pago y con esto incentivando a la inversión.

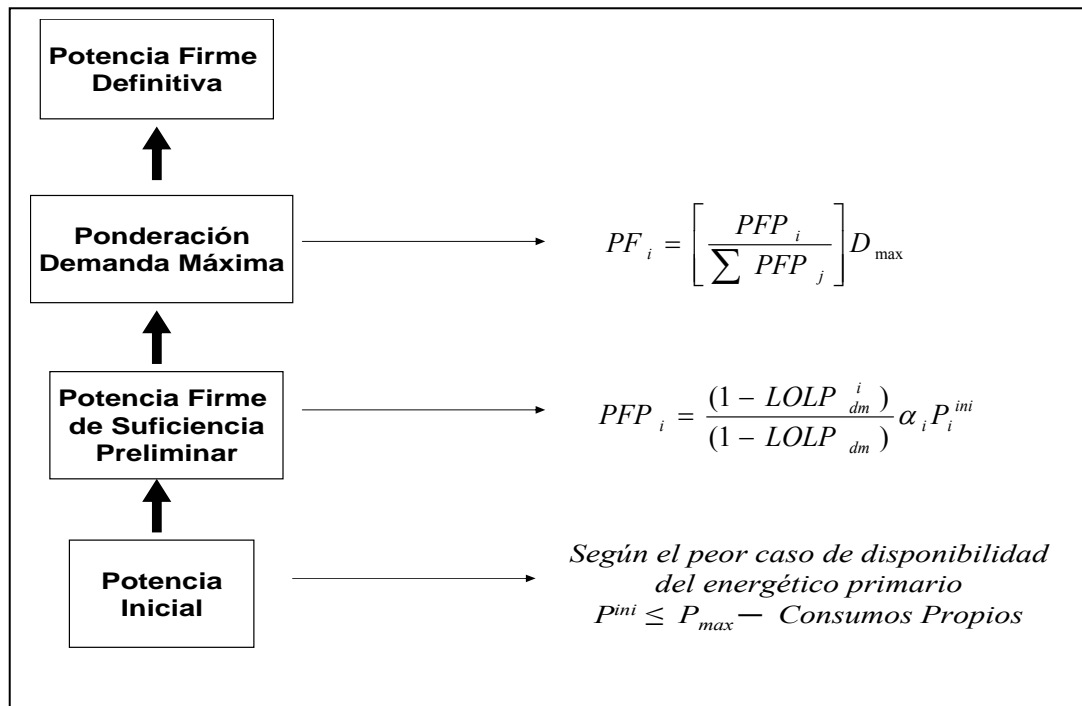
La manera de definir el tamaño de la torta a repartir entre los generadores en Chile, calza perfectamente con la teoría económica del pago por capacidad, sin embargo, esta teoría no indica como asignar la repartición de la torta teniendo el regulador que establecer sus propios criterios de asignación. En Chile la asignación de cuantos MW remunerar por cada generador obedece principalmente a la disponibilidad de servicio, esto es, a la posibilidad mecánica de estar disponible cuando el sistema lo necesite. Este principio tiene un inconveniente fundamental que es que no incentiva una mezcla eficiente de tecnologías que permitan minimizar el costo de la energía despachada. Por ejemplo, existen centrales que no son despachadas durante el año debido a su alto costo de energía y tienen un pago por potencia relativamente alto ya que estuvieron disponibles cerca del 100% del tiempo. Como vimos antes (sección de los mecanismos de pago por capacidad), cada MW suministrado a costo marginal queda con un déficit igual al costo fijo de una unidad de punta. Luego, la metodología de asignación chilena al premiar la disponibilidad mecánica no constituye un incentivo a la eficiencia al no retribuir los mega watts efectivamente utilizados para cubrir la demanda.

El Cálculo de la Potencia Firme

La potencia firme tradicionalmente ha sido calculada en Chile considerando a la suficiencia y seguridad, sin embargo, según lo conversado con expertos, esto está cambiando y para fines de este estudio consideraremos que la componente que define la potencia firme de cada central es la de suficiencia. De hecho, en el proyecto de nuevo reglamento para las transferencias de potencia entre generadores de la CNE se propone reemplazar el término “firme” por el de “suficiencia” para todos los efectos de la remuneración de esta. Los factores típicamente asociados a la seguridad como el tiempo de partida y el tiempo de toma de carga se abordarán en el futuro separadamente vía servicios complementarios.

La suficiencia tiene una componente individual y una sistémica. El cálculo a su vez, tiene dos etapas: primero, el cálculo de la potencia firme preliminar, que incluye ambos aspectos, el individual en el cálculo de la potencia inicial y el sistémico en la determinación de la potencia firme de suficiencia de la unidad generadora, y, en segundo lugar, una ponderación de la potencia firme preliminar por la demanda máxima del sistema. En otras palabras, la potencia firme definitiva de una central corresponde a una fracción de la demanda máxima que representa el aporte del generador en el período de punta.

Figura 4.1: Etapas en el cálculo de la potencia firme



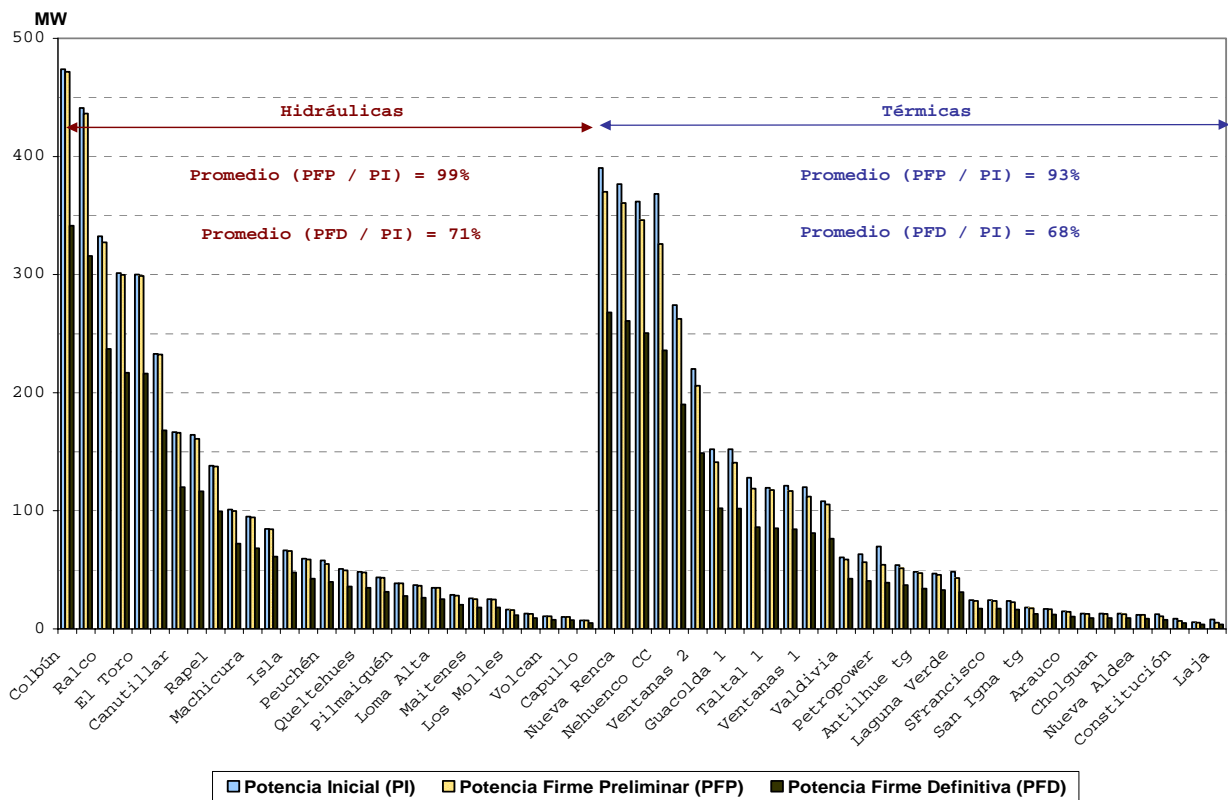
Fuente: Elaboración propia

Donde para cada unidad generadora se tiene:

- ❖ PF_i = Potencia firme de la unidad i.
- ❖ D_{max} = Demanda máxima esperada para el período de punta.

- ❖ $PFPI_i$ = Potencia firme preliminar de la unidad i .
- ❖ $LOLP_{dm}$ = Probabilidad de pérdida de carga para el sistema, **con la unidad i** , en condición de demanda máxima, i.e.: $LOLP_{dm} = P(C < D_{max})$ y C es la variable aleatoria de todos los estados de potencia posibles para el sistema, definidos por la disponibilidad de centrales en el sistema con la unidad i .
- ❖ $LOLP_{dm}^i$ = Probabilidad de pérdida de carga para el sistema, **sin la unidad i** , en condición de demanda máxima, i.e.: $LOLP_{dm}^i = P(C^i < D_{max} - P_i^{ini})$ y C^i es la variable aleatoria de todos los estados de potencia posibles para el sistema, definidos por la disponibilidad de centrales en el sistema sin la unidad i .
- ❖ α_i = es la tasa de disponibilidad de la unidad i calculada según las estadísticas de desconexiones e indisponibilidades por cada CDEC. Es independiente del despacho y solo considera las desconexiones forzadas o programadas.
- ❖ P_i^{ini} = es la potencia inicial de la unidad i . Se calcula en términos de disponibilidad anual de la central considerando los consumos propios y, cuando existe, la incertidumbre del energético primario usando un criterio conservador o del *peor caso*.

Figura 4.2: Potencias inicial, preliminar y firme en el SIC, 2005.



Fuente: Elaboración propia.

¿Corresponde pagar la potencia firme a centrales eólicas?

Para contestar esta pregunta se analizará un ejemplo simplificado que replica la metodología chilena para ver en detalle las variables relevantes que están presentes en el reconocimiento de la potencia firme.

Téngase un sistema formado por tres centrales A, B y C, las cuales se modelan según dos estados: disponible o no disponible.

Tabla 4.1: Características de centrales

Central	Indisponibilidad (1-a)	Potencia Máxima (MW)
A	0,05	10
B	0,08	20
C	0,1	50

Para este sistema, de una demanda máxima de 55 MW, el margen de reserva es de 31% y se tienen $2^3 = 8$ estados posibles de funcionamiento que están dados por la cantidad de centrales.* El sistema tiene el siguiente perfil de suficiencia:

Tabla 4.2: Estimación del LOLP

Estados	Centrales	Fuera	Carga (C)	Probabilidad Conjunta	LOLP _{dm}
1	A, B y C	0	80	$0,95 \times 0,92 \times 0,9 = 0,7866$	0
2	B y C	10	70	$0,05 \times 0,92 \times 0,9 = 0,0414$	0
3	A y C	20	60	$0,95 \times 0,08 \times 0,9 = 0,0684$	0
4	C	30	50	$0,05 \times 0,08 \times 0,9 = 0,0036$	0,0036
5	A y B	50	30	$0,95 \times 0,92 \times 0,1 = 0,0874$	0,0874
6	B	60	20	$0,05 \times 0,92 \times 0,1 = 0,0046$	0,0046
7	A	70	10	$0,95 \times 0,08 \times 0,1 = 0,0076$	0,0076
8	Ni una	80	0	$0,05 \times 0,08 \times 0,1 = 0,0004$	0,0004
Total				1,0000	0,1036

Se puede calcular el LOLP del sistema para la hora de demanda máxima como $LOLP_{dm} = P(C < D_{max})$ donde $C = \{0, 10, 20, \dots, 80\}$ y, para este caso, vale 0.1036. Es decir, en la hora de la demanda máxima existe alrededor de un 10% de posibilidades de que no se alcance a satisfacer esta demanda, esto es, por cerca de 6 minutos.

Para completar el cálculo de la potencia firme de este sistema, se ha de modelar el sistema sin cada central, esto es, de a dos centrales para obtener el valor de la probabilidad de pérdida de carga para el subsistema sin la central i, es decir: $\dagger LOLP_{dm}^i = P(C^i < D'_{max} = D_{max} - P_i^{ini})$

* En general, el número de estados es $\leq 2^N$ ya que varios estados tienen la misma capacidad disponible

† En este ejemplo, sin pérdida de generalidad, se asume la potencia inicial equivalente a la potencia máxima.

Tabla 4.3: LOLP del sistema sin la central i.

<i>Estados</i>	C^A $D'_{max}=45$	C^B $D'_{max}=35$	C^C $D'_{max}=5$	$P\text{ Conj}^A$	$P\text{ Conj}^B$	$P\text{ Conj}^C$	$LOLP^A$	$LOLP^B$	$LOLP^C$
1	70	60	30	0,828	0,855	0,874	0	0	0
2	50	50	10	0,072	0,045	0,076	0	0	0
3	20	10	20	0,092	0,095	0,046	0,092	0,095	0
4	0	0	0	0,008	0,005	0,004	0,008	0,005	0,004
TOTAL				1,00	1,00	1,00	0,100	0,100	0,004

Con estos valores obtenemos la potencia firme de cada central que sería adjudicada por el CDEC del sistema teórico:

Tabla 4.4: Potencia firme por central

<i>Central</i>	<i>Potencia Firme Preliminar</i>	<i>Potencia Media</i>	<i>Potencia Firme</i>
A	9,538	9,500	6,725
B	18,474	18,400	13,025
C	50,000	45,000	35,251
Total	78,012	72,900	55,000

Sin embargo, lo que interesa es ver cuanto es el aporte en reducir la probabilidad LOLP del sistema con todas las centrales con respecto al LOLP del subsistema sin la central pero considerando la misma demanda máxima que en el caso base (55 MW):

Tabla 4.5: Aporte relativo de cada central

$LOLP^{*A}$ (Pbb)	$LOLP^{*B}$ (Pbb)	$LOLP^{*C}$ (Pbb)	<i>Aporte A</i> (min)	<i>Aporte B</i> (min)	<i>Aporte C</i> (min)
0,172	0,145	1,000	4,104	2,484	53,784

Este último cuadro mide el aporte relativo de cada central, es decir, cuanto se espera que se reduzca el tiempo de no alcanzar la demanda máxima (55 MW) cuando se introduce la unidad i. Podemos ver que la unidad C reduce el tiempo de corte esperado en cerca de 53 minutos ya que si no estuviera el corte sería seguro para el 100% del tiempo. La unidad B reduce el tiempo esperado de racionamiento en 2 minutos y la unidad A en 4 minutos.

Comentarios al ejemplo y a la metodología de asignación chilena

Un análisis de los resultados obtenidos permite visualizar que la metodología de asignación adoptada en Chile tiene algunas limitaciones:

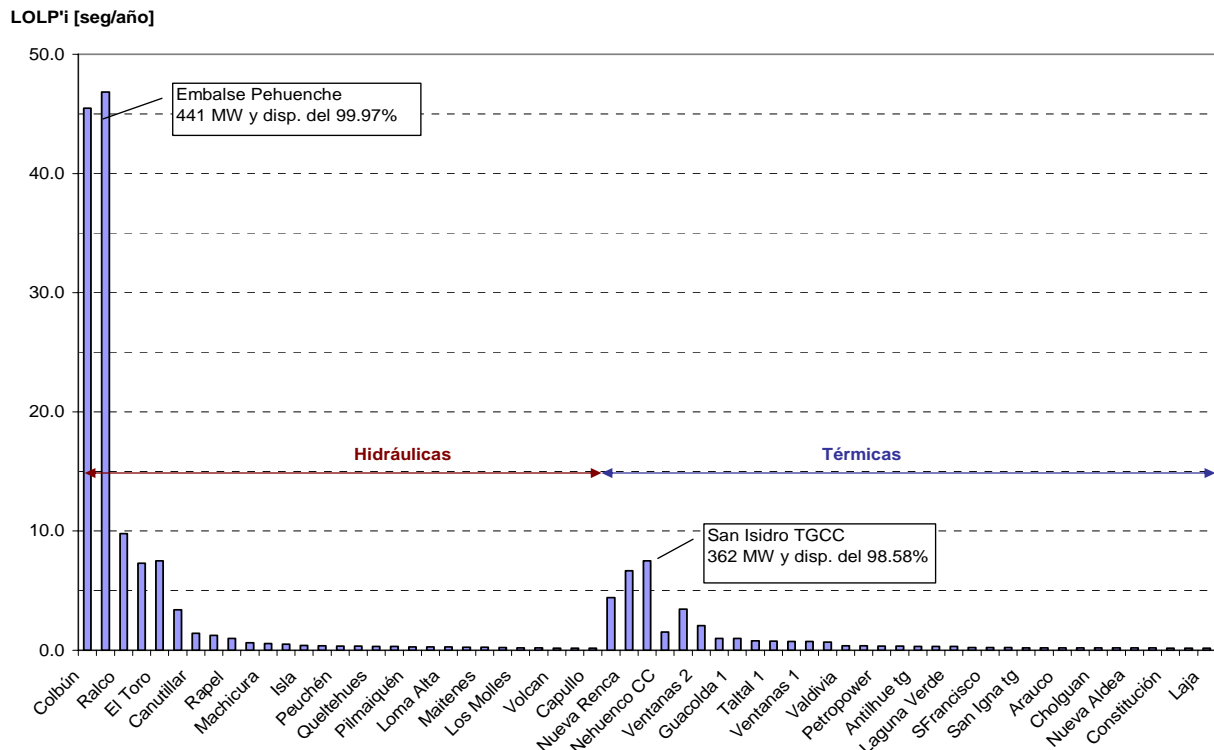
1. La potencia firme preliminar del generador más grande (C) no sufre una penalización en el algoritmo de convolución probabilística utilizado siendo que al tener una capacidad que de no estar operando no permite alcanzar la demanda máxima provocando una falla en el sistema. Este hecho es aun más evidente y paradójico cuando se tiene más de una central que por si sola es capaz de botar al sistema.
2. El método usado basado en el LOLP no provee información acerca de la magnitud de las fallas (cuanta demanda queda insatisfecha) siendo el impacto para el sistema mucho mayor con fallas grandes que con pequeñas.

3. En el mismo sentido, el *LOLP* permite estimar un tiempo promedio en que el sistema estaría fuera de servicio pero no dice nada acerca de la duración de cada falla ni de cada cuanto tiempo se espera que ocurra una. Este hecho sumado al comentario anterior puede significar una fuerte subestimación de los costos reales de una operación insuficiente del sistema.
4. El método de asignación elegido en Chile premia la disponibilidad y no es un incentivo claro a la configuración eficiente del parque generador.

Este ejemplo muestra de manera explícita como las variables que determinan el aporte de cada central a aumentar la suficiencia del sistema son la potencia instalada y la disponibilidad y permite concluir que, por muy baja que sea la disponibilidad de la central en cuestión, esta aporta a la reducción del riesgo de pérdida de carga y por tanto corresponde, desde un punto de vista conceptual, que su potencia firme sea reconocida y remunerada.

A modo de ejemplo, se hizo un ejercicio similar al ejemplo para el SIC con los datos utilizados en el cálculo de la potencia firme del año 2005. Para la hora de demanda máxima (4.815,1 MW) se puede ver el aporte relativo de cada central a la suficiencia del sistema en términos del índice *LOLP*¹ que es la probabilidad de pérdida de carga sin la central *i* pero con la misma demanda máxima.

Figura 4.3: Aporte relativo de centrales en el SIC según el método LOLP



Fuente: Elaboración propia.

Habiendo visto que una central por tener una disponibilidad, cualquiera ella sea, contribuye a la suficiencia considerada en el cálculo de la potencia firme, queda analizar aun qué disponibilidad es la que se va a considerar para el caso eólico. Este tipo de centrales, si bien cuentan con una

disponibilidad mecánica en general superior al 95%, tiene un comportamiento intermitente debido a la naturaleza de su combustible o energético primario.

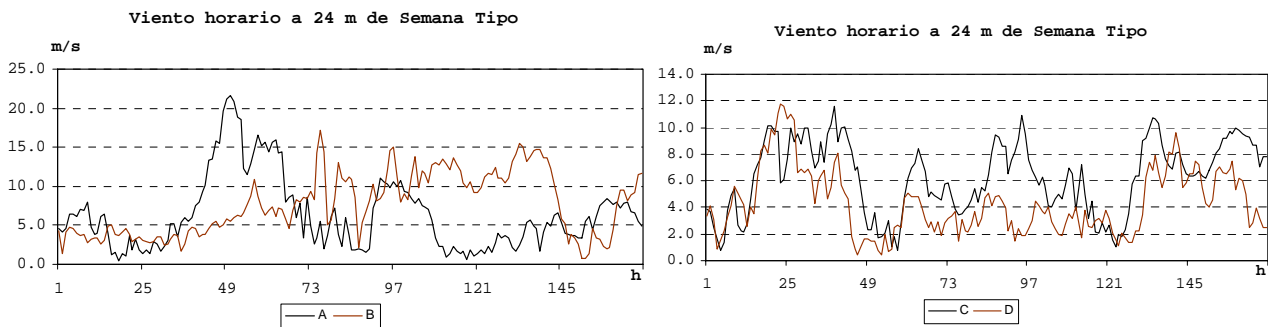
En los resultados encontrados del análisis de la literatura internacional expuestos en el capítulo anterior, se afirma que el crédito de capacidad eólico —valor más utilizado para estimar el valor de la capacidad eólica— se puede aproximar correctamente por el factor de planta para niveles bajos de penetración en el sistema.

Convendría notar que en la propuesta de nuevo reglamento no se hace mención especial a la energía eólica pero se indica, en el Artículo 30, que para el caso de insumos primarios con restricciones, refiriéndose principalmente a aquellos transportados por ductos, se considerará la menor disponibilidad anual observada en una ventana móvil de cinco años. Esto equivale al peor factor de planta eólico de los últimos cinco años.

Aplicación a sitios en el SIC

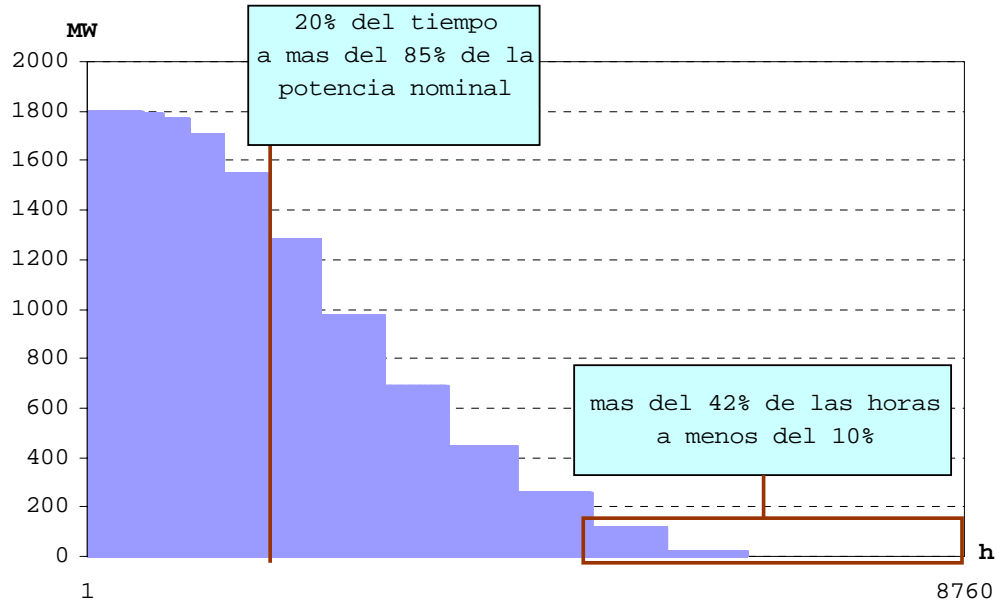
A continuación se analizarán las estadísticas de mediciones de viento para cuatro sitios A, B, C y D en el SIC más el referente de Alto Baguales, ubicada en la vecindad de la ciudad de Coyhaique en el sistema eléctrico de Aysen. Para todos se cuenta con información de un año desagregada cada diez minutos en el caso del SIC y cada una hora para el caso de Aysen. Para el caso de Aysen no se cuenta con los valores de viento sino que el de generación por lo que se estimaron las velocidades según las curvas de carga de las turbinas detalladas en el anexo 1.

Figura 4.4: Perfiles de viento en semana tipo de los cuatro sitios analizados.



Fuente: Elaboración propia a partir de estadísticas de viento de 4 sitios en el SIC.

Figura 4.5: Curva de Duracion de Carga - 1800 kW en A



Fuente: Elaboración propia.

Se considerarán 5 casos para el cálculo de la disponibilidad a utilizar en el modelo de potencia firme del CDEC-SIC. Estos casos varían en la definición del período de 8 horas punta (hp). En conversaciones con expertos se identificaron estos casos como posibles modificaciones del actual que contempla a las 3 horas entre 10 y 13 y a las 5 horas entre 18 y 23. Para cada caso se calculará el factor de planta del sitio usando 4 tipos de turbinas Vestas de 660 kW, 850 kW, 1800 kW y 2000 kW cuyos detalles de generación se muestran en el anexo 1.

Tabla 4.6: Casos para el cálculo de disponibilidades eólicas

	Factor de Planta	# horas punta
Caso 1	hp de Mayo a Septiembre	867
Caso 2	hp de Marzo a Octubre	1.394
Caso 3	hp de todo el Año	2.072
Caso 4	50 horas de dda. máxima	50

Fuente: Elaboración propia a partir de conversaciones con expertos.

El caso 1 corresponde al actual (caso base) y el 4 a la propuesta del nuevo reglamento de considerar el 0,6% de las horas de demanda máxima. El resto de los casos son variaciones posibles que se utilizan como ejemplos de sensibilización del caso base.

Los resultados obtenidos para cada uno de los períodos de punta, sitios y turbinas, se muestran a continuación:

Tabla 4.7: Sensibilización del período de punta por turbina y por sitio.

660 kW, 50 m	A	B	C	D	Alto Baguales
Vel Prom Caso1	9,2	6,9	7,0	5,1	7,0
Vel Prom Caso2	8,4	6,8	7,0	5,3	7,7
Vel Prom Caso3	8,2	6,8	7,6	5,8	8,3
Vel Prom Caso4	5,3	5,3	7,5	6,6	8,3
Vel Prom Anual	7,7	6,7	7,4	5,6	7,7

Fp Caso1	46,3%	27,1%	28,2%	10,9%	29,0%
Fp Caso2	39,2%	24,9%	26,9%	11,7%	37,0%
Fp Caso3	36,5%	24,9%	33,7%	15,7%	43,5%
Fp Caso4	15,5%	15,9%	35,5%	20,8%	41,3%
Fp Anual	34,6%	25,9%	33,3%	18,0%	37,9%
Energía Anual (MWh)	2.001	1.499	1.927	1.040	2.190

<i>850 kW, 55 m</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>Alto Baguales</i>
Vel Prom Caso1	9,4	7,0	7,1	5,2	7,1
Vel Prom Caso2	8,5	6,9	7,1	5,3	7,8
Vel Prom Caso3	8,3	6,9	7,7	5,9	8,4
Vel Prom Caso4	5,4	5,3	7,6	6,7	8,4
Vel Prom Anual	7,8	6,8	7,5	5,7	7,9

Fp Caso1	46,8%	27,7%	29,3%	12,3%	29,5%
Fp Caso2	39,9%	25,7%	28,4%	13,2%	37,1%
Fp Caso3	37,6%	25,7%	34,6%	17,3%	43,4%
Fp Caso4	16,2%	16,6%	36,7%	21,6%	41,2%
Fp Anual	35,2%	26,7%	34,0%	19,0%	37,9%
Energía Anual (MWh)	2.624	1.986	2.528	1.413	2.820

<i>1800 kW, 60 m</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>Alto Baguales</i>
Vel Prom Caso1	9,5	7,1	7,2	5,2	7,2
Vel Prom Caso2	8,6	7,0	7,2	5,4	7,9
Vel Prom Caso3	8,4	7,0	7,8	6,0	8,5
Vel Prom Caso4	5,5	5,4	7,7	6,7	8,5
Vel Prom Anual	7,9	6,9	7,6	5,7	8,0

Fp Caso1	49,7%	29,5%	31,7%	13,3%	31,9%
Fp Caso2	42,5%	27,3%	30,4%	14,3%	40,1%
Fp Caso3	40,4%	27,5%	37,1%	19,0%	47,0%
Fp Caso4	17,8%	17,1%	39,7%	24,9%	44,8%
Fp Anual	37,6%	28,5%	36,5%	20,8%	40,8%
Energía Anual (MWh)	5.935	4.495	5.751	3.279	6.436

<i>2000 kW, 60 m</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>Alto Baguales</i>
Fp Caso1	54,0%	32,8%	35,7%	16,3%	35,4%
Fp Caso2	46,6%	30,4%	34,4%	17,3%	44,4%
Fp Caso3	44,9%	31,1%	41,0%	22,5%	51,8%
Fp Caso4	20,4%	19,5%	43,4%	29,4%	50,2%
Fp Anual	41,2%	31,6%	40,0%	24,0%	44,7%
Energía Anual (MWh)	7.213	5.536	7.015	4.206	7.834

Fuente: Elaboración propia en base a los datos de viento y de las turbinas.

Se observa que la definición del período de punta es una variable muy sensible que puede afectar, para una misma turbina, hasta en un 34% la disponibilidad del período como en el caso de la turbina de 2 MW en el sitio A (casos 1 y 4). Considerando que el ingreso por potencia constituye alrededor de un 20% de los ingresos totales del generador, la correlación entre mayores velocidades de viento con las horas de punta del sistema es un elemento importante al efectuar una evaluación económica y requiere de una clara y estable definición de política que permita decidir al inversionista de manera de disminuir su riesgo.

Teniendo los factores de planta para cada uno de los períodos de punta analizados se procedió a calcular la potencia firme de cada uno. Conviene notar que la potencia firme es una función que depende principalmente de la tasa de indisponibilidad de las centrales y del peso relativo del

tamaño de la central dentro del sistema. Luego, se hicieron pruebas de incorporar una central ideal de 100% de disponibilidad a la configuración actual del SIC para analizar la penalización debida a la saturación por suficiencia del sistema definida como el factor:

$$\text{Factor de Saturación} : \frac{D_{\max}}{\sum_i PFP_i}$$

A continuación se muestran los resultados de agregar distintas cantidades de MW puros, es decir, con un 100% de disponibilidad a la configuración actual del SIC (descrita en el anexo 3).

Tabla 4.8: Valor Firme del MW puro adicional (100% de disponibilidad) en el SIC, según configuración de centrales del año 2005.

<i>Potencia Pura Adicional (MW)</i>	<i>Potencia Firme Preliminar (MW)</i>	<i>Potencia Media (MW)</i>	<i>Potencia Firme (MW)</i>	<i>Factor de Saturación</i> $(\frac{D_{\max}}{\sum_i PFP_i} = \frac{PF_j}{PFP_j})$
1	1	1	0,72	72,36%
10	10	10	7,23	72,26%
50	50	50	35,91	71,83%
100	100	100	71,29	71,30%
500	500	500	336,54	67,31%
1000	1000	1000	629,12	62,91%

Fuente: Elaboración propia con la configuración de centrales descrita en el anexo 3.

Debido a la disponibilidad de cada sitio, siendo optimistas se puede pensar en un parque de a lo más 200 MW que en el mejor de los casos tendría un 52,8% de factor de planta lo que equivale a 75,2 MW firmes y un factor de saturación en el SIC de 71.24%. Desde otro punto de vista, el factor utilizado equivale a cerca de 500 MW eólicos instalados con un factor de planta promedio del 40% que correspondería al 6% de penetración con respecto a la capacidad instalada en el SIC.

Con todo lo anterior se procedió a calcular la potencia firme para cada sitio según los distintos períodos de punta y para cada una de las turbinas Vestas analizadas, según la expresión:

$$\% \text{ Potencia Firme Caso } i = (\frac{D_{\max}}{\sum_i PFP_i}) \times (\% \text{ Factor de planta período de punta } i)$$

El factor de saturación que se utilizó para ponderar todos los factores de planta previamente calculados fue el 70%, adoptando una posición conservadora.

Tabla 4.9: Potencia firme como porcentaje de la capacidad nominal por sitio y por turbina.

<i>660 kW</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>Alto Baguales</i>
Caso 1	32,4%	19,0%	19,8%	7,7%	20,3%
Caso 2	27,4%	17,5%	18,9%	8,2%	25,9%

Caso 3	25,6%	17,4%	23,6%	11,0%	30,5%
Caso 4	10,9%	11,1%	24,9%	14,6%	28,9%
850 kW					
Caso 1	32,8%	19,4%	20,5%	8,6%	20,7%
Caso 2	27,9%	18,0%	19,8%	9,2%	26,0%
Caso 3	26,3%	18,0%	24,2%	12,1%	30,4%
Caso 4	11,3%	11,6%	25,7%	15,1%	28,8%
1800 kW					
Caso 1	34,8%	20,7%	22,2%	9,3%	22,3%
Caso 2	29,8%	19,1%	21,3%	10,0%	28,1%
Caso 3	28,3%	19,2%	26,0%	13,3%	32,9%
Caso 4	12,5%	12,0%	27,8%	17,4%	31,4%
2000 kW					
Caso 1	37,8%	22,9%	25,0%	11,4%	24,8%
Caso 2	32,6%	21,3%	24,0%	12,1%	31,0%
Caso 3	31,4%	21,7%	28,7%	15,8%	36,3%
Caso 4	14,3%	13,6%	30,3%	20,6%	35,2%

Fuente: Elaboración propia en base a los datos de viento y de las turbinas.

A partir de la tabla 4.9, la potencia firme de un parque instalado en los sitios estudiados está entre un 7,7% y un 37,8% de su potencia nominal. El valor mínimo obtenido corresponde a la turbina de 660 kW en el sitio C y el valor máximo a la turbina de 2 MW en el sitio A, ambos bajo el período de punta actual. Luego, para un parque de 40 MW por ejemplo, la potencia que califica como firme y esta sujeta a remuneración por este efecto sería de 15,12 MW.

Para completar el análisis se hará una evaluación económica sencilla que incorpore el valor monetario del ingreso por potencia firme para discernir usando un criterio de rentabilidad económica acerca de la opción más conveniente.

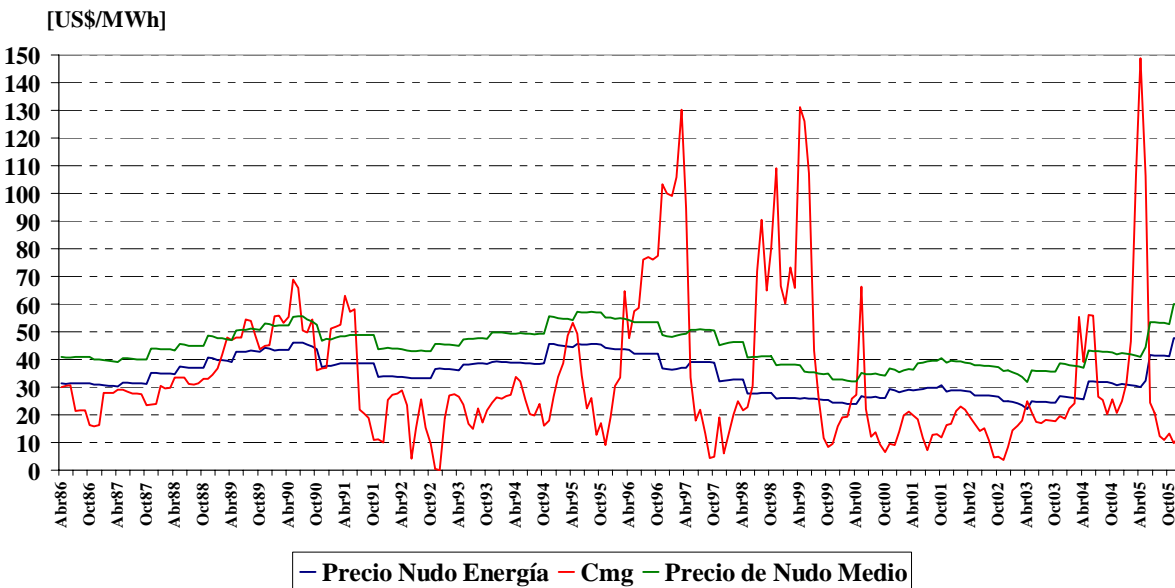
Evaluación económica

Para evaluar propiamente el desempeño económico de una unidad generadora ha de realizarse un análisis detallado que muestre cual es la estrategia comercial que más le conviene en términos de la composición de su cartera, entre clientes libres, regulados y mercado spot. Está fuera del alcance de esta memoria realizar tal análisis por lo que se hará una evaluación económica simplificada para cada sitio en términos de un proyecto puro, bajo algunos supuestos, para mostrar el aporte de los ingresos por potencia.

Se consideró un valor de la inversión de 1,2 MUS\$/MW, un costo de operación y mantenimiento de 2 US\$/MWh, una vida útil de los molinos de 20 años y una tasa de descuento del 12%.

Para el período de punta se consideraron las 8 horas de punta (entre las 11:00 y las 13:00 y entre las 18:00 y las 23:00) de mayo a septiembre correspondiente al caso 1 definido anteriormente.

Figura 4.6: Precios de Nudo y Costo Marginal de la Energía. Nudo Alto Jahuel 220 kV. Abril 1986-Diciembre 2005. US\$ de Diciembre 2004.



Nota: El precio de nudo medio equivale a: $P_N \text{Energía} + P_N \text{Potencia} / (30 \times 24 \times F.C.)$ donde F.C. es el factor de carga del nudo que para este caso es 0.744.

Fuente: CDEC-SIC y CNE

Según los resultados de la sección anterior, el precio de nudo medio que percibiría un parque en el SIC con los datos de viento utilizados varía entre los 51,24 y 54,13 US\$/MWh.

Tabla 4.10: Precios Nudo en Alto Jahuel, octubre 2005.

<i>Energía</i> (\$/kWh)	<i>Potencia</i> (\$/kW/mes)	<i>Energía</i> (US\$/MWh)	<i>Potencia</i> (US\$/MW/mes)	<i>Medio</i> (US\$/MWh)
27,106	3.751,86	50,5	6.990,6	63,54

Fuente: CNE

Los costos de generación obtenidos oscilaron entre los 47 y 104 US\$/MWh. Se obtuvieron VANes positivos para todas las turbinas en los sitios A y C, siendo la turbina de 2 MW la de mejor desempeño económico en todos los sitios del SIC con un VAN de 687 mil dólares para el sitio A y de 455 mil dólares para el sitio C con costos de generación de 47 y 48 US\$/MWh respectivamente. Conviene notar que el pago por potencia firme permite la obtención de VANes positivos en los casos de las turbinas menores a 2 MW, obteniéndose con esta última utilidades positivas por la venta de energía gracias al menor costo de generación debida a las economías de escala que presentan las turbinas. Es decir, sin el pago por potencia firme solo dos de los 16 casos analizados serían económicamente atractivos, para el resto, los ingresos por concepto de potencia fueron definatorios, permitiendo utilidades en 5 casos más. Considerando que estos valores son por turbina, los resultados pueden ser atractivos si se piensa en parques de más de 50 MW (VANes mayores a los 34 millones de dólares).

Tabla 4.11: Indicadores económicos por turbina y por sitio

<i>660 kW</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>Alto Baguales</i>
Ingresos Energía (MUS\$)	101	76	97	53	111
Ingresos Potencia (MUS\$)	18	11	11	4	11
% Ing. Pot. sobre Ing. Totales	15,1	12,2	10,1	7,5	9,2
COE (US\$/MWh)	55	73	57	104	50
VNA E (MUS\$)	67	249	94	415	2
VNA E y P (MUS\$)	67	170	12	383	86
<i>850 kW</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>Alto Baguales</i>
Ingresos Energía (MUS\$)	133	100	128	71	142
Ingresos Potencia (MUS\$)	23	14	15	6	15
% Ing. Pot. sobre Ing. Totales	15,0	12,1	10,3	7,9	9,4
COE (US\$/MWh)	54	71	56	99	50
VNA E (MUS\$)	69	300	104	508	2
VNA E y P (MUS\$)	105	197	5	462	112
<i>1800 kW</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>Alto Baguales</i>
Ingresos Energía (MUS\$)	300	227	290	166	325
Ingresos Potencia (MUS\$)	53	31	33	14	34
% Ing. Pot. sobre Ing. Totales	14,9	12,1	10,3	7,8	9,4
COE (US\$/MWh)	51	66	52	90	47
VNA E (MUS\$)	10	532	76	972	172
VNA E y P (MUS\$)	383	298	174	867	424
<i>2000 kW</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>	<i>Alto Baguales</i>
Ingresos Energía (MUS\$)	364	280	354	212	396
Ingresos Potencia (MUS\$)	63	38	42	19	42
% Ing. Pot. sobre Ing. Totales	14,8	12,1	10,6	8,3	9,5
COE (US\$/MWh)	47	60	48	78	43
VNA E (MUS\$)	213	394	142	876	438
VNA E y P (MUS\$)	687	107	455	733	749

Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones

A continuación, se exponen y discuten las principales conclusiones del estudio realizado.

1. En mercados eléctricos con pagos explícitos a la capacidad, TODAS las centrales que cubren parte de la demanda de energía contribuyen a la suficiencia del sistema y corresponde que sean remuneradas en una cantidad proporcional a su aporte en MW con un monto equivalente al costo fijo por MW de la unidad más cara del sistema.

La separación de la capacidad de generación en su valor de suficiencia y de seguridad requiere de claras definiciones del ámbito en que cada uno opera y como va a ser remunerado. El desarrollo del mercado de los servicios complementarios es un aporte en esa dirección permitiendo separar aguas y estimar con mayor precisión los costos y beneficios de integración de fuentes intermitentes como la eólica.

2. La energía eólica contribuye a disminuir los costos de operación del sistema al cubrir parte de la demanda con costos marginales casi nulos lo que toma especial importancia en períodos secos en que la demanda en los períodos de punta requiere ser satisfecha con unidades térmicas más caras.

En sistemas eminentemente hidráulicos como el SIC, las centrales eólicas que estén correlacionadas con la curva de demanda contribuyen eficientemente a la suficiencia del sistema. El costo del agua embalsada varía según el costo de oportunidad de la central más cara necesaria para abastecer la demanda proyectada del período, que es función de las cotas de los embalses. Al agregarse generación de base como la eólica se dispone de más agua que permite a su vez disminuir el requerimiento de centrales térmicas más caras para abastecer la demanda y mantener menores precios de la energía.

3. Una central que opera en base como la eólica y que por ende logra despachar toda su energía a la red tiene una disponibilidad promedio en las horas punta que puede ser aproximada por el factor de planta para bajos niveles de penetración en el sistema.

Existen métodos analíticos suficientemente probados como el Effective Load Carrying Capability (ELCC) que permiten estimar el valor de la capacidad eólica en términos de la suficiencia del sistema en un período determinado. Métodos como este sirven para estimar, a partir del despacho real de la central, la equivalencia en riesgo de una central nueva (de cualquier tecnología) con una unidad confiable usada de referencia.

4. El método actual de asignación de la potencia firme es un premio a la disponibilidad y no es un incentivo para lograr una mezcla tecnológica eficiente que permita a su vez asegurar el abastecimiento y reducir los costos de operación del sistema.

El mecanismo de pago a la capacidad debiera remunerar a quienes efectivamente hicieron una contribución al sistema e incorporar una componente de presencia o de despacho que refleje de manera más precisa la situación de abastecimiento real en el período de punta.

El método de convolución tal cual como se usa en el SIC no contempla el riesgo que tiene la caída de centrales grandes que podrían botar al sistema en el período de punta, sobre valorando su potencia preliminar y firme* .

5. Con los últimos precios de nudo, la incorporación de una planta eólica al método actual de cálculo de la potencia firme permite a estas centrales obtener resultados económicos favorables que no existirían sin la componente del pago por potencia.

Se encontró que los ingresos por potencia pueden llegar a constituir el 17% de los ingresos por energía, es decir, un 15% de los ingresos totales de un generador eólico bajo la actual configuración del SIC con los datos de viento utilizados. Estos ingresos por potencia harían percibir a una central eólica, precios de nudo medio de 54,13 US\$/MWh, es decir, 3,6 US\$/MWh más que el precio de la energía, para los precios de nudo de octubre del año 2005.

Por otro lado, las economías de escala presentes en las turbinas permiten alcanzar costos de generación de 47 US\$/MWh que sumados a los ingresos por potencia firme harían percibir un VAN de 687 mil dólares para una turbina de 2 MW. Sin embargo, se obtuvo VANes negativos para 9 de los 16 casos analizados y utilidades por concepto de venta de energía a precio de nudo solo en 2 casos, ambos con la turbina de 2 MW.

Conviene notar que la validez de esta última conclusión requiere observar la variable precio con mayor detalle de manera de determinar en primer lugar las tendencias del mercado e identificar los efectos coyunturales que pudieran afectar al precio momentáneamente de los cambios más de largo plazo o estructurales que se pudieran estar desarrollando en el mercado. Por otro lado, un estudio en mayor profundidad de los precios debiera entregar como resultado una composición óptima de la cartera para el generador, discriminando según el riesgo, el porcentaje de la generación que se pondría en contratos con clientes regulados, libres y en el mercado spot de manera de maximizar el beneficio económico.

* En esta materia Palma, R., Moya, O., Torres, R., Arellano, S. y Rudnick, H., han hecho una propuesta de incorporar un factor de 'responsabilidad en la insuficiencia' que permita reflejar este riesgo. Esta propuesta fue presentada a la CNE la cual próximamente ha de publicar un reglamento nuevo de potencia y posiblemente incluya alguna solución para este efecto. Ver artículo en "Memoria Anual 2003-2004", Área de Energía DIE, Universidad de Chile.

Bibliografía

Tesis:

- ❖ Bustos, Susana (2002) “Estudio de factibilidad de la inserción de una central eólica considerando su inserción de la dinámica MDL”, Tesis de Grado Ingeniería Civil Industrial Universidad de Chile.
- ❖ Jiménez, Andrés (2004) “Diseño Conceptual y evaluación técnico-económica de una central geotermoeléctrica en Nevados de Chillan”, Tesis de Grado Ingeniería Civil Industrial y Mecánica, Universidad de Chile.
- ❖ Martínez José L. (2000), “Generación eólica de gran potencia, prospección para su uso en Chile”, Tesis de grado Ingeniería Civil Mecánica, Universidad de Chile.
- ❖ Moyano P., Francisco J. (2002) “Pago por capacidad considerando disponibilidad de centrales eléctricas”, Tesis de grado Ingeniería Civil Industrial, Pontificia Universidad Católica de Chile. Disponible en: <<http://www2.ing.puc.cl/power/paperspdf/moyano.pdf>>.
- ❖ Prada J. E., Ospina J.P. (2004) “Análisis y Evaluación del Cargo por Capacidad en Generación de Energía Eléctrica en Colombia”, Tesis de grado Ingeniería Civil Industrial, Pontificia Universidad Javeriana de Colombia. Disponible en: <<http://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/ingenieria/tesis20.pdf>>.
- ❖ Rojas J., Ortiz C. (2002) “Vientos de Cambio: Energía Eólica Para Chile”, Tesis de grado Ingeniería Comercial mención Economía, Universidad de Chile.

Documentos:

- ❖ BTM (2005), comunicado de prensa “International Wind Energy Development World Market Update 2004”. Disponible en: <www.btm.dk/Documents/Pressrelease.pdf>.
- ❖ Crew, M., Fernando, C. y Kleindorfer, P. (1995) “The Theory of Peak-Load Pricing: A Survey”.
- ❖ Comisión for Energy Regulation y Northern Ireland Authority for Energy Regulation (2005) “The Single Electricity Market, Capacity Payment Mechanism Options Paper”.,. Disponible en: <www.allislandproject.org>.
- ❖ Garver, L. L. (1966). “Effective Load-Carrying Capability of Generating Units.” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-85. Disponible en la biblioteca de Pontificia Universidad Católica.
- ❖ Giebel, Gregor (2005) “Wind Power has a Capacity Credit, A Catalogue of 50+ Supporting Studies”. Disponible en: <<http://ejournal.windeng.net/3/>>.
- ❖ Intermittent Capacity Resource Working Group PJM (2003) “Recommendations for Capacity Credit Factor Calculations for Wind Generators”..
- ❖ International Energy Agency (2005) “Variability of Wind Power and Other Renewables”. Disponible en: <<http://www.iea.org/textbase/papers/2005/variability.pdf>>.
- ❖ Joskow, Paul (1976) “Contributions to the theory of marginal cost pricing”, The Bell Journal of Economics vol.7 páginas 197-206. Disponible en la biblioteca del Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile
- ❖ Milligan, Michael, *et al.* (2004), California Wind Energy Collaborative para la California Energy Commission, “California Renewable Portfolio Standard Renewable Generation

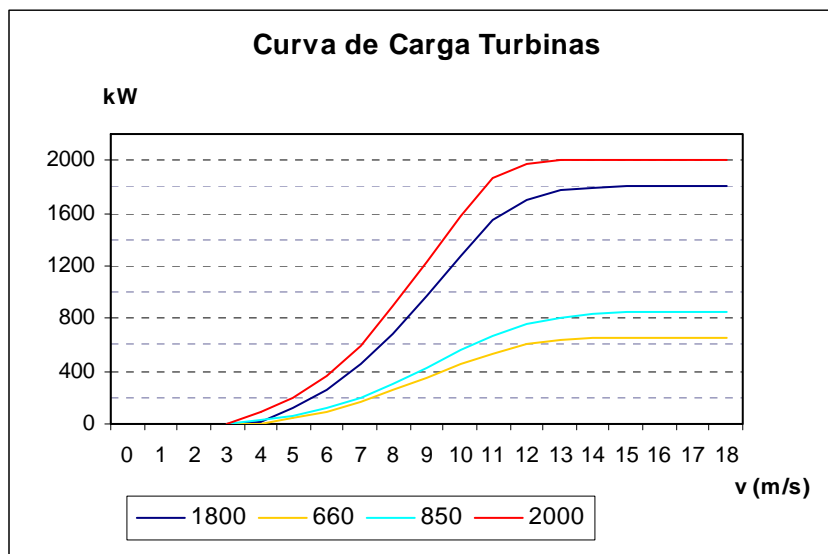
- Integration Cost Analysis: Phase III Recommendations for Implementation”. Disponible en: <<http://cwec.ucdavis.edu/rpsintegration/>>.
- ❖ Milligan M. y K. Porter (2005), National Renewable Energy Laboratory, US DOE, “Determining the capacity value of wind: a survey of methods and implementation”. Disponible en: <www.nrel.gov/docs/fy05osti/38062.pdf>.
 - ❖ Oren, Shmuel (2003) University of California Energy Institute (UCEI) Working Papers, "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets". Disponible en: <<http://www.ieor.berkeley.edu/~oren/workingp/adequacy.pdf>>.
 - ❖ Prada, José Fernando (1999) “The Value of Reliability in Power Systems – Pricing Operating Reserves-”. Disponible en: <<http://web.mit.edu/energylab/www/pubs/el99-005wp.pdf>>.
 - ❖ Valencia, Leonardo (2005) “Tecnologías renovables para Chile: un imposible”. Disponible en: <http://www.uai.cl/p4_home/site/pags/20050524130917.html>.
 - ❖ Vargas, L., *et al.* (2002) “Simulación preliminar de desempeño operacional y comercial de centrales de generación eléctrica geotérmicas y eólicas”. Área de Energía del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile Disponible en: <http://www.cne.cl/fuentes_energeticas/e_renovables/geotermica.php>.

Páginas Web:

- ❖ Danish Wind Industry Association. Disponible en: <www.windpower.org>.
- ❖ Centro de Despacho Económico de Carga. Disponible en: <www.cdec-sic.cl> <www.cdec-sing.cl> estadísticas de Operación.
- ❖ Comisión Nacional de Energía. Disponible en: <www.cne.cl> informe de Precios Nudo.

Anexo 1: Turbinas Vestas Consideradas

<i>Velocidad de viento (m/s)</i>	<i>Capacidad (kW)</i>			
	1800	2000	660	850
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	18,1	90	2,9	25,5
5	116	201	43,8	67,4
6	260	366	96,7	125
7	449	595	166	203
8	688	891	252	304
9	974	1236	350	425
10	1282	1584	450	554
11	1546	1859	538	671
12	1705	1975	600	759
13	1771	1998	635	811
14	1792	2000	651	836
15	1798	2000	657	846
16	1800	2000	659	849
17	1800	2000	660	850
18	1800	2000	660	850
19	1800	2000	660	850
20	1800	2000	660	850
21	1800	2000	660	850
22	1800	2000	660	850
23	1800	2000	660	850
24	1800	2000	660	850
25	1800	2000	660	850
<i>Altura (m)</i>	60	60	50	55



Anexo 2: Índices de Confiabilidad

La literatura presenta diversos tipos de índices de confiabilidad usados para cada uno o una combinación de los distintos niveles jerárquicos: generación, transmisión y distribución. Los más relevantes para este estudio son:

1. Lost of Load Probability (LOLP): Se traduce como la probabilidad de pérdida de carga y es la probabilidad de que en un momento dado, con una configuración determinada de centrales (modeladas según dos estados: disponible y no disponible) la demanda del sistema supere a la oferta de carga. Se expresa como:

$$LOLP_t = P(C_t < D_t)$$

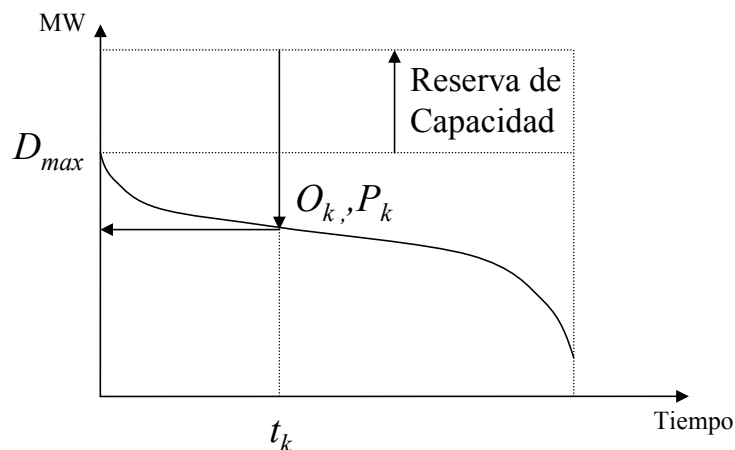
2. Lost of Load Expectation (LOLE): Es el valor esperado del LOLP para un período determinado. Se calcula como la suma de las probabilidades para cada hora y puede ser escalado para expresarse como horas/año o días/año:

$$LOLE = \sum_{t=1}^T LOLP_t = \sum_{t=1}^T P(C_t < D_t)$$

Una definición equivalente del LOLE pero que considera a la curva de carga del sistema y la probabilidad de que ocurra una pérdida de carga de magnitud $O_k = D_{max} + Reservas - D_t$, durante t_k horas de duración, es p_k . Luego, se puede expresar el LOLE como:

$$LOLE = \sum_k p_k t_k$$

Esta última expresión está en unidades de tiempo. Típicamente el estándar que usan los operadores de sistemas eléctricos es de a lo más un día en diez años o 0.1 días/año.



Anexo 3: Centrales en el SIC

A continuación se presentan los datos de entrada utilizados para el cálculo de la potencia firme del CDEC-SIC. La columna LOLP_{dm} es de elaboración propia a partir del código en Fortran utilizado por el CDEC-SIC para el cálculo de la potencia firme.

Demanda Máxima del Sistema: 4815.1 MW

Número Centrales: 63

Central	Potencia Maxima (MW)	Consumos Propios (%)	Indisponibilidad (pu)	Potencia Firme Preliminar (MW)	Potencia Media (MW)	Potencia Firme Definitiva	LOLP_{dm} (seg/año)
Sistema	6898,5	116,58	1,5562	6653,746	6653,746	4815,1	-
Colbún	474	0,25	0,0025	471,633	471,633	341,3055	45,480
Pehuenche	441,1	1	0,0003	436,558	436,558	315,9229	46,834
Ralco	332,3	1	0,0044	327,5295	327,5295	237,0225	9,776
Pangue	301,1	0,25	0,0018	299,8066	299,8066	216,9603	7,283
El Toro	300	0,28	0,0007	298,9506	298,9506	216,3408	7,482
Antuco	233	0,26	0,0001	232,371	232,371	168,1593	3,387
Canutillar	166,8	0,25	0,0021	166,0336	166,0336	120,1531	1,411
Rucúe	164,2	0,15	0,0181	160,9861	160,9861	116,5004	1,241
Rapel	138,1	0,35	0,0009	137,4928	137,4928	99,49907	0,994
Cipreses	101	0,17	0,0103	99,78977	99,78977	72,21462	0,610
Machicura	95	0,25	0,0019	94,58245	94,58245	68,44625	0,571
Curillínque	84,7	0,25	0,0003	84,4629	84,4629	61,12306	0,504
Isla	66,4	0,17	0,0038	66,03523	66,03523	47,78755	0,406
Alfalfal	59,5	0,25	0,0079	58,88238	58,88238	42,61126	0,374
Peuchén	57,9	0,15	0,049	54,98031	54,98031	39,78746	0,349
Sauzal	50,9	0,55	0,0201	49,60259	49,60259	35,89578	0,331
Queltehues	48,3	0,08	0,0064	47,95249	47,95249	34,70166	0,322
Pullínque	43,7	0,47	0,0012	43,44242	43,44242	31,43787	0,302
Pilmaiquén	38,6	0,3	0	38,4842	38,4842	27,84977	0,281
San Ignacio	37	0,25	0,0068	36,65653	36,65653	26,52714	0,276
Loma Alta	34,9	0,17	0,0004	34,82673	34,82673	25,20298	0,270
Mampil	28,7	0,17	0,0139	28,25296	28,25296	20,44575	0,250

Maitenes	25,9	0,3	0,025	25,17674	25,17674	18,21959	0,241
Abanico	25,2	0,54	0,0069	24,89098	24,89098	18,01279	0,240
Los Molles	16,4	0,99	0,004	16,17269	16,17269	11,70365	0,204
Puntilla	13,2	0,05	0,0314	12,77913	12,77913	9,24784	0,195
Volcán	10,7	0,02	0,0016	10,68074	10,68074	7,72931	0,184
Sauzalito	10,2	1	0,0028	10,06973	10,06973	7,28713	0,182
Capullo	7,2	0,8	0,0178	7,01527	7,01527	5,07672	0,174
Nehuenco II	390,4	2	0,0322	370,2725	370,2725	267,9542	4,412
Nueva Renca	376,6	2,4	0,0188	360,6514	360,6514	260,9918	6,665
S. Isidro CC	362	3	0,0142	346,1538	346,1538	250,5003	7,501
Nehuenco CC	368,4	1,9	0,0986	325,7663	325,7663	235,7465	1,524
Candelaria	274,2	2,4	0,0188	262,588	262,588	190,0264	3,454
Ventanas 2	220	5,5	0,0103	205,7586	205,7586	148,9008	2,054
Guacolda 2	152	6	0,012	141,1654	141,1654	102,1569	0,999
Guacolda 1	152	6	0,0138	140,9083	140,9083	101,9707	0,990
Bocamina	128	6	0,0115	118,9363	118,9363	86,07035	0,797
Taltal I	119,4	0,3	0,011	117,7323	117,7323	85,19907	0,775
Taltal II	121,2	0,3	0,0347	116,6434	116,6434	84,41103	0,747
Ventanas 1	120	6,2	0,0061	111,8734	111,8734	80,95914	0,744
Nehuenco 3	108	0,23	0,0206	105,5319	105,5319	76,37002	0,673
Valdivia	60,6	0	0,0304	58,75776	58,75776	42,52108	0,373
Renca	63,4	8	0,0324	56,43817	56,43817	40,84247	0,355
Petropower	69,8	16,91	0,0632	54,33142	54,33142	39,31789	0,344
Huasco tg	54,2	2,06	0,0295	51,51752	51,51752	37,28156	0,336
Antihue tg	48,5	0,59	0,022	47,15315	47,15315	34,1232	0,318
Coronel tg	47	0,59	0,022	45,6948	45,6948	33,06784	0,315
Laguna Verde	48,4	6,1	0,0518	43,09341	43,09341	31,18531	0,302
Horcones tg	24,3	0	0,022	23,7654	23,7654	17,19825	0,237
SFrancisco	24,5	0,59	0,0273	23,69055	23,69055	17,14408	0,237
Dalmagro tg	23,8	1,8	0,0385	22,47179	22,47179	16,26211	0,233
San Igna tg	18	0,59	0,022	17,50014	17,50014	12,66428	0,208
L. Verde tg	17	0	0,0195	16,6685	16,6685	12,06245	0,206
Arauco	15	0	0,0321	14,5185	14,5185	10,50657	0,200
Celco	13	0	0,0155	12,7985	12,7985	9,26186	0,196
Cholguan	13	0	0,0201	12,7387	12,7387	9,21858	0,196

Itata	13	0	0,033	12,571	12,571	9,09722	0,195
Nueva Aldea	12	0	0,022	11,736	11,736	8,49296	0,187
Huasco Vapor	12,6	8,4	0,0674	10,7637	10,7637	7,78934	0,185
Constitución	8,7	9	0,1321	6,87116	6,87116	4,97244	0,175
Licanten	5,5	0	0,0291	5,33995	5,33995	3,86435	0,171
Laja	8	9	0,2793	5,2467	5,2467	3,79686	0,169