

CARBÓN *VERSUS* VIENTO

Los costos de generar electricidad incluyendo las externalidades ambientales*

*Alexander Galetovic y Cristián M. Muñoz***

RESUMEN

En este artículo comparamos el costo de generar electricidad con carbón y con viento en el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC). Hemos incluido el costo ambiental local y global, así como los respaldos térmicos necesarios para mantener la misma confiabilidad del suministro eléctrico. El costo medio de generar con carbón, que incluye externalidades ambientales por 17 dólares/MWh, es de 78 dólares/MWh. El costo medio de generar con viento es considerablemente mayor, 136 dólares/MWh.

ABSTRACT

This paper compares the cost of electricity generation with a coal fired plant and a wind mill in Chile's Central Interconnected System. To the standard costs of coal generation (capital investment and fuel) we add local and global environmental externalities. The environmental cost of generating with coal is US\$17/MWh, and the total cost is US\$78/MWh. Wind generation is considerable more expensive, US\$136/MWh.

* *Palabras clave:* carbón, generación eólica, externalidades ambientales. *Clasificación JEL:* L52, L94. Artículo recibido el 14 de febrero y aceptado el 9 de marzo de 2011. Artículo financiado por AES Gener, S.A. Sin embargo, las opiniones son de nuestra exclusiva responsabilidad y no comprometen de manera alguna a AES Gener S.A. Galetovic agradece la financiación del Instituto Milenio, Sistemas Complejos de Ingeniería.

** A. Galetovic, Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, Universidad de los Andes, Santiago. C. M. Muñoz, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile y AES Gener, S. A. (correo electrónico: cmunozm@aes.com).

INTRODUCCIÓN

La aprobación de la Ley 20.257 el 20 de marzo de 2008, cuya finalidad es promover las energías renovables no tradicionales (ERNT) en Chile, provocó un amplio debate en el país relacionado con el verdadero sobre-coste de estas fuentes de energía respecto a las tecnologías tradicionales. De las ERNT, quizá la más promovida y que ha recibido mayores subsidios en países industrializados es la eólica, principalmente porque el viento es de fácil acceso.¹

En este artículo comparamos los costos medios de producir electricidad con carbón y con viento en el SIC, que incluye las principales externalidades generadas por cada tecnología.² Para ello calculamos el costo de suministrar energía en el SIC con una central a carbón de 260 MW brutos y luego la reemplazamos por una central eólica equivalente, que producirá la misma cantidad de energía anual, con la condición de mantener la misma confiabilidad en la operación del sistema.³

Los principales contaminantes provenientes de la combustión del carbón son los óxidos de sulfuro (SO_x), los óxidos de nitrógeno (NO_x) y el material particulado (MP_{10} , partículas menores a 10 μm y $\text{MP}_{2.5}$, partículas menores a 2.5 μm).⁴ Además, del proceso de la combustión también se desprende CO_2 , que es el principal gas responsable del calentamiento global o efecto invernadero. Para evaluar el costo de las externalidades ambientales calculamos las emisiones del contaminante y las valorizamos según el costo de su daño marginal. En el caso de los contaminantes que dañan la salud, consideramos los valores medios presentados en el estudio de Muller y Mendelsohn

¹ Butler y Neuhoff (2004) describen las diferentes políticas aplicadas para promover la generación con viento en el Reino Unido y Alemania.

² En Chile existen cuatro sistemas eléctricos sin interconectar: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC) y los Sistemas de Aysén y Magallanes en el extremo sur. La demanda en el SING es preponderantemente de compañías mineras (sólo 10% es demanda residencial) y representa 27.4% de la capacidad total instalada en el país. El SIC suministra al 93% de la población de Chile y representa 71.8% de la capacidad instalada. Aysén y Magallanes son pequeños y aislados sistemas que representan 0.9% de la capacidad total instalada en el país. La capacidad instalada en el SIC proviene de diferentes fuentes: hidroelectricidad (55.1%), gas (27.3%), carbón (9.7%), petróleo (7.4%) y otros (0.4%). La hidroelectricidad expone al SIC a un gran riesgo hidrológico debido a que, con la excepción del lago Laja, las centrales hidroeléctricas no tienen capacidad de regulación interanual y dependen del caudal que fluye cada año.

³ La capacidad neta descuento de la capacidad bruta, los consumos propios que la central necesita para sus procesos.

⁴ Véase mayor información en la guía del Banco Mundial para las nuevas centrales térmicas; Banco Mundial (1998).

(2007) al cuantificar el costo de la contaminación ambiental en los Estados Unidos. En el caso del calentamiento global usamos el valor del daño marginal del CO₂ presentado en Tol (2005). De este modo, sumando el costo ambiental a los costos de inversión y producción obtenemos un valor del costo medio de producción (costo medio) que refleja de mejor modo el costo de producir electricidad con carbón. Finalmente para analizar el efecto de la variabilidad del precio del combustible (en particular del carbón) en los costos de producción, además del caso base, o *Business as Usual* (BASE), mostramos sensibilidades con valores extremos del precio del carbón.

Respecto a la generación eólica se debe considerar la disponibilidad y volatilidad del viento. La disponibilidad es un valor medio que da cuenta de cuán presente se encuentra una fuente primaria de energía. En el caso del viento es el factor de planta —que corresponde a la producción promedio de electricidad como porcentaje de la capacidad instalada—⁵ el valor más usado, y depende de la región en que se instale el molino, la altura y de su posición. En general, las centrales eólicas no obtienen factores de planta altos. Bocard (2009) informa que el valor promedio alcanzado en Europa entre 2003 y 2007 fue de apenas 21% y de 25.7% en los Estados Unidos. La volatilidad del viento se refiere a cuánto puede variar la generación de un instante a otro. Díaz-Guerra (2007) afirma que en España —país que genera con viento alrededor de 9% de su electricidad— en el año 2007 la generación horaria varió desde 25 MW (casi nada) hasta más de 8 mil MW.⁶ De este modo, al comparar el viento con las tecnologías tradicionales, se debe incluir en el costo medio el costo de los respaldos térmicos necesarios para mantener la misma confiabilidad del sistema, representada por la probabilidad de pérdida de carga del sistema (LOLP por sus siglas en inglés).⁷

⁵ Se define el factor de planta como: energía producida/cantidad de energía producida si opera al 100% de capacidad.

⁶ Otro ejemplo es Tejas; Thornley (2009) afirma que The Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) en sus cálculos sólo considera disponible apenas 8.7% de la capacidad instalada del viento en las horas de punta de verano. Benitez *et al* (2008) muestran que para distintas penetraciones del viento, el costo de generar con viento en el sistema de Alberta varía de 37 a 68 dólares/MWh. La diferencia de costos se debe principalmente a la volatilidad del viento y a la necesidad de respaldos térmicos. Por su parte, Dimitrovski y Tomsovic (2006) calculan que para contrarrestar el efecto de la volatilidad del viento y mantener la misma confiabilidad del sistema, se necesitan respaldos adicionales, de otras fuentes de generación, que van de 50 a 80% del total de la generación con viento, situación que se hace más crítica en sistemas puramente térmicos.

⁷ La probabilidad de pérdida de carga o LOLP (siglas en inglés de *Loss of Load Probability*), es una medida de la confiabilidad de un sistema eléctrico, y se define como la probabilidad de que no se pueda abastecer la demanda, es decir, $LOLP = p(\text{oferta} < \text{demanda})$.

La primera conclusión de este trabajo es que el costo adicional de reemplazar una central a carbón de 260 MW brutos con energía eólica durante 25 años, es de 1 074 millones de dólares en valor presente (en dólares de 2008), suponiendo que el factor de planta que se alcance sea 24% —el promedio en los sitios en que la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha medido la velocidad del viento—. La principal razón del mayor costo es que para reemplazar a una central a carbón, se necesita cuatro veces el número de KW en turbinas de viento (2 219 millones de dólares contra 515 millones).

La segunda conclusión es que la principal desventaja del viento son sus bajos factores de planta, no su volatilidad. En nuestro artículo, calculamos las consecuencias de que el viento sea una fuente de energía volátil que a veces sopla y otras veces no. En Chile no hay muchos estudios de las variaciones horarias, diarias o estacionales, pero es razonable esperar que sean importantes. De este modo el costo adicional dependerá de cuándo sople el viento: si lo hace en horas punta o sigue a la demanda, el costo adicional estará entre 896 y 980 millones de dólares, pero si sopla fuera de la punta, el costo adicional alcanzará los 1 113 millones en valor presente, a la vez que la LOLP anual del sistema eléctrico aumentará desde 7% en el caso base hasta 10%.⁸ Si se desea mantener la LOLP del sistema, la inversión en molinos de viento se debe acompañar con respaldos térmicos, seguramente de generadores diesel, lo que se suma al costo directo de las turbinas de viento. Esta inversión adicional cuesta alrededor de 145 millones de dólares —su costo de operación de 101 millones de dólares es en valor presente— con lo que el sobrecosto respecto al caso base asciende a 1 228 millones de dólares en valor presente.

La tercera conclusión es que el costo medio de largo plazo de una central a carbón operando con carbón bituminoso de 76 dólares/ton es de 78 de dólares/MWh, de los que 17 dólares/MWh corresponden a los costos de las externalidades ambientales que representan 22% del costo medio total. Sin embargo, dependiendo del precio del carbón bituminoso, el costo medio podría ir desde 69 dólares/MWh, para un carbón barato de 50 dólares/ton, hasta 93 dólares/MWh si se trata de un carbón caro de 120 dólares/ton. En el caso del viento el costo medio es de 136 dólares/MWh, con un factor de planta de 24%, en el que el costo del respaldo térmico adicional para mantener la misma confiabilidad del sistema del caso base es de 5 dólares/

⁸ Se trata del promedio de la probabilidad anual; vale decir que aparece déficit en al menos un mes del año hidrológico.

MWh —4% del costo medio total de producción— y el costo ambiental producido por las emisiones de la mayor producción de centrales térmicas del sistema que operaron por la falta de viento, es de sólo 0.1 dólares/MWh —0.1% del costo medio total—. También calculamos el costo del viento sin respaldos térmicos adicionales dependiendo de las horas en que éste sople: si lo hace durante las horas de punta es de 127 dólares/MWh; si sigue la demanda es de 131 dólares/MWh y si sopla en las horas fuera de punta es de 138 dólares/MWh, caso en el que la probabilidad de falla del sistema sube desde 7%, registrada en el caso base, a 10%. Si a éste se le agregan respaldos térmicos el costo del viento sube a 144 dólares/MWh. Si la disponibilidad del viento es mayor o menor a del caso base, el costo medio de producción puede fluctuar de 89 dólares —con factor de planta de 35% y el viento soplando en horas de punta— a 217 dólares/MWh —con factor de planta de 15% y el viento soplando en horas fuera de punta.

En resumen, nuestros cálculos indican que el costo del viento está muy por encima del costo del carbón, aun si se considera los costos ambientales locales y globales que generan las emisiones. La conclusión tampoco cambia si se consideran altos costos en la compra de carbón.

El artículo se organiza como sigue. La sección I calcula los costos ambientales de una central termoelectrica. La sección II trata los costos de la generación con viento. La sección III describe el sistema eléctrico chileno y explica el método para comparar viento y carbón. La sección IV presenta los resultados, y por último se concluye. En el apéndice se incluye pormenores de cálculos e información adicional.

I. COSTOS AMBIENTALES CAUSADOS POR UNA CENTRAL A CARBÓN

Las centrales a carbón tradicionales o carbón pulverizado (CP) producen energía eléctrica por medio de una serie de etapas de conversión: el carbón se quema en calderas en la que se convierte el agua en vapor de alta presión, el cual impulsa una turbina que genera electricidad. El costo de la inversión y mantenimiento de una central de CP normalmente aumenta cuando se instalan equipos de abatimiento de contaminantes. Sin embargo se trata de valores bastante conocidos en la industria. En este estudio hemos tomado el valor registrado por la Comisión Nacional de Energía en el informe de precios regulados de abril 2009, de 2 300 dólares/KW para una central con CP que incluye equipos de abatimiento de SO_x, NO_x y el MP. En el caso

de las emisiones de gases invernadero, el dióxido de carbono (CO_2) es el principal. El costo del daño provocado por las emisiones de SO_x , NO_x , MP y CO_2 normalmente no se suma al costo de producción. En nuestro estudio obtendremos el costo de la externalidad valorizando la cantidad emitida de cada contaminante, según el daño marginal que provoca una tonelada adicional emitida.

1. Factores de emisión

Las emisiones de centrales a carbón son propias de un proceso de combustión y dependen de factores tales como el tipo de carbón (bituminoso o subbituminoso), tipo y tamaño de la caldera o las condiciones de los quemadores.⁹ Los contaminantes más importantes son el SO_x , NO_x y el MP. Emisiones no controladas de MP incluyen la ceniza de la combustión y los residuos de carbón provenientes de una combustión incompleta. Según el tamaño de las partículas el MP se clasifica en MP_{10} , partículas entre 10 y 2.5 μm y $\text{MP}_{2.5}$, menos de 2.5 μm .¹⁰ A estos contaminantes se agrega las emisiones de gases que provocan el efecto invernadero, de los cuales el principal es el CO_2 .

El cuadro 1 muestra el valor máximo y mínimo del factor de emisión de cada contaminante de una CP en kg de cada contaminante por tonelada, el factor de emisión. Muestra también tres tipos de emisiones por ton de carbón: en la parte A se encuentran las emisiones descontroladas (emisiones en las que no se han instalado equipos de abatimiento); en la parte B las emisiones controladas (las emisiones residuales que no pudieron ser abatidas debido a la ineficiencia de los equipos de descontaminación), y finalmente en la parte C se muestran las emisiones abatidas por los equipos de contaminación.

En el caso del SO_x , NO_x y MP hemos utilizado directamente el factor de emisión de cada contaminante de una central CP presentado en el informe AP-42 en US EPA (1998). En el caso del CO_2 el factor de emisión se obtuvo del informe elaborado por el Grupo de Trabajo III del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2005, tabla 8.1 p. 343). Éste muestra que

⁹ El carbón bituminoso es de alto poder calórico, normalmente superior a 6 350 kCal/kg. Por lo contrario, carbón subbituminoso es de menor poder calórico, del orden de 4 000 kCal/kg.

¹⁰ Muller y Mendelsohn (2007) y Banco Mundial (1998) indican que se debe prestarse particular atención al MP menor de 10 μm , puesto que éstos son inhalados en los pulmones y son asociados con los más graves daños en la salud humana. Véase mayor información de otros contaminantes en EPA (1998).

CUADRO 1. Factores de emisión del carbón y del petróleo^a

	SO _x ^b	NO _x ^c	MP > 2.5 ^d	MP ≤ 2.5 ^d	CO ₂ ^e
A. Emisiones descontroladas en kg/Mg para la combustión de carbón					
Máximo	22.80	16.50	38.54	6.07	2 385
Mínimo	18.60	3.60	7.75	0.45	2 165
B. Emisiones controladas con abatimiento en kg/Mg de carbón					
Máximo	2.28	3.30	0.23	0.15	426
Mínimo	1.86	0.72	0.04	0.02	271
C. Emisiones abatidas en kg/Mg de carbón					
Máximo	20.5	13.2	38.3	5.9	1 958.8
Mínimo	16.7	2.9	7.7	0.4	1 894.1
Eficiencia	90	80	99	98	82
D. Emisiones descontroladas en kg/Mg para la combustión del petróleo 6					
Máximo	22.31	6.44	0.82	0.88	3.386

^a Factores de emisión de SO_x, NO_x y MP para el carbón se obtuvieron de procesar la información de US EPA (1998), tablas 1.1-3; 1.1-6; 1.1-7 y 1.1-9. Factores de emisión para el petróleo 6 se obtuvieron de procesar la información de US EPA (1998), tablas 1.3-1; 1.3-4 y 1.3-12.

^b Wet scrubbers (FGD): eficiencia en el abatimiento mayor a 90 por ciento.

^c Selective catalytic reduction (SCR): eficiencia en el abatimiento entre 75 y 86%. Se consideró 80 por ciento.

^d Electrostatic precipitator (ESP): eficiencia en el abatimiento de 99 por ciento.

^e Informe del Grupo de trabajo III del IPCC, IPCC (2005), tabla 8.1, p. 343.

por cada MWh generado, las nuevas centrales CP producen un máximo de 0.811 ton de CO₂, equivalente a 2 157 kg de CO₂ por cada tonelada de carbón para una central con rendimiento medio de 0.376 kg de carbón por cada kWh generado.¹¹ De este modo el total de emisiones de un contaminante es contaminación = factor de emisión × toneladas de carbón.

2. Daño marginal causado por las emisiones y costo de abatimiento

La primera fila del cuadro 2 muestra el costo del daño marginal causado por cada tonelada de contaminante emitido. En los casos del SO_x, NO_x y MP los valores se obtienen directamente del estudio de Muller y Mendelsohn (2007), cuadro 3 p. 10. El caso del CO₂ es algo más complicado ya que el número de estudios que han estimado el costo del daño marginal causado por una tonelada de carbono es grande y el rango de variación de las estimaciones amplio. Se debe tener presente que en el caso del CO₂, los estudios normalmente presentan el costo del daño marginal de una tonelada

¹¹ El cálculo es: $0.811/0.376 \times 1.000 = 2.157$ kg de CO₂/ton de carbón.

de carbono (C). De este modo, en vista de que cada tonelada de carbono es equivalente a 3.67 toneladas de CO₂, para transformar a toneladas de CO₂ se deben multiplicar las toneladas de carbono por ese valor.¹²

El artículo de Tol (2005), quien resume y compara los resultados de 28 estudios hechos por académicos de 18 equipos independientes, es la revisión bibliográfica más completa que encontramos. En éste, la media de las estimaciones del daño marginal causado por una tonelada de carbono es de 86 de dólares/tC y la desviación estándar de 249 dólares/tC.¹³ Sin embargo, Tol señala que existen diferencias sistemáticas entre estudios —no todos son igualmente confiables—. Así, si se consideran solamente aquellos estudios publicados en revistas académicas con revisión anónima de pares, la media cae a 43 dólares/tC y la desviación estándar a 83 dólares/tC. Hechas estas consideraciones, Tol (2005) concluye que es improbable que el costo del daño marginal de las emisiones de dióxido de carbono exceda los 50 dólares/tC y que probablemente es mucho más bajo; o lo que es lo mismo, es improbable que el costo del daño marginal de las emisiones de dióxido de carbono exceda los 13.6 dólares/tCO₂.¹⁴ En nuestros ejercicios supondremos que éste es el costo del daño que causan las emisiones de CO₂. Cabe destacar que Nordhaus (2008) estima que el costo del daño causado por las emisiones es de 27 dólares/tC (7.4 dólares/tCO₂) en valor presente a 2005, y que este costo aumenta entre 2 y 3% cada año. Así, el costo del daño causado por una tonelada de carbono emitida en 2050 sería de 90 dólares/tC (24.5 dólares/tCO₂) y 200 dólares/tC (54.5 dólares/tCO₂) en 2100.¹⁵

¹² Pocos estudios advierten la diferencia entre carbono y dióxido de carbono y algunos los confunden. Romm (2008) explica la diferencia (la traducción es nuestra): “La fracción de carbono en el dióxido de carbono es la razón de sus pesos. El peso atómico del carbono es 12 unidades de masa atómica, mientras que el peso del dióxido de carbono es 44, porque incluye dos átomos de oxígeno y cada uno pesa 16. Así, para cambiar desde uno al otro, use la fórmula: una tonelada de carbono es igual a $44/12 = 11/3 = 3.67$ toneladas de dióxido de carbono. Por eso, 11 toneladas de dióxido de carbono son iguales a tres toneladas de carbono y un precio de 30 dólares por tonelada de dióxido de carbono es igual a un precio de 110 dólares por tonelada de carbono.”

¹³ Esta media pondera los distintos estudios según su calidad. Véase Tol (2005), pp. 2069-2070.

¹⁴ El cálculo se obtiene de: $50 \times 1/3 = 16.67$ dólares/tCO₂.

¹⁵ Véase más información de la economía del cambio climático en a Nordhaus (2008), Stern (2008) y los comentarios a Dyson (2008) a Nordhaus (2008) y Zedillo (2008). Se podría argumentar que este valor es un poco menor que el precio al cual se están comerciando los permisos de emisión en Europa. De hecho, durante ese año el precio del contrato a futuro del derecho a emitir una tonelada de CO₂ comerciando en el European Energy Exchange (EEX) ha llegado hasta 25 euros. Sin embargo, este precio está influido por múltiples factores, entre ellos la cantidad de emisiones por reducir que se fijó como meta en el Protocolo de Kioto. Por eso, preferimos basar nuestros cálculos en las estimaciones del costo social de las emisiones de CO₂. En todo caso, cabe señalar que la diferencia de precios no cambia el orden de magnitud de la desventaja del viento que encontramos en este estudio.

La segunda fila del cuadro 2 muestra los costos de abatir cada contaminante por kW instalado de una central a carbón. En el caso del SO_x , NO_x y MP existen filtros que permiten abatir gran parte de las emisiones. Los costos se obtuvieron directamente de la guía del Banco Mundial para nuevas plantas termoeléctricas (Banco Mundial, 1998) y fueron actualizados para 2010. Además, se consideró que la incorporación de éstos aumenta los consumos propios de una central desde 4 a 7%. El cuadro 2, tercera fila, también muestra el costo equivalente de abatir cada tonelada de SO_x , NO_x y MP, que se obtiene de dividir la anualidad de la inversión de los equipos, AVI (calculada a 10% y a 25 años), por las toneladas de emisiones abatidas en el año. Finalmente, el costo de abatir CO_2 en una central a carbón se obtiene directamente, en dólares por tonelada, del informe del Grupo de Trabajo III del IPCC (IPCC, 2005). Los costos de mitigación incluyen captación, transporte y almacenamiento geológico.

De la cuarta a la sexta fila del cuadro 2, se muestra el costo marginal del contaminante por cada MWh generado en una central a carbón, que se obtiene de multiplicar el costo marginal, en dólares por tonelada del contaminante, por su respectivo factor de emisión y por el consumo específico de la central. La última fila del cuadro 2 muestra el costo ambiental por MWh generado de una turbina a diesel operando con petróleo núm. 6.

3. Política óptima y el costo social de las emisiones

Una de las ventajas de usar valores marginales y no medios es que se puede estudiar qué contaminantes son más eficientes de abatir. La política debiera ser abatir un contaminante sólo cuando el costo de abatir sea igual o inferior a su daño marginal. Por lo contrario, si el costo de abatir es mayor que el daño marginal, conviene tolerar el daño marginal. El cuadro 2, fila 7, indica la decisión eficiente de cada contaminante, que se obtiene comparando los costos por cada MWh generado de la emisión descontrolada (CED) con el de abatir (CA) sumado el costo de las emisiones controladas (CEC). De este modo la decisión óptima será abatir solo si

$$CED > CA + CEC$$

Aplicando lo anterior, se obtiene que para el SO_x , NO_x y MP conviene abatir. En ese caso, el costo del daño causado por las emisiones no abatidas es igual al costo marginal de las emisiones controladas por MWh generado

CUADRO 2. Costo de los contaminantes en dólares de 2008^a

	SO _x	NO _x	MP > 2.5	MP ≤ 2.5	CO ₂ ^b
Costo de la tonelada emitida ^c	1 500	300	500	3 300	13.6
Costo de abatir por kW instalado ^d	172	83	67	67	—
Costo de la tonelada abatida ^c	346	260	72	468	71
MWh	11.63	1.68	6.55	6.81	11.03
Costo de abatir por MWh	2.41	1.17	0.94	0.94	47.29
Costo emisiones controladas por MWh	1.16	0.34	0.04	0.17	1.97
Política en central a carbón	Abatir	Abatir	Abatir	Abatir	No abatir
Costo sin abatir por MWh del petróleo 6	8.7	0.5	0.1	0.8	12.0

^a Cálculo consideró el valor máximo del factor de emisiones.

^b Valor para el CO₂ de Tol (2005).

^c Valores par NO_x, SO_x y MP de Muller y Mendelsohn (2007), tabla 3, p. 10.

^d Costos de abatir NO_x y SO_x del Banco Mundial Group (1998), p. 423, en dólares de 1997 y llevado al 2010 con un cpi de 2.5% anual. Se usaron los valores máximos. Costos de abatir MP obtenido con base en la información de la industria.

^e Costo de la tonelada de CO₂ abatida de IPCC (2005), tabla TS.10, p. 43. Los costos de mitigación incluyen captación, transporte y almacenamiento geológico. Se usó el valor máximo.

(cuadro 2, sexta fila) multiplicada por la generación neta de la central en el periodo. Por lo contrario, el CO₂ es el único contaminante que no conviene abatir. En este caso, el costo del daño causado por las emisiones es igual al costo marginal por MWh generado de las emisiones descontroladas (cuadro 2, sexta fila) multiplicada por la generación neta de la central.

II. EL COSTO DE GENERAR CON VIENTO

1. El costo de la capacidad eólica

Las estimaciones del costo de la generación con viento no son precisas. Sin embargo, la disponibilidad y volatilidad del viento es la principal variable en la elaboración de un molino. En Chile Moreno *et al* (2007) estiman que cada kW cuesta entre 1 100 y 1 500 dólares. Santana (2006) da un rango entre 1 200 y 1 800 dólares. En los Estados Unidos Bolinger y Wiser (2008), p. 21, afirman que el costo por kW de turbinas instaladas en 2007 varió entre 1 240 y 2 600 dólares, siendo la media 1 710. Sin embargo, el costo ha ido aumentando en años recientes, principalmente por el aumento del precio de las turbinas. De hecho, la estimación promedio de Bolinger y Wiser (2007) del costo de los proyectos propuestos en 2006 (pero aún no ejecutados) es de 1 920 dólares el kW.

En general, tales valores parecen un tanto bajos, en vista de los montos que se declaran en algunos proyectos recién construidos en Chile. Por ejem-

CUADRO 3. *Costo de instalar turbinas Vestas V 82 de 1.65 MW*

(Millones de dólares de 2008)

	(1) <i>Parque de 173 MW</i>	(2) <i>Parque de 91 MW</i>	(3) <i>Parque de 58 MW</i>
Costo de las turbinas	309	163	104
Total por KW	1 782.9	1 793.3	1 805.8
Costo total de construcción	98	54	36
Total por WK	566.0	589.7	617.1
Costo total del parque eólico	407	216	140
Costo total por KW	2 349.7	2 383.0	2 422.9

FUENTE: Pavez (2008).

plo, Endesa informó que la inversión en su parque eólico Canela de 18.15 MW que entró en operación en diciembre de 2007 ascendió a 35 millones de dólares, o 1 928 dólares/ KW.¹⁶ La minera Barrick, por su parte, declaró que la inversión en su parque eólico Punta Colorada de 20 MW ascenderá a 40 millones de dólares, o 2 000 dólares/ KW.¹⁷

Quizá el estudio más cuidadoso del costo de instalar un parque eólico en Chile es el de Pavez (2008). El cuadro 3 muestra el desglose de los costos estimados por Pavez de construir un parque eólico en el norte de Chile —las turbinas, su instalación y el costo de las obras civiles—. La columna 1 muestra que un parque eólico de potencia nominal de 173 MW costaría 407 millones de dólares o 2 350 dólares/KW. A medida que el tamaño del parque disminuye, el costo total cae pero aumenta el costo por KW. Así, el costo por KW es de 2 383 dólares/KW si el parque es de 91 MW y 2 422.9 dólares/KW si el parque es de 58 MW. En nuestras simulaciones supondremos que el costo de cada KW de capacidad eólica es de 2 350 dólares.¹⁸

2. *El factor de planta y la variabilidad del viento*

La variabilidad del viento implica que la hélice girará bastante menos que su capacidad máxima y por eso el factor de planta de las turbinas eólicas es

¹⁶ Véase “Endesa sale en defensa de centrales en Aysén por campañas ambientalistas”, *Diario Financiero*, 7 de diciembre de 2007.

¹⁷ Véase “Molinos de energía”, Ediciones Especiales On Line de *El Mercurio*, 9 de enero de 2008.

¹⁸ Una objeción a este artículo podría ser que no estamos considerando que seguramente los avances tecnológicos disminuirán en el futuro el costo de las turbinas. Pero también es cierto que el costo de otras tecnologías también debería disminuir y la eficiencia con que usan el combustible también podría aumentar. No nos parece, por tanto, que nuestras conclusiones dependan del supuesto del costo constante de las tecnologías.

comparativamente bajo.¹⁹ En Oswald *et al* (2006) se muestra los siguientes factores de planta: Reino Unido 28.4%, España 26.6%, Dinamarca 24.1% y Alemania 17.8%. Bollinger y Wiser (2007), pp. 23 y ss., registran factores de planta del orden de 30% en promedio para los Estados Unidos, aunque el rango es amplio —por ejemplo, entre 18 y 48% para proyectos construidos en 2006—. Por último, Giumelli (2008) presenta factores de planta de 29.8% en Brasil.

La CNE ha encargado varios estudios que miden la velocidad del viento en distintos puntos de Chile.²⁰ En este trabajo utilizaremos mediciones en ocho lugares ubicados en las regiones del Maule, Coquimbo y Atacama hechas entre el 29 de enero de 2006 y el 8 de noviembre de 2007. En estos lugares se instalaron anemómetros en torres de 20 y 40 metros y se registró la velocidad del viento cada 10 minutos.²¹ El cuadro 4 muestra los factores de planta que se infieren de las mediciones de la CNE (2007b) en cada uno de los ocho lugares. Tal como se observa en la columna 2, éstos varían entre 7.7% (Llano del Chocolate) y 39.5% (Loma del Hueso) y la media es 24%.²² La volatilidad del viento la trataremos por medio del estudio de distintos escenarios. Para ello la oferta de generación eólica se distribuye en los diferentes bloques de la demanda mensual, según el viento esté disponible en las horas de punta, fuera de punta o según la demanda.

¹⁹ Los factores de planta bajos son, en parte, consecuencia de la elaboración. En efecto, es posible aumentar el factor de planta de las hélices con un rotor grande y una hélice muy pequeña, porque en ese caso se alcanzarían factores de planta altos aun si el viento sopla muy poco. Sin embargo, una hélice de ese tipo produciría muy poca electricidad. La mejor proporción inversión/generación se alcanza con hélices más grandes, pero el resultado es factores de planta más bajos. Por su parte, la curva de potencia de un aerogenerador es la relación de potencia que es capaz de generar una turbina con distintas condiciones de viento. Se compone de un tramo inicial desde velocidades de viento hasta la velocidad de *cut-in* tal que la generación es nula, seguido de un tramo casi lineal de pendiente positiva que deriva en un tramo de potencia constante para un rango determinado de velocidades (entre los 15 y los 25 m/s). Finalmente para velocidades de viento superiores al límite de *cut-out*, la turbina se desconecta y la generación de potencia vuelve a ser nula. Además, la ley de Betz implica que el máximo factor de carga posible es de 59 por ciento.

²⁰ Estudios del potencial eólico de Chile son los de Corfo (1993) y Muñoz *et al* (2003) (que se pueden encontrar en http://www.cne.cl/fuentes_energeticas/e_renovables/eolica.php). En la misma página se pueden encontrar datos de mediciones horarias de la velocidad del viento en varios puntos de Chile para periodos de alrededor de dos años. Véase también Comisión Nacional de Energía (2007b), en la misma página.

²¹ En Chile, desde que entró en funcionamiento la central eólica Canela de Endesa, el 27 de diciembre de 2007, hasta el 10 de mayo de 2008, ha mostrado un factor de planta de 15.48%. Por una parte, casi a toda hora es posible encontrar días con factores de planta cercanos a 100%. Por otra, a toda hora también es posible encontrar días en que nada se genera. De hecho, durante el 37.9% de las horas del periodo señalado Canela no generó.

²² En el apéndice se explica cómo pasar desde la velocidad del viento al factor de carga.

CUADRO 4. Factores de planta en ocho puntos de medición

	(1) Anemómetro (m)	(2) Factor de planta (porcentaje)	(3) Inicio de la medición	(4) Fin de la medición
Loma del Hueso	20	39.5	28/09/2006	07/11/2007
Llano de Chocolate	20	7.7	02/06/2006	07/11/2007
Carrizalillo	40	16.3	13/07/2006	29/09/2007
Punta Los Choros	20	16.5	02/06/2006	07/11/2007
Lengua de Vaca	20	37.3	26/09/2006	08/11/2007
Cerro Juan Pérez	20	20.5	03/06/2006	06/11/2007
La Cebada Costa	20	33.6	03/06/2006	08/11/2007
Faro Carranza	40	26.7	29/01/2006	31/01/2007
Promedio		24.0		

FUENTE: Cálculos de los autores basados en información de la CNE (2007b).

III. LA METODOLOGÍA USADA EN EL ESTUDIO

1. Operación a mínimo costo del SIC

Para simular la operación a mínimo costo de las centrales del SIC en cada escenario utilizamos el modelo de despacho Omsic conjuntamente con el plan de obras, o programa de entrada de nuevas centrales, elaborado por la CNE en abril de 2007 (CNE, 2007a).²³ Este es un plan indicativo que minimiza el costo de operación, inversión y falla, considerando las distintas opciones de generación: la hidroelectricidad, el carbón, el gas natural licuado (GNL) o el diesel. El conjunto de centrales que arroja esta optimización es conocido como plan de obras adaptado a la demanda e indicativo de la CNE, y su finalidad es simular las decisiones de inversión de los generadores privados.²⁴ Ahora bien, para cuantificar el efecto de una planta eólica en el SIC es necesario modificar el plan de obras del caso base, considerando que la planta eólica instalada sustituirá a una a carbón. Al mismo tiempo, desde el punto de vista de simular la operación del sistema, la planta eólica no sustituye a la planta térmica sino que sólo retrasa su entrada. Por eso, al simular la operación del sistema supondremos que la demanda residual —es decir, descon-

²³ El modelo Omsic es un modelo de despacho hidrotérmico que determina la operación a mínimo costo del SIC para un horizonte de operación. En este modelo el problema de optimización se resuelve con técnicas de Stochastic Dynamic Planning (SDP). En Galetovic y Muñoz (2009) y en Galetovic *et al* (2002) se describe en detalle el modelo Omsic y sus reglas de operación. Véase mayor detalle de la aplicación de programación dinámica en la planeación de sistemas hidrotérmicos en Pereira y Pinto (1991) y en Power System Research Institute (2001).

²⁴ Se dice que un sistema eléctrico está adaptado a la demanda cuando la capacidad instalada es suficiente para servir el consumo a un mínimo costo técnicamente factible.

tada la parte que será suministrada por la planta eólica— será satisfecha por centrales tradicionales. Así, las centrales a carbón se retrasarán lo suficiente para que el costo marginal monómico de la energía sea a lo menos igual al costo de la tecnología de expansión, el carbón. De este modo, se puede obtener el nuevo plan de obras y simular la operación. Con este método haremos el ejercicio que se describe a continuación.²⁵

2. ¿Cuánto cuesta sustituir una central a carbón?

Calcular el costo de inversión es sencillo. Basta con multiplicar el número de kilowatts de potencia por el costo por kW, una magnitud habitualmente disponible. Sin embargo, las reglas de operación del sistema eléctrico chileno implican que cuando una turbina eólica reemplaza a una central a carbón no forzosamente sustituye generación a carbón. En efecto, el costo marginal de la generación eólica es 0 y eso implica que toda la energía será colocada en la base. Por tanto, según sea la hora del día en que sople, el viento sustituirá carbón, gas o diesel. Además, qué combustible sea reemplazado en cada momento dependerá también de la cantidad de agua disponible. Por eso, la sustitución debe calcularse simulando la operación del sistema. Una vez computadas las diferencias de costos de operación, incluyendo los costos asociados a las externalidades ambientales, con una y otra opción, las actualizaremos descontándolas al 10% real suponiendo un horizonte de 25 años, que aproximadamente corresponde al tiempo de vida útil de una central eólica.

Por otra parte, es necesario considerar que la disponibilidad de viento es aleatoria y, valga la redundancia, volátil. Esto implica que si la generación eólica sustituye a una central a carbón seguramente será necesario invertir en capacidad de respaldo (posiblemente turbinas diesel), de lo contrario aumentará la probabilidad de déficit respecto al caso base. De manera similar, si las turbinas eólicas no generan durante las horas de punta, es necesario sustituirlas con centrales térmicas. Por eso, una parte del costo de la energía eólica es: o la inversión en respaldo térmico, la mayor probabilidad de déficit de energía o un aumento de la probabilidad de pérdida de carga.²⁶

²⁵ El precio monómico de la energía indica el costo promedio de un kWh habida consideración que en el sistema chileno los generadores reciben pagos por la venta de energía y potencia. Es decir, es igual a $(p_e \cdot e + p_r \cdot p)/e$, en que p_e es el precio de la energía, p_r el de la potencia, e la cantidad total de energía consumida y p la cantidad de potencia utilizada durante la hora del año cuando el consumo es máximo. Véase mayor información del sistema de precios en Chile en Galetovic y Muñoz (2009).

²⁶ Por ejemplo Blackler e Iqbal (2006) evalúan si es más conveniente continuar generando con una

De este modo para dejar constante la probabilidad anual de déficit (LOLP anual), basta con agregar suficiente capacidad térmica en turbinas operando con diesel.²⁷

3. La variabilidad del viento y el modelo de despacho

La variabilidad del viento no ha sido recogida en los modelos de despacho hidrotérmicos que se ocupan para simular la operación del SIC. En realidad, se ha supuesto que las centrales eólicas son de base, que su costo de operación es 0 y que a toda hora aportan la misma potencia igual a sus factores de planta. Este supuesto simplifica los cálculos, pero es inapropiado porque la disponibilidad de viento varía hora a hora, mes a mes y, seguramente, año a año. Esto no tiene mayor consecuencia cuando se modelan centrales eólicas de un par de megawatts, pero los errores son más grandes si la generación eólica es abundante.

En el estudio modelamos la variabilidad del viento de la siguiente forma. Primero supondremos que la cantidad total de energía generada durante cada año por una central eólica es siempre la misma e igual a capacidad nominal \times factor de planta \times 8 760. Segundo, para modelar la variabilidad del viento asignaremos la energía que implica el factor de planta entre los 12 meses del año a prorrata de la disponibilidad mensual que se infiere de las mediciones de la CNE (2007b) citadas en el cuadro 2. Tercero, dentro de cada mes, asignaremos esta energía de manera diversa entre los cinco bloques de demanda para examinar las consecuencias de la disponibilidad variable de viento. De este modo la generación eólica disponible cada mes se distribuye en los distintos bloques horarios de la demanda mensual, según el viento esté disponible en las horas de punta, fuera de punta o según siga el consumo.²⁸

4. Escenarios

Las simulaciones se harán con el modelo Omsic considerando los siguientes casos: i) *caso base o BASE*: plan de obras de la CNE con centrales tradicionales

central térmica diesel de 500 MW o incorporar un parque eólico. Su análisis soslaya la posibilidad de desmantelar la central a diesel; todo lo contrario, la mantiene como respaldo.

²⁷ El ajuste de la confiabilidad anual de las corridas con viento se realiza agregando una turbina diesel al inicio del periodo de estudio, de un tamaño tal que la LOLP anual sea igual al caso BASE.

²⁸ La demanda mensual del SIC se representa en cinco bloques, o grupos de hora, en que se supone la misma demanda promedio. Véase más pormenores en el apéndice.

y sin turbinas eólicas. El precio del carbón bituminoso considerado es de 76 dólares/ton. Además presentamos dos casos de precio del carbón bituminoso: barato (50 dólares/ton) y caro (120 dólares/ton); ii) *caso CNE con respaldo*: considera el caso BASE con el precio del carbón en 76 dólares/ton pero reemplazando a partir del 2010 una central a carbón de 260 MW brutos por una central eólica con un factor de planta igual a 24% y las distribuciones horarias y mensuales calculadas según las mediciones CNE en los ocho sitios descritos en el cuadro 4. Por tanto, para reemplazarla con generación basada en viento se necesitan $1\,900\,000 \text{ MWh}/(\text{factor de planta}) \cdot 8\,760 \text{ MWh}$ de capacidad eólica. Por eso, si el factor de planta es igual al promedio del cuadro 4 —es decir 24%— se necesitan 943 MW para reemplazar a una central a carbón de 260 MW brutos.

Además, agregamos una central térmica diesel suficiente para mantener la probabilidad de déficit cercana al caso base y hacemos los siguientes ejercicios de sensibilidad: i) todo el viento sopla en la hora de punta: el 100% de la energía eólica se genera en las horas de punta, pero sin respaldo térmico; ii) el viento sigue el consumo: la generación eólica se reparte entre horas en la misma proporción que el consumo total, pero sin respaldo térmico; iii) el viento sólo sopla en horas fuera de punta: el 100% de la generación eólica se entrega en las horas de menor consumo, pero sin respaldo térmico; iv) el viento sólo sopla en horas fuera de punta con respaldo: este caso es idéntico al anterior, pero se le agrega una central térmica diesel suficiente para mantener la probabilidad de déficit cercana al escenario base.

Nótese que no consideramos variaciones interanuales del viento. También es conveniente señalar que no cambiamos las políticas de operación del lago Laja, las que son calculadas por el modelo de despacho durante la optimización. Las políticas de operación a mínimo costo indican la cantidad de agua que debe ser desembalsada y generada en las centrales del lago Laja en cada etapa.²⁹ En nuestras simulaciones la central eólica es respaldada con una turbina a gas operando con diesel. El respaldo también podría provenir de los embalses del SIC, sin embargo, esta opción es más cara que una turbi-

²⁹ Este supuesto es realista, porque cuando el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) programe la operación seguramente supondrá una cierta generación eólica esperada para el día siguiente. Así, las variaciones horarias del viento no afectarán la operación de los embalses y serán absorbidas por la central que en cada momento esté regulando la frecuencia. Este supuesto tampoco debiera afectar el cálculo de la probabilidad de falla del sistema, porque los déficit de energía ocurren durante las horas de punta y en las hidrologías más secas de la estadística. En estos casos la regla de operación de los embalses es muy simple: guardar toda la energía para las horas de punta.

na, porque en sequía el costo del agua es mayor que la anualidad del costo de inversión y de operación de una turbina a gas operando con diesel.

IV. RESULTADOS

1. *Costos de una central PC*

Una central a carbón de 260 MW brutos genera alrededor de 1 900 GWh cada año y sus costos de inversión y operación en el caso base ascienden 1 449 millones de dólares. El desglose de estos costos se muestra en el cuadro 5. La inversión de 515 millones de dólares y los costos operacionales de 615 millones de dólares representan respectivamente 36 y 42% del total de los costos. La inversión en equipos de abatimiento y valoración de las emisiones de los contaminantes ascienden a 320 millones de dólares, el 22% del total de costos. Además, se muestra las sensibilidades al precio del carbón. Con un carbón barato (50 dólares/ton) el costo total es de 1 285 millones de dólares, 11% inferior al caso base, y con un carbón caro (120 dólares/ton) el costo es de 1 726 millones de dólares, 19% mayor al caso base.

2. *¿Cuánto cuesta remplazar una central a carbón con viento?*

El mismo cuadro 5 muestra el costo adicional de sustituir con generación eólica, lo generado cada año por 260 MW de carbón. A continuación analizamos la simulación registrada en la columna 1. Este ejercicio supone que el viento repite la pauta de los estudios de la CNE, en la que el viento sopla principalmente entre las 16 y 19 hrs.

Respecto a los costos, el principal es la inversión en turbinas eólicas: 2 219 millones de dólares (88% del total de los costos). Le siguen los 211 millones de dólares de costos variables de operación (8% del total de los costos que incluye costos de transporte en líneas de transmisión troncal y costos fijos de mantenimiento); los 91 millones de dólares en respaldos térmicos (costo de la turbinas diesel de respaldo y mayor, o menor, operación térmica del sistema: 4% del total de los costos), y los 2 millones de dólares en costos de contaminación por operación de los respaldos térmicos cuando no hay viento (0.1% del total de los costos). En total, los costos suman 2 523 millones de dólares. Los porcentajes se muestran en la parte B del cuadro 6. También se muestra la sensibilidad de los costos según las horas del día en que el viento sopla. Si el viento sopla en las horas de punta, el costo es de 2 345 millones de

CUADRO 5. Costos de remplazar una central a carbón CP de 260 MW con una central eólica^a

(Millones de dólares de 2008)

	Carbón base b	Carbón barato ^c	Carbón caro ^d	Viento (1) Estudios más turbina diesel	Viento (2) Viento sopla en horas de punta	Viento (3) Viento sigue a la demanda hora a hora	Viento (4) Viento sopla en horas fuera de punta	Viento (5) Viento (4) más turbina diesel
	515	515	515	2 219	2 219	2 219	2 219	2 219
Inversión central^e	515	515	515	2 219	2 219	2 219	2 219	2 219
Costos operacionales								
Costo variable combustible ^f	479	315	756	—	—	—	—	—
Costo variable no combustibles ^g	56	56	56	148	148	148	148	148
Costos por peajes red troncal ^h	56	56	56	56	56	56	56	56
Costos fijos por mantenimiento ⁱ	19	19	19	8	8	8	8	8
Costos administrativos ^j	5	5	5	0	0	0	0	0
Total costos operacionales	615	450	891	211	211	211	211	211
Respaldos térmicos								
Inversión turbina diesel ^k	—	—	—	145	—	—	—	145
Mayores costos del sistema ^l	—	—	—	-54	-88	-2	134	101
Total costos respaldos térmicos	—	—	—	91	-88	-2	134	246
Contaminantes								
Abatimiento SO _x	45	45	45	—	—	—	—	—
Abatimiento NO _x	22	22	22	—	—	—	—	—
Abatimiento MP	17	17	17	—	—	—	—	—
Abatimiento CO ₂ ^m	—	—	—	—	—	—	—	—
Emisión SO _x	21	21	21	1	1	0	-1	0
Emisión NO _x	6	6	6	0	0	0	0	0

Emisión MP ₁₀	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Emisión MP _{2.5}	3	3	3	0	0	0	0	0	0
Emisión CO ₂	204	204	204	1	2	0	0	-1	0
Costos contaminación	320	320	320	2	3	0	0	-3	1
Costos totales	1 449	1 285	1 726	2 523	2 345	2 429	2 562	2 677	
Costo adicional del viento respecto al caso BASE				1 074	896	980	1 113	1 228	
Promedio falla anual (IOLP) (porcentaje)	7	7	7	4	2	7	10	6	

^a Valor presente con tasa de descuento anual de 10% y 25 años. Factor de planta central eólica de 24 por ciento.

^b Carbón bituminoso con un valor de 76 dólares/ton. CNE (octubre de 2007).

^c Carbón bituminoso con un valor de 50 dólares/ton. CNE (octubre de 2003).

^d Carbón bituminoso con un valor de 120 dólares/ton. CNE (octubre de 2008).

^e Considera una inversión de 1 978 dólares/kw en una central a carbón CP sin equipos de descontaminación. El valor se obtiene de descontar al valor registrado en CNE (abril, 2009), el costo de los equipos de descontaminación de 322 dólares/kw registrados por el Banco Mundial. En el caso de la central eólica considera una inversión de 2 350 dólares/kw (Pavez, 2008).

^f Consumo específico de 0.34 kg de carbón por cada kWh neto.

^g Para una central a carbón el costo variable no combustible es de 3.0 dólares/MWh y para una central eólica es de 8.0 dólares/MWh.

^h Costo por uso del sistema troncal es de 3.0 /MWh.

ⁱ Costo fijo de mantenimiento anual de 1% del total de la inversión en una central a carbón es de 8 dólares por cada kw. Para una central eólica es de 0.9 dólares por cada kw.

^j Costos de administración del 1% del total de la inversión en una central CP. En una central eólica no se consideraron costos relevantes.

^k Inversión en una turbina de respaldo diesel de 250 MW.

^l Representa los mayores costos de operación de las centrales termoeléctricas del sistema, que se originan al remplazar una central a carbón CP con una central eólica. En caso de ser negativo, significa que la operación es más económica con la central eólica.

^m No se considera abatimiento de CO₂ debido a su alto costo, que es superior al costo marginal de emisión.

dólares, caso Viento (2), y si sigue la demanda es de 2 429 millones de dólares, caso Viento (3). Por lo contrario, si sopla en las horas fuera de punta y no hay respaldos térmicos adicionales, el costo es de 2 562 millones de dólares, caso Viento (4), pero si cuenta con respaldos, el costo sube a 2 677 millones, caso Viento (5).

3. *El resultado neto*

La penúltima fila del cuadro 5 muestra el resultado neto. La conclusión es que en 25 años la sustitución de 260 MW de una central a carbón por capacidad eólica equivalente aumenta el costo social en 1 074 millones de dólares (aunque el rango de las cinco estimaciones va desde 896 dólares hasta 1 228 millones, dependiendo de las horas en que sopla el viento y de si hay o no respaldos térmicos). Nuestro análisis muestra que la desventaja del viento es simplemente que, siendo bajos sus factores de planta, es necesario invertir alrededor de cuatro veces más para generar la misma energía. La mayor inversión sobrepasa con holgura el ahorro proveniente del menor costo de operación de las turbinas eólicas. Las desventajas adicionales (necesidad de respaldos térmicos y volatilidad de su disponibilidad) no son irrelevantes, pero su efecto es de una magnitud menor.³⁰

En cualquier caso, la inversión en centrales térmicas probablemente no cambiará mucho con la introducción del uso del viento. En efecto, para mantener la confiabilidad del sistema y la probabilidad de déficit es necesario invertir en turbinas diesel. Nuestras simulaciones indican que para mantener la probabilidad de déficit igual a la del caso base, LOLP de 7%, si el viento soplase sólo fuera de la punta sería necesario invertir 275 MW en turbinas diesel, es decir, la capacidad de carbón que se reemplazó, caso Viento (5). Por lo contrario, en este mismo caso y de no poner respaldos térmicos adicionales la LOLP del sistema sube a 9%, caso Viento (4).

4. *Viento y carbón comparados*

El cuadro 6, parte A, muestra el costo medio total monómico de cada tecnología y para cada escenario. Se aprecia que el costo medio del carbón en el

³⁰ Nótese, en todo caso, que soslayamos la variabilidad del viento de un año a otro, y también estamos suponiendo que su disponibilidad horaria sigue una pauta promedio horario. En cualquier caso, en la medida en que haya suficientes parques eólicos, la varianza del factor promedio horario debiera ser cada vez más baja.

CUADRO 6. Costo medio de producción de cada tecnología

	<i>Carbón</i>		<i>Viento (1)</i>	<i>Viento (2)</i>	<i>Viento (3)</i>	<i>Viento (4)</i>	<i>Viento (5)</i>	
	<i>Caso base</i>	<i>Barato</i>	<i>Caro</i>	<i>Estudios CNE más turbina diesel</i>	<i>Viento sopla en horas de punta</i>	<i>Viento sigue a la demanda hora a hora</i>	<i>Viento sopla en horas fuera de punta</i>	<i>Viento (4) más turbina diesel</i>
<i>A. Valores en dólares de 2008 por cada MWh generado</i>								
Inversión central	28	28	28	120	120	120	120	120
Costos de operación	33	24	48	11	11	11	11	11
Respaldos térmicos	—	—	—	5	-5	0	7	13
Contaminantes	17	17	17	0.1	0.2	0.0	-0.1	0.0
Costo medio por MWh	78	69	93	136	127	131	138	144
<i>B. Porcentaje respecto del total</i>								
Inversión central	36	30	40	88	95	91	87	83
Costos de operación	42	52	35	8	9	9	8	8
Respaldos térmicos	—	—	—	4	-4	0	5	9
Contaminantes	22.1	18.5	24.9	0.1	0.1	0.0	-0.1	0.0
Porcentaje total	100	100	100	100	100	100	100	100

caso base es de 78 dólares/MWh, pudiendo variar entre 69 y 93 de dólares/MWh dependiendo del costo del carbón bituminoso. El costo de la contaminación es de 17 dólares/MWh, 22% del costo medio total.

En el caso Viento (1) el costo medio es de 136 dólares/MWh. Los respaldos térmicos necesarios para mantener la LOLP del sistema aumentan el costo en 5 dólares/MWh (4% del costo medio). Sin embargo, el costo del respaldo depende de las horas en que sopla el viento. Cuando el viento sopla en las horas de punta [caso Viento (2)] costo de operación térmica del sistema cae en 5 dólares/MWh; es decir, la generación eólica alivia al sistema y reemplaza generación térmica, o falla (racionamiento); en este caso el costo medio es de 127 dólares/MWh. En el caso Viento (3), que es un escenario intermedio, el costo medio del viento es de 131 dólares/MWh. Por lo contrario, cuando el viento sopla en las horas fuera de punta [caso Viento (4)] y no haya respaldo de una turbina diesel, el mayor costo de operación y falla proviene exclusivamente desde el sistema y es de 7 dólares/MWh (5% del costo medio), en cuyo caso el costo medio llega a 138 dólares/MWh. Si a este

escenario se agrega un respaldo térmico, el costo medio llega a 144 dólares/MWh y el costo de producción del sistema aumenta 13 dólares/MWh (9% del costo medio total).

Cabe notar que en los escenarios de Viento (1)-(3), a pesar de que el viento disminuye el costo de operación del sistema, aumentan las horas de operación térmica del sistema. La explicación es que el viento opera en horas de mayor demanda y reduce la probabilidad de racionamiento. Sin embargo, en el resto de las horas, el sistema debe recurrir a mayor generación térmica para remplazar al viento. Lo contrario sucede cuando el viento sopla en horas fuera de punta [casos Viento (4)-(5)]: a esas horas el viento reemplaza generación térmica, pero durante las hora de punta aumentará el costo del sistema porque se racionará más frecuentemente. Según sea mayor o menor la generación térmica del sistema o de los respaldos, existirá un mayor o menor costo de contaminación. Sin embargo, la generación a carbón (aun incluyendo todos los costos ambientales y el efecto de la variabilidad en el costo del carbón) es más barata que el viento.

5. El costo de la generación eólica y los factores de planta

El ejercicio supone que el factor de planta de las centrales eólicas es de 24%. Aunque tal factor es razonable, en vista de los estudios que se resumen líneas arriba, conviene examinar qué ocurriría si el factor de planta fuera algo mayor (30 o 35%) o menor (15 o 20%). El cuadro 7 muestra los resultados. Se aprecia que el factor de planta determina el costo medio de la planta eólica. En un caso muy optimista, es decir, factor de planta de 35% y el viento soplando en horas de punta, el costo medio es de 89 dólares/MWh.

CUADRO 7. Costo medio de cada MWh generado con viento en dólares de 2008

Factor de planta (porcentaje)	Viento (1) <i>Estudios CNE más turbina diesel</i>	Viento (2) <i>Viento sopla en horas de punta</i>	Viento (3) <i>Viento sigue a la demanda hora a hora</i>	Viento (4) <i>Viento sopla en horas fuera de punta</i>	Viento (5) <i>Viento (4) más turbina diesel</i>
15	208	199	203	210	217
20	160	151	155	162	168
24	136	127	131	138	144
30	112	103	107	114	120
35	98	89	93	101	107

Sin embargo, si el factor de planta es 15% y el viento sopla fuera de la punta, el costo medio del viento puede llegar a 217 dólares/MWh.³¹

CONCLUSIONES

En este estudio evaluamos los costos de remplazar una central a carbón tradicional de 260 MW brutos, con una central eólica equivalente en el SIC. Ambas centrales generan en promedio el mismo monto de energía anual. Simulamos cómo sería la operación del SIC en el periodo 2010-2035 con una y otra tecnología. Para que la comparación sea equivalente en la simulación con viento, se agregó una turbina a diesel para mantener la misma confiabilidad en el suministro del sistema eléctrico. Además en el caso de la central a carbón, se incluyeron los costos sociales de los contaminantes SO_x, NO_x, MP y CO₂.

El costo de generar con carbón en el caso base es de 1 449 millones de dólares de 2008 en valor presente y su costo medio es de 78 dólares/MWh. El costo de la externalidad ambiental es de 17 dólares/MWh, 22% del costo medio total. Dependiendo del precio del carbón bituminoso, el costo medio puede fluctuar entre 69 dólares/MWh, considerando un carbón barato de 50 dólares/ton, y 93 dólares/MWh, con un carbón caro de 120 dólares/ton.

Para generar la misma energía se requiere una central eólica de 943 MW con factor de planta de 24% (valor promedio de los estudios de la CNE). En este caso, el costo de generar asciende a 2 523 millones de dólares en valor presente y su costo medio a 136 dólares/MW. Para mantener la misma confiabilidad del sistema, es decir LOLP de 7%, se necesitan respaldos térmicos cuyo costo es de 5 dólares/MWh, 4% de su costo medio. Sin embargo, dependiendo de las horas en que sople el viento, este costo puede variar entre 5 dólares/MWh, cuando el viento sopla en las horas de punta, y 7 dólares/MWh, cuando el viento sopla en las horas fuera de punta y la confiabilidad del sistema cae a una LOLP de 9%. Si en este último caso se incorporan respaldos térmicos para mantener la LOLP del caso base, el mayor costo es de 13 dólares/MWh, 9% del costo medio de producción del viento.

En resumen los resultados indican que aun considerando los costos de las

³¹ Es interesante advertir que en Brasil existe una ley que obliga a Electrobras a comprar energías no tradicionales en licitaciones competitivas. En promedio, los parques eólicos han operado con factores de planta de 29.8%, y en licitaciones competitivas el precio medio solicitado ha sido de 118 dólares/MWh. Tal como se observa en la parte A del cuadro 5 tal valor cae en nuestras estimaciones para factores de planta entre 24 y 30 por ciento.

externalidades ambientales, generar con viento cuesta 1 074 millones de dólares más (en valor presente) que generar la misma cantidad de energía con una central tradicional a carbón; es decir, es 74% más caro. Sólo en situaciones muy favorables para el viento, es decir, altos costos del carbón, un factor de planta del viento superior a 35% y soplando en las hora de punta, resulta que el costo de generar con viento es un poco menor al de generar con carbón.

APÉNDICE

La generación de una central eólica

Para simular correctamente la generación que es capaz de producir un molino es preciso calcular la velocidad del viento a la altura de las aspas, según la siguiente expresión

$$v(b) = \frac{\ln(z/\rho)}{v(b_R) \times \ln(h_R/\rho)}$$

en la que $v(b)$ es la velocidad del viento (en m/seg) a una altura b ; $v(b_R)$ es la velocidad del viento registrada en la altura h_R y ρ es la rugosidad del suelo. Luego, la potencia disponible en el viento, π , es igual a

$$\frac{1}{2} \times (\text{densidad del viento}) \times (\text{área}) \times [v(b)]^3$$

Con este valor se determina la curva de potencia eléctrica, π^e , del generador, que es igual a $r \times t \times \pi$, en la que r es el rendimiento con que el rotor de la turbina eólica extrae la potencia disponible en el viento y t es el rendimiento con que el rotor de la turbina transforma la potencia mecánica en electricidad.³²

En este estudio utilizamos la curva de potencia del generador Vestas V66 2000/66 *onshore* de 2 MW.³³ Al aplicar esta curva de potencia a las velocidades de viento de cada uno de los ocho sitios registrados en CNE (2007b), obtendremos la generación horaria, diaria y mensual y, con ello, la distribución horaria y mensual de la energía eólica con su correspondiente factor de planta. Con ello obtenemos el factor de planta promedio de los ocho puntos de prospección eólica de la CNE, el factor de planta equivalente y la distribución según los bloques horarios. Como se dijo líneas arriba, el factor de planta promedio de los ocho lugares es 24%. Si embargo, en nuestros ejercicios variamos el factor de planta de las turbinas eólicas entre 15 y 35 por ciento.

³² El coeficiente r no es constante porque varía con la velocidad del viento, la velocidad rotacional y el ángulo de ataque y de inclinación de la hélice. De acuerdo con el coeficiente de Betz, el valor de r no puede ser superior a 59.3 por ciento.

³³ Véase más información de generación eólica y la curva de potencia del generador en <http://www.windpower.org/es/tour/wres/pow/index.htm>.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aggeryd, J., y F. Strömqvist (2008), “An Empirical Examination of the EUA Emission Rights Market”, tesis de maestría, Estocolmo, Stockholm School of Economics.
- Banco Mundial (1998), “Thermal Power: Guidelines for New Plants. Pollution Prevention and Abatement Handbook” (disponible en <[http://www.ifc.org/ifcext/enviro.nsf/AttachmentsByTitle/gui_thermnew_WB/US\\$FILE/thermnew_PPAH.pdf](http://www.ifc.org/ifcext/enviro.nsf/AttachmentsByTitle/gui_thermnew_WB/US$FILE/thermnew_PPAH.pdf)>).
- Benítez, L., P. Benítez y G. Cornelis (2008), “The Economics of Wind Power with Energy Storage”, *Energy Economics*, 30, pp. 1973-1989.
- Blackler, T., y M. T. Iqbal (2006), “Pre-feasibility Study of Wind Power Generation in Holyrood, Newfoundland”, *Renewable Energy* 31, pp. 489-502.
- Boccard, N. (2009), “Capacity Factor of Wind Power Realized Values vs. Estimates”, *Energy Policy* 37, pp. 2679-2688.
- Bolinger, M., y B. Wiser (2007), “Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost and Performance Trends: 2007”, Washington, U.S. Department of Energy.
- Butler, L., y K. Neuhoff (2004), “Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development”, Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0503, CMI Working Paper 70.
- CDEC-SIC (2007), *Estadística de operaciones 2006*, Santiago, Centro Económico de Despacho de Carga del Sistema Interconectado Central.
- Comisión Nacional de Energía (2003), *Informe de precio de nudo, octubre*, Santiago, CNE, 2003.
- ____ (2007a), *Informe de precio de nudo, octubre*, Santiago, CNE.
- ____ (2007b), *Prospección eólica en zonas de las regiones de Atacama, de Coquimbo y del Maule*, Santiago, CNE.
- ____ (2008), *Informe de precio de nudo, octubre*, Santiago, CNE.
- ____ (2009), *Informe de precio de nudo, abril*, Santiago, CNE.
- Corporación de Fomento (1993), *Evaluación del potencial de energía eólica en Chile*, Corfo (disponible on-line en http://www.cne.cl/fuentes_energeticas/e_renovables/eolica.ph).
- Decreto Supremo núm. 244 (2009), “Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos”, *Diario Oficial de la Republica de Chile*, 17 de enero.
- Díaz-Guerra, B. (2007), “Integración de la generación eólica en el Sistema Eléctrico Español” (www.portalenergia.cl/seminarios/26oct07/archivos_seminarios/).
- Dimitrovski, A., y K. Tomsovic (2009), “Impact of Wind Generation Uncertainty on Generating Capacity Adequacy”, 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Estocolmo, 11-15 de junio.
- Dyson, F (2008), Comentarios a los libros: *A Question of Balance: Weighing the Options on Global Warming Policies* de W. Nordhaus y *Global Warming: Looking Beyond*

- Kyoto*, editado por E. Zedillo”, *The New York Review of Books* (NYRB), vol. 55, núm. 10, junio.
- Galetovic, A., J. C. Olmedo y H. Soto (2002), “¿Qué tan probable es una crisis eléctrica?”, *Estudios Públicos* 87, pp. 175-212.
- _____, y C. Muñoz (2009), “Estimating Deficit Probabilities with Price-Responsive Demand in Contract-Based Electricity Markets”, *Energy Policy* 37, pp. 560-569.
- Garrido, D. (2008), “Evaluación del impacto técnico económico del proyecto de ley de fomento a las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico nacional”, memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Santiago, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.
- Giumelli, L. (2008), presentación en el 10° Congreso Técnico Internacional, Buenos Aires, 7 de noviembre.
- Lewis, J., y R. Wiser (2007), “Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms Energy Policy 35, 1844-1857”.
- Moreno, J., S. Mocarquer y H. Rudnick (2007), “Generación eólica en Chile: análisis del entorno y perspectivas de desarrollo”, Systep, mimeografiado.
- Moya O. (2002), “Experience and New Challenges in the Chilean Generation and Transmission Sector”, *Energy Policy* 30, pp. 575-582.
- Muller, N., y R. Mendelsohn (2007), “Measuring the Damages of Air Pollution in the United States”, *Journal of Environmental Economics and Management* 54, pp. 1-14.
- Muñoz, R., R. Garreaud, L. Gallardo, A. Cabello y B. Rosenbluth (2008), “Mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país”, Santiago, Universidad de Chile (disponible en > http://www.cne.cl/fuentes_energeticas/e_renovables/eolica.php>).
- Noll, R. (2005), “Buyer Power and Economic Policy”, *Antitrust Law Journal* 72, pp. 589-624.
- Nordhaus, W. (2008), *A Question of Balance. Weighing the Options on Global Warming Policies*, New Haven, Yale University Press.
- Oswald, J., M. Raine, H. Ashraf-Ball y E. Murphy (2006), “UK Wind Farm Performance 2005, Based on Ofgem ROC Data” (disponible en www.ref.org.uk/images/pdfs/UK_Wind_Phase_1_web.pdf>).
- Pavez, M. (2008), “Wind Energy Generation Feasibility on the Northern Interconnected System (SING)”, tesis de maestría en ingeniería, Santiago, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Pereira, M. V., L. M. Pinto (1991), “Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning”, *Mathematical Programming* 52, pp. 359-375.
- Power System Research Institute (2001) (SDDP), “Methodology Manual, 2001” (disponible en <http://www.psr-inc.com.br/sddp.asp>>).

- Raineri, R. (2006), "Chile: Where it All Started, Electricity Market Reform: An International Perspective", Elsevier, Global Energy Policy and Economics Series.
- Romm, J. (2008), "The Biggest Source of Mistakes" (disponible en <http://climateprogress.org/2008/03/25/the-biggest-source-of-mistakes-c-vs-co2/>).
- Santana, Ch. (2006), "Energía eólica en Chile: contexto y oportunidades", presentación ppt.
- Sawin, J. (2004), "Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World", trabajo presentado en la International Conference for Renewable Energies, Bonn.
- Stern, N. (2008), *The Economics of Climate Change: The Stern Review*, Nueva York, Cambridge University Press.
- Thorney, D. (2008), "Texas Energy Wind Energy: Pas, Present, and Future", Texas Public Policy Foundation (disponible en www.TexasPolicy.com).
- Tol, R. (2005), "The Marginal Damage Costs of Carbon Dioxide Emmissions: An Assessment of the Uncertainties", *Energy Policy* 33, pp. 2064-2074.
- U. S. Environmental Protection Agency (1998), "Compilation of Air Pollutant Emission Factors, AP-42, Stationary Point and Area Sources" (disponible en <http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/>), US EPA.
- Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (2005), "IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage", Cambridge University Press (http://74.125.93.132/search?q=cache:MImWY9lmvT0J:arch.rivm.nl/env/int/ipcc/pages_media/SRCCS-final/IPCCSpecialReportonCarbondioxideCaptureandStorage.htm+ipcc+carbon+capture+and+storage&cd=1&hl=es&ct=clnk&gl=cl), IPCC.
- Zedillo, E. (2008), "Global Warming: Looking Beyond Kyoto," Center for the Study of Globalization, Yale University.