

# Energías renovables no convencionales: ¿cuánto nos van a costar?

Alexander Galetovic

(Universidad de los Andes y CEP)

Cristián Muñoz

(AES Gener S.A. y Universidad de Chile)

# Nuestro conflicto de interés

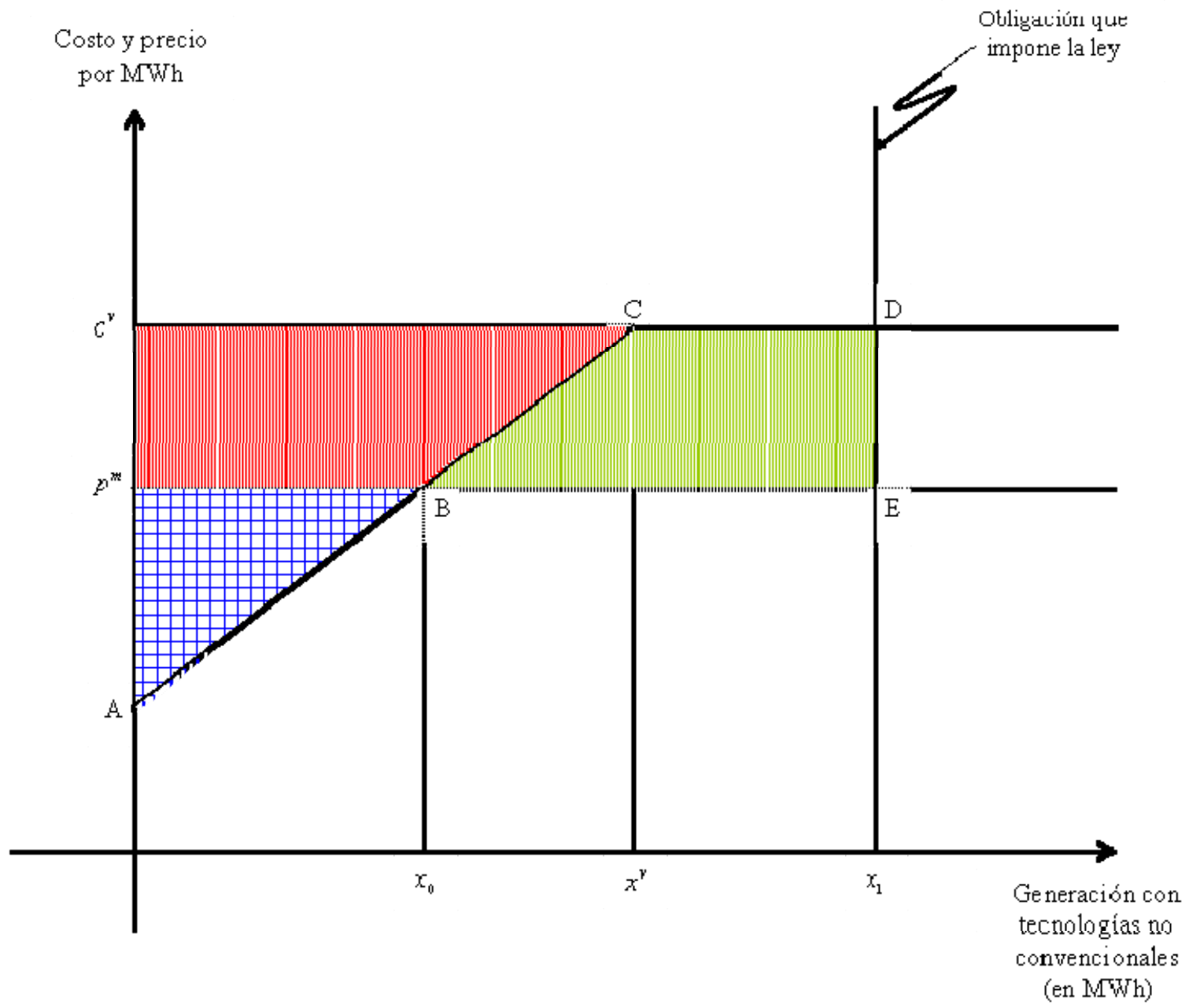
- Trabajo financiado por AES Gener S.A.
- Opiniones nuestras, no de AES Gener S.A.

# El proyecto de ley

- Obligaciones a las empresas del SIC y del SING a suministrar 8% de sus ventas anuales con energías no convencionales
- 5% entre 2010 y 2014; + 0,3% todos los años hasta 2024; 8% desde 2024 en adelante
- “[...] senadores presentaron indicaciones para aumentar desde el 8% a un 20% la matriz de energía renovable y limpia”

# I. La microeconomía básica del proyecto de ley

[...] crear las condiciones que permitan atraer inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales, acelerando así el desarrollo del mercado, eliminando las barreras asociadas a la innovación y generando confianza (subsídios) en el mercado eléctrico respecto de este tipo de tecnología.



II. Ejercicio número 1: reemplazar  
una central de 250MW de carbón  
por turbinas eólicas

# El ejercicio

- Calcular el costo de generar 1.900 GWh/año con carbón
- Instalar viento suficiente para generar 1.900 GWh/año
- Reportar los costos y beneficios, computar la diferencia neta
- Horizonte de 25 años, tasa de descuento de 10%

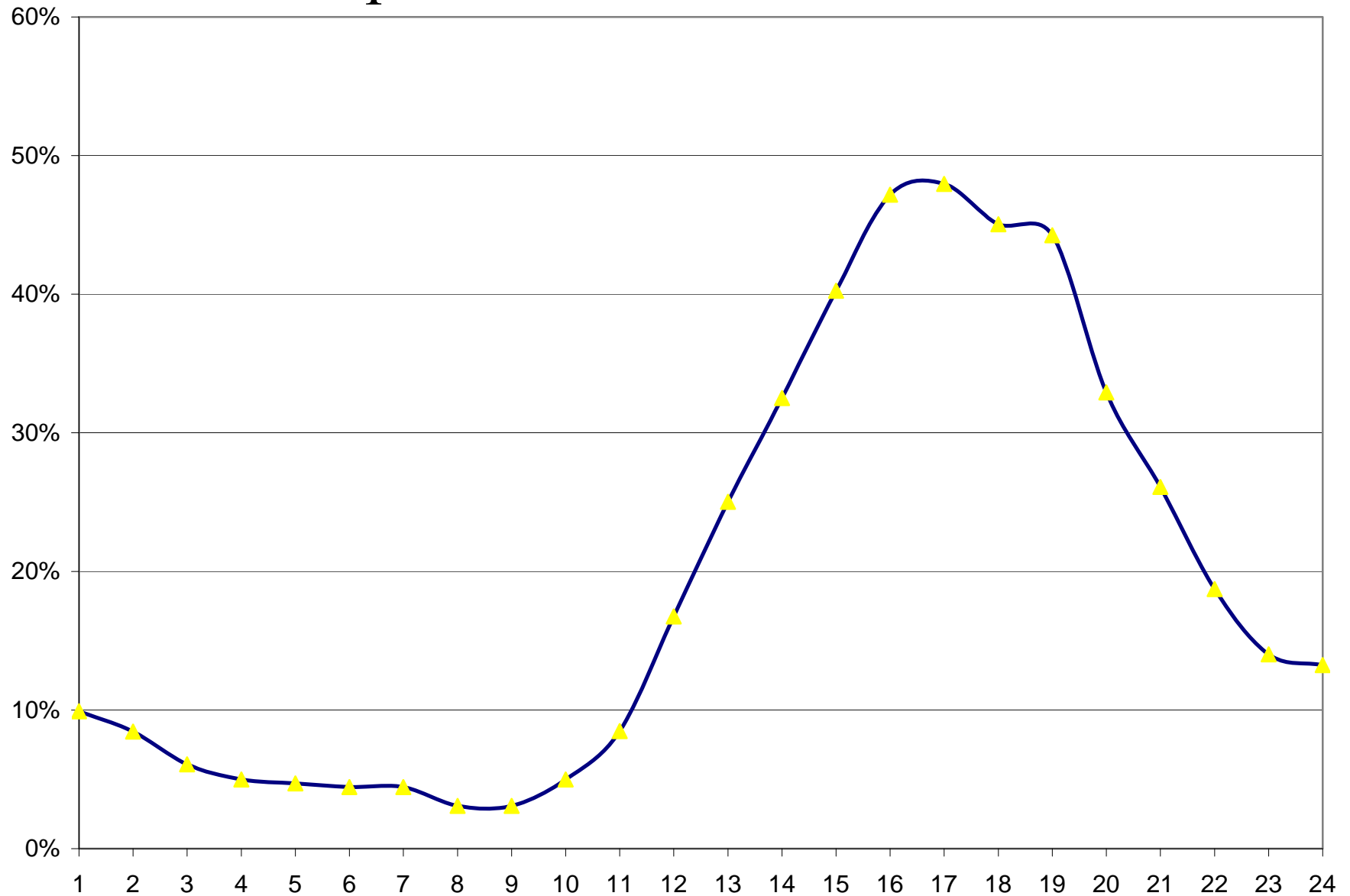


Incorporando la volatilidad del viento

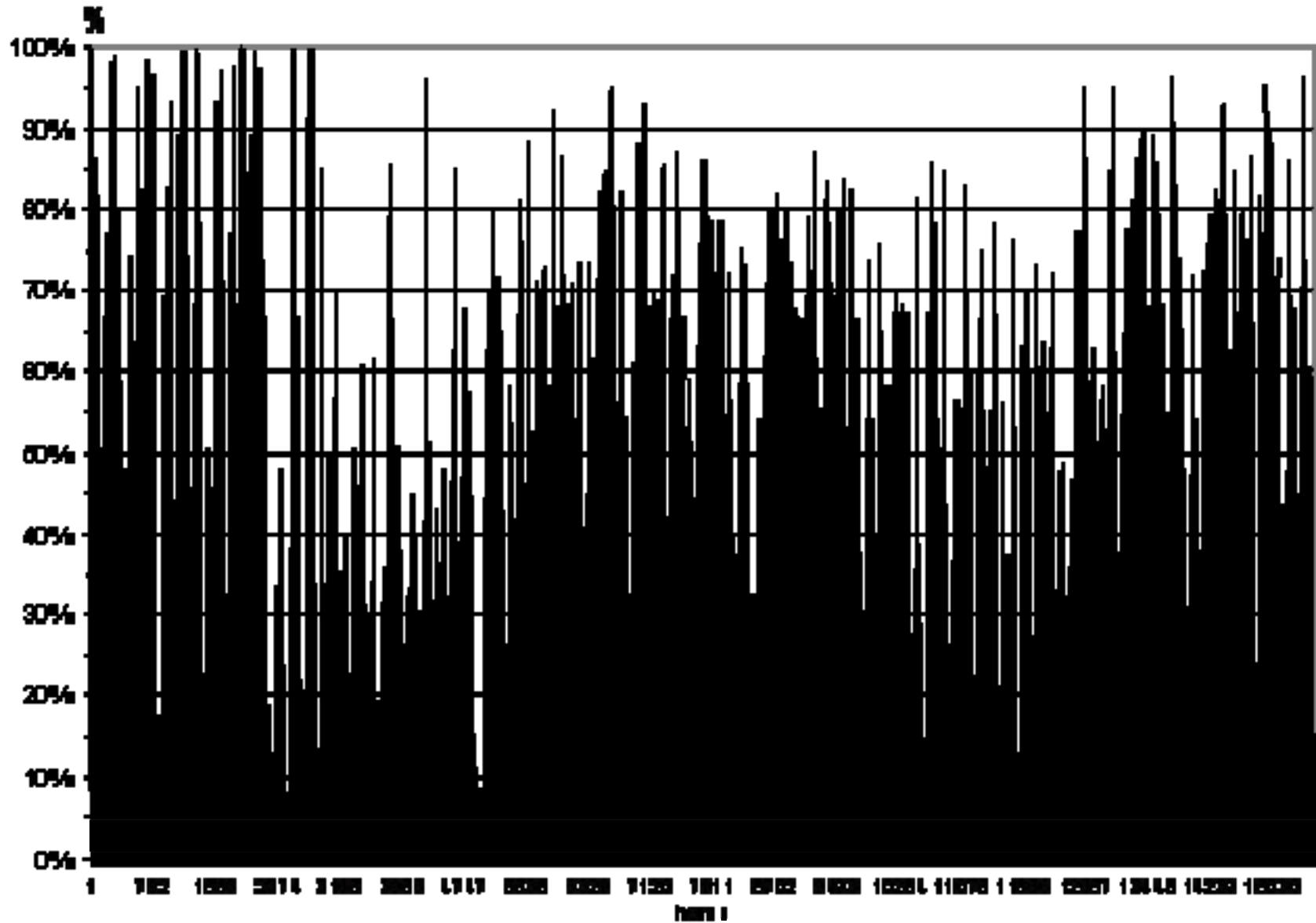
# Simulación molino en puntos CNE

Ubicación	Anemómetro (m)	factor planta	inicio medición	término 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
Punta 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
<b>Total</b>		<b>24.0%</b>		

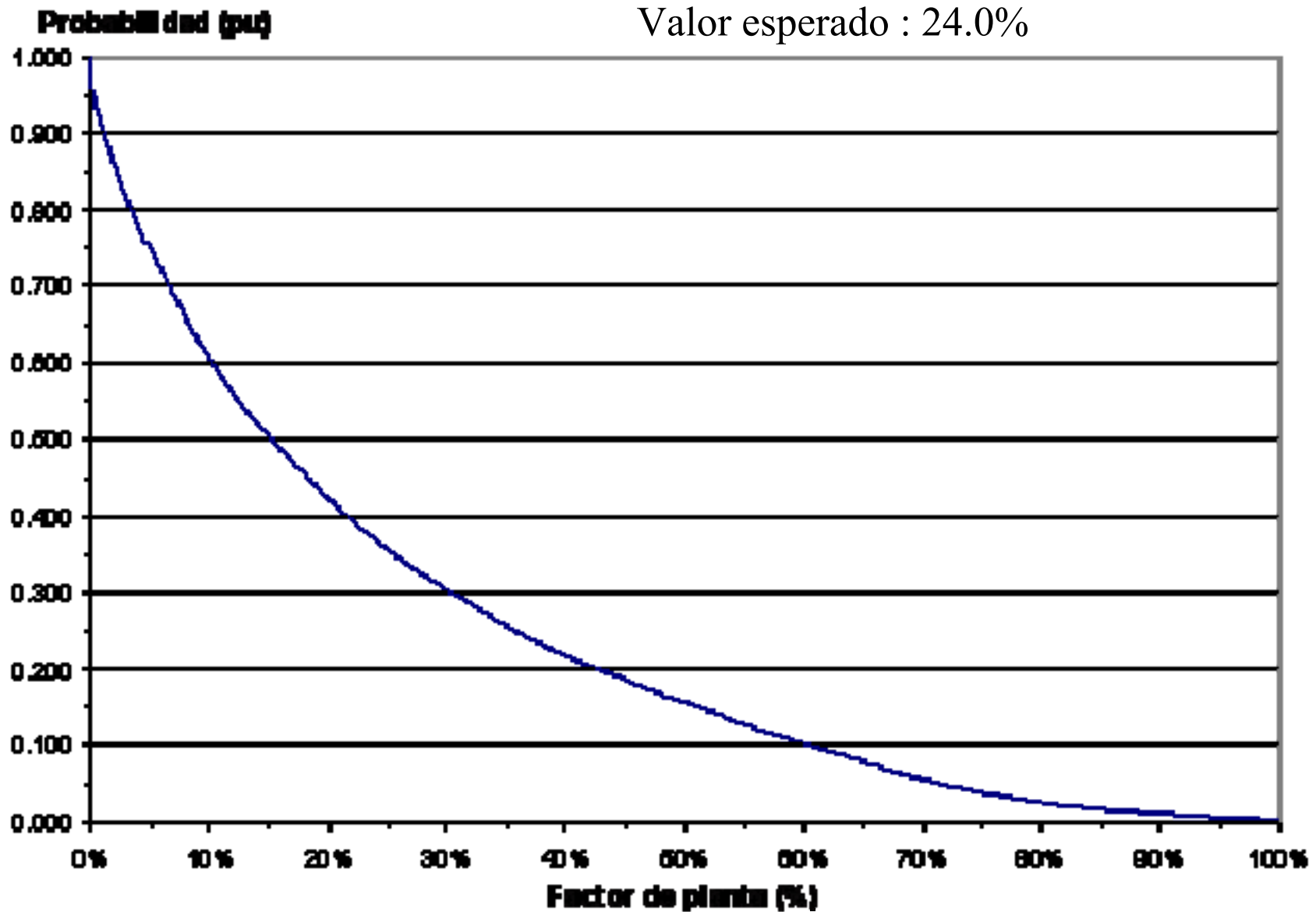
# Distribución factor planta promedio durante el día



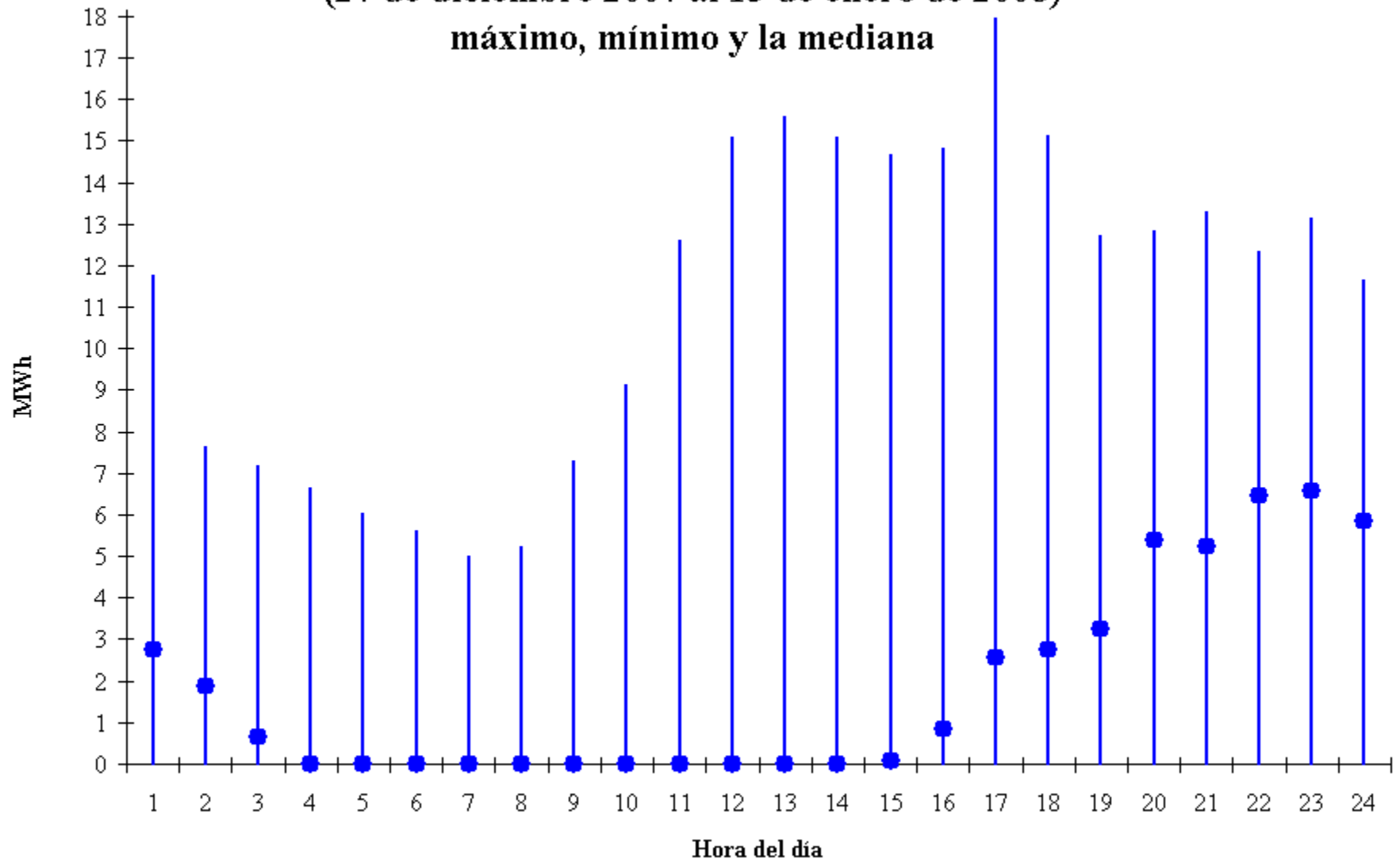
# Factor de planta CNE - Promedio 24%



# ¿Qué factor de planta es razonable?



**Distribución de la generación diaria de Canela  
(27 de diciembre 2007 al 13 de enero de 2008)  
máximo, mínimo y la mediana**



# Modelo de despacho

- Modelos de despacho recogen incertidumbre hidrológica e indisponibilidad de centrales
- Necesario modelar incertidumbre eólica
- Se modifica Omsic
  - Eólico como pasada
  - Se entrega generación por bloques de demanda horario
  - Factor de planta cambia mensualmente
- Supuestos según corrida CNE, abril 2007

# ¿Y la confiabilidad?

## Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)

La probabilidad de pérdida de carga LOLP se define como

$$LOLP = 1 - \alpha$$

Donde  $\alpha$  se calcula como:

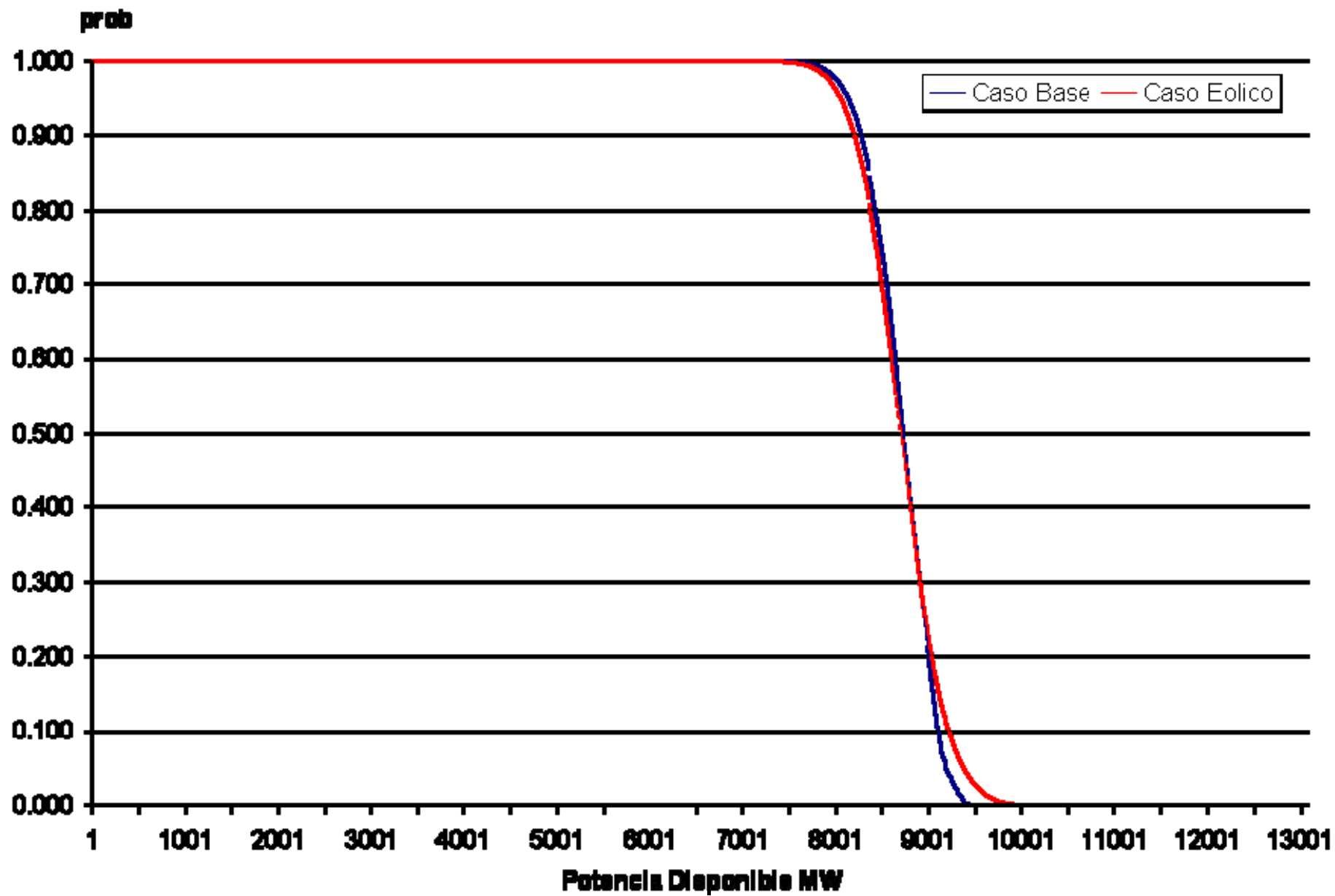
$$\alpha = p(Pof \geq D \max)$$

$$F(x) = p(Pof \geq x) \quad \forall x \geq 0$$



Dem max 2010 = 7519 MW

<u>LOLPhp Base</u>	<u>LOLPhp Eólico</u>	<u>Disminución LOLPhp</u>
99.906%	99.796%	<b>0.110%</b>
Equivale a perder	Turbina diesel 120 MW	% tg diesel SIC 21%



# El ejercicio

# El ejercicio

- Calcular el costo de generar 1.900 GWh/año con carbón
- Instalar viento suficiente para generar 1.900 GWh/año
- Reportar los costos y beneficios, computar la diferencia neta
- Horizonte de 25 años, tasa de descuento de 10%

# Costo adicional de sustituir 250 MW térmicos

	(1) El viento sopla en horas punta	(2) El viento sigue a la demanda hora a hora	(3) El viento sopla en horas fuera de punta	(4) Caso (3) más turbina diésel	(5) <b>CNE mas turbina diésel<sup>7</sup></b>
<u>Costos</u>					
Inversión en turbinas eólicas <sup>2</sup>	1.636	1.636	1.636	1.636	<b>1.702</b>
Costo de operación molino	148	148	148	148	<b>148</b>
Costos transmisión	74	74	74	74	<b>74</b>
Inversión en turbina diesel <sup>3</sup>	-	-	-	145	<b>145</b>
Total costos	1.858	1.858	1.858	2.003	<b>2.069</b>
<u>Beneficios</u>					
Menor inversión (250 MW carbón) <sup>4</sup>	500	500	500	500	<b>500</b>
Ahorros de combustible (25 años)	623	537	401	434	<b>589</b>
Créditos de carbono (25 años) <sup>5,6</sup>	338	340	342	340	<b>339</b>
Total beneficios (en 25 años)	1.461	1.377	1.243	1.274	<b>1.428</b>
Costo adicional (en 25 años)	397	481	615	729	<b>641</b>
Costo adicional (sin créditos)	735	821	957	1.069	<b>980</b>
Prob. de falla (7.0 % caso base)	2.5%	6.1%	9.8%	6.2%	<b>4.08%</b>

# El costo adicional con distintos factores de planta (con créditos)

	(1) El viento sopla en horas punta	(2) El viento sigue a la demanda hora a hora	(3) El viento sopla en horas fuera de punta	(4) Caso (3) más turbina diésel	(5) CNE mas turbina diésel
15%	1.488	1.572	1.706	1.820	1.666
20%	807	891	1.025	1.139	985
<b>25%</b>	<b>397</b>	<b>481</b>	<b>615</b>	<b>729</b>	<b>575</b>
30%	125	209	343	457	303

Viento contra carbón

# Costo del viento por MWh

---

	<u>Con créditos</u>		<u>Sin créditos</u>	
	(1) Sin respaldo	(2) <b>Con</b> <b>respaldo</b>	(3) Sin respaldo	(4) <b>Con</b> <b>respaldo</b>
15%	141	<b>149</b>	159	<b>167</b>
20%	104	<b>112</b>	122	<b>130</b>
25%	82	<b>90</b>	100	<b>108</b>
30%	67	<b>75</b>	86	<b>93</b>

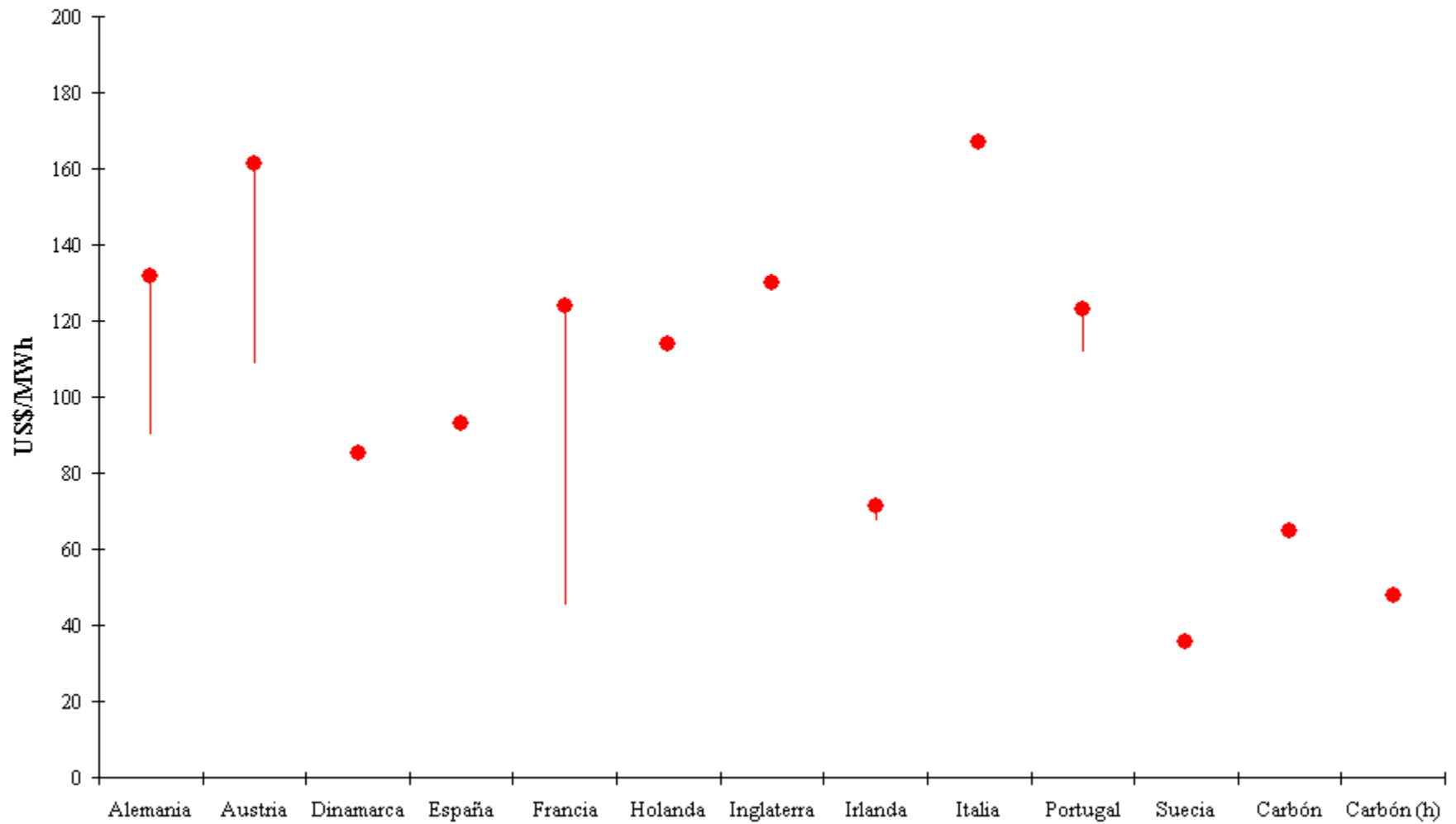
---



# Costo del carbón por MWh

	(1) Actual	(2) Precios históricos <sup>3</sup>	(3) En zonas alejadas	(4) (3) más el costo del CG	(5) (4) a precios históricos
Costos de operación	36	27	35	35	27
Costo de inversión planta <sup>1</sup>	29	21	30	30	21
Costos transporte HVDC <sup>2</sup>	-	-	7	7	7
Costo efecto invernadero				5	5
Total	65	48	72	77	60

## El precio del viento en 2002 (en US\$/MWh)



# Digresión: el costo de las emisiones

- Una tonelada de  $\text{CO}_2 = 3,67$  toneladas de C
- 1 MWh de carbón  $\approx 0,92\text{tCO}_2 = 0,25\text{tC}$
- Precio del crédito de carbono: US\$ 20  $\text{tCO}_2$
- ... es decir,  $3,67 \times \text{US\$ } 20\text{tCO}_2 = \text{US\$ } 73,4 \text{ tC}$
- Tol (2005) ...

To1 (2005), *Energy Policy* **33**, p. 2073

“One can safely say that, for all practical purposes, climate change impacts may be very uncertain, but is unlikely that the marginal damage costs of carbon dioxide emissions exceed US\$50/tC and are likely to be substantially smaller than that”

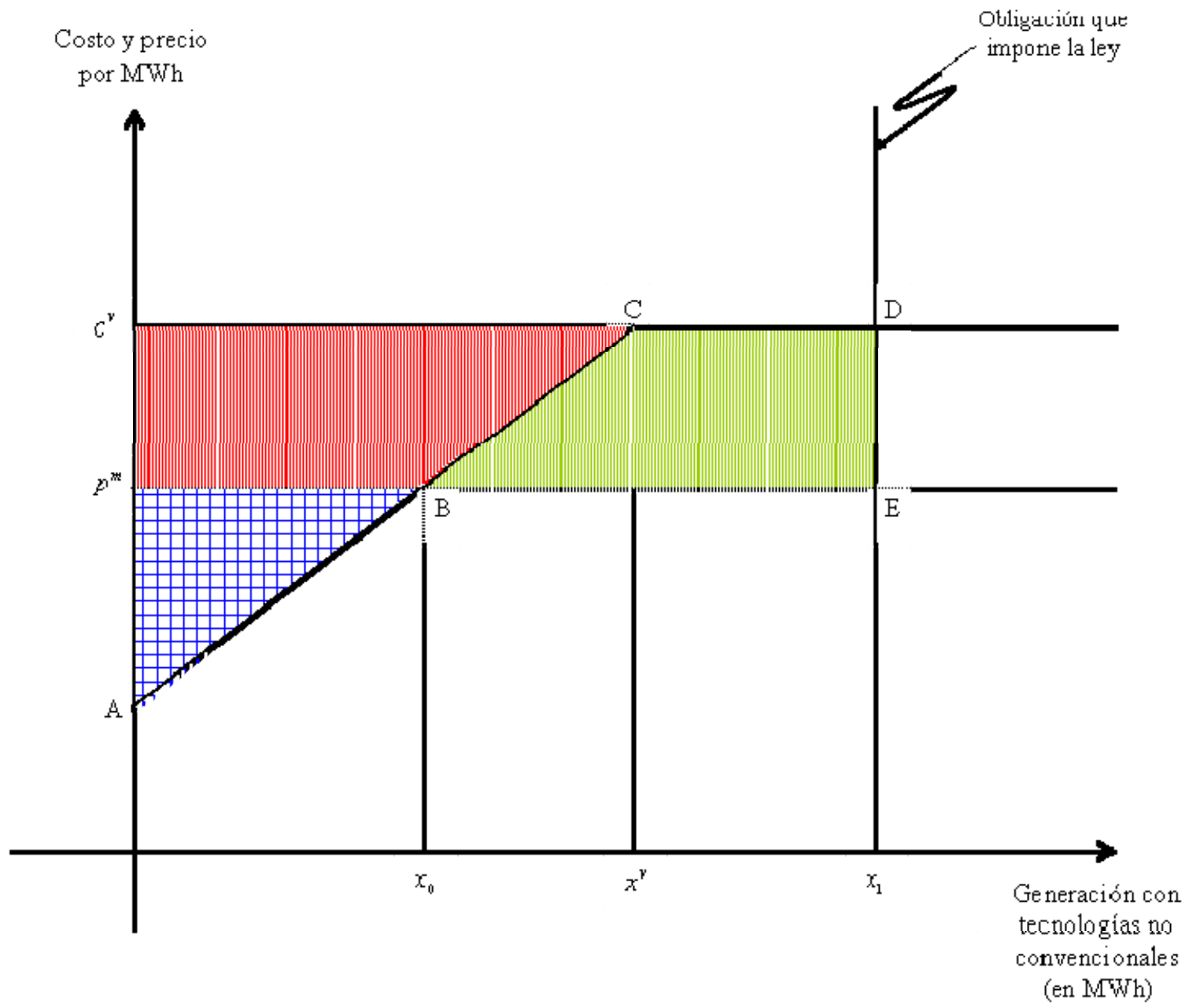
# Digresión: el costo de las emisiones

- Costo de las emisiones y el costo tecnológico:  
Hope (2008), US\$ 19tC
- Central a carbón:
  - 0,25tC/MWh
  - US\$ 4,75/MWh

# Costo del carbón por MWh

	(1) Actual	(2) Precios históricos <sup>3</sup>	(3) En zonas alejadas	(4) (3) más el costo del CG	(5) (4) a precios históricos
Costos de operación	36	27	35	35	27
Costo de inversión planta <sup>1</sup>	29	21	30	30	21
Costos transporte HVDC <sup>2</sup>	-	-	7	7	7
Costo efecto invernadero				5	5
Total	65	48	72	77	60

### III. Ejercicio número 2: el costo de la ley





# El ejercicio

- Toda la obligación se cumple con viento
- Calcular capacidad no convencional necesaria para cumplir con la ley en cada momento
- Restar los que genera de la demanda
- Recalcular el plan de obras
- Simular operación entre abril de 2010 y marzo de 2012
- Suponer que demanda crece 4% desde 2022 en adelante y que se replica operación 2010-2022.

# El costo de la ley para los consumidores

	(1) El viento sopla en horas punta	(2) El viento sigue a la demanda hora a hora	(3) El viento sopla en horas fuera de punta	(4) Caso (3) más turbina diésel	(5) <b>CNE mas turbina diésel</b>
<u>Costos</u>					
Inversión en turbinas eólicas <sup>2</sup>	5.110	5.110	5.110	5.110	<b>5.220</b>
Costo de operación molino	377	377	377	377	<b>377</b>
Transmisión troncal	188	188	188	188	<b>188</b>
Inversión en turbina diesel	-	-	-	406	<b>406</b>
Total costos	5.675	5.675	5.675	6.081	<b>6.191</b>
<u>Beneficios</u>					
Retraso de inversiones	1.117	1.117	1.117	1.117	<b>1.117</b>
Combustible y falla	1.825	1.614	837	967	<b>1.754</b>
Créditos de carbono	889	904	920	905	<b>895</b>
Total beneficios	3.831	3.635	2.874	2.989	<b>3.766</b>
Costo adicional	1.844	2.040	2.801	3.092	<b>2.425</b>
Costo adicional (sin créditos)	2.733	2.944	3.721	3.997	<b>3.320</b>
Costo de pagar la multa (0,4 UTM/MWh)	1.290	1.290	1.290	1.290	<b>1.290</b>
Costo de pagar la multa (0,6 UTM/MWh)	1.935	1.935	1.935	1.935	<b>1.935</b>

# El costo de la ley con distintos factores de planta

	(1) El viento sopla en horas punta	(2) El viento sigue a la demanda hora a hora	(3) El viento sopla en horas fuera de punta	(4) Caso (3) más turbina diésel	(5) <b>CNE mas turbina diésel</b>
15%	3.677	3.873	4.633	4.925	<b>4.148</b>
20%	2.532	2.728	3.488	3.780	<b>3.003</b>
25%	1.844	2.040	2.800	3.092	<b>2.315</b>
30%	1.386	1.582	2.342	2.634	<b>1.857</b>
Multa (0,4 UTM/MWh)	1.290	1.290	1.290	1.290	<b>1.290</b>
Multa (0,6 UTM/MWh)	1.935	1.935	1.935	1.935	<b>1.935</b>

# El costo de la ley si perdemos los créditos de carbono

	(1) El viento sopla en horas punta	(2) El viento sigue a la demanda hora a hora	(3) El viento sopla en horas fuera de punta	(4) Caso (3) más turbina diésel	(5) <b>CNE mas turbina diésel</b>
15%	4.566	4.777	5.553	5.830	<b>5.043</b>
20%	3.421	3.632	4.408	4.685	<b>3.898</b>
25%	2.733	2.944	3.720	3.997	<b>2.110</b>
30%	2.275	2.486	3.262	3.539	<b>2.752</b>
Multa (0,4 UTM/MWh)	1.290	1.290	1.290	1.290	<b>1.290</b>
Multa (0,6 UTM/MWh)	1.935	1.935	1.935	1.935	<b>1.935</b>

# IV. Conclusiones

- Proyecto de ley fue enviado sin evaluar sus consecuencias y el costo que impondrá
- La ley podría hacernos perder los créditos de carbono
- Hay medios más eficaces y baratos para mejorar el medio ambiente
- Es necesario hacer buenas políticas públicas

Muchas gracias