

Integración de las energías renovables en el mercado de electricidad

Presentación encuentro doctoral

Autor:

Miriam Bueno Lorenzo

Directores:

M. Ángeles Moreno López de Saá

Julio Usaola García



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica
17 de junio de 2013



Índice

- 1 Objetivos
- 2 Estrategias de participación de productores eólicos en el mercado de electricidad
 - Planteamiento del problema
 - Predicción de variables involucradas en el problema
 - Gestión de riesgos
 - Ofertas de potencia óptima
 - Resultados
 - Conclusiones
- 3 Efectos de una alta penetración de renovables en el mix energético 2020
 - Modelado termosolar
 - Unit commitment



- 1 Objetivos
- 2 Estrategias de participación de productores eólicos en el mercado de electricidad
 - Planteamiento del problema
 - Predicción de variables involucradas en el problema
 - Gestión de riesgos
 - Ofertas de potencia óptima
 - Resultados
 - Conclusiones
- 3 Efectos de una alta penetración de renovables en el mix energético 2020
 - Modelado termosolar
 - Unit commitment



Objetivos

Objetivo 1: estrategias participación productores eólicos

- Formular y resolver un problema de optimización para que un productor eólico realice ofertas de potencia al mercado de electricidad maximizando sus beneficios.
- Estudio influencia en las estrategias de participación de los productores eólicos de distintas políticas para fijar los precios de los desvíos.

Objetivo 2: mix energético 2020

- Evaluación de los costes de una alta penetración de energías renovables en el mix energético: horizonte 2020. Generación de escenarios futuros con distintas penetraciones de energías renovables.



- 1 Objetivos
- 2 Estrategias de participación de productores eólicos en el mercado de electricidad
 - Planteamiento del problema
 - Predicción de variables involucradas en el problema
 - Gestión de riesgos
 - Ofertas de potencia óptima
 - Resultados
 - Conclusiones
- 3 Efectos de una alta penetración de renovables en el mix energético 2020
 - Modelado termosolar
 - Unit commitment



Mercado de electricidad I

Mercado diario

- Mercado no obligatorio.
- Precio marginal. Remuneración todos participantes.
- Una sola sesión con cierre a las 10h.

Mercado intradiario

- La anticipación del MI es menor que la del MD.
- El mercado intradiario está estructurado en 6 sesiones.



Mercado de electricidad II

Fijación de precios de los desvíos

En España existe un sistema de fijación de precios de los desvíos doble.

		Requerimientos del sistema	
		MENOS	MÁS
Producción del generador	MÁS	$\min(\text{PDS}, \text{PMD})$	PMD
	MENOS	PMD	$\max(\text{PMD}, \text{PDB})$

Tabla: Esquema de precios de los desvíos para el mercado español



Predicción de variables involucradas en el problema I

Producción de potencia eólica

Función de distribución de probabilidad (PDF).

Herramienta de predicción de los precios del mercado intradiario

La herramienta de predicción de precios del mercado se basa en modelo de series temporales, en función de los datos históricos.



Predicción de variables involucradas en el problema II

Precios de los desvíos

- La incertidumbre en la predicción de la energía eólica es un factor determinante en los ingresos que obtiene el productor eólico.
- La diferencia, inevitable, entre la potencia ofertada y la producida realmente hace que los desvíos adquieran una especial relevancia.
- Los precios de los desvíos en los mercados eléctricos son muy variables y difíciles de predecir.



Gestión de riesgos

- La participación en el mercado eléctrico puede ocasionar pérdidas elevadas para el productor eólico.
- Es posible evitar costes elevados de los desvíos con estrategias de gestión de riesgos.
- La restricción del coste máximo que estarían dispuestos a asumir puede integrarse en la estrategia de optimización.



Parámetros empleados en la gestión de riesgos

VaR

$$VaR_{\beta}(X) = \min\{z | F_X(z) \geq \beta\} \quad (1)$$

CVaR

$$CVaR_{\beta}(X) = \int_{-\infty}^{\infty} z dF_X^{\beta}(z) \quad (2)$$

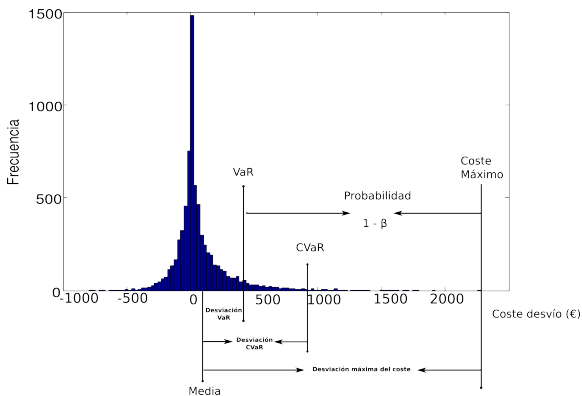


Figura: Funciones de riesgos



Ingresos de un participante en el mercado eléctrico

Los ingresos R_t obtenidos por un generador eólico, en su participación en el mercado eléctrico durante un período de liquidación t serán:

Ingresos de un participante en el mercado

$$R_t = P_{d,t}\pi_{d,t} + \pi_{i,t}(P_{i,t} - P_{d,t}) + IC_t \quad (3)$$

$$IC_t = \begin{cases} \pi_t^s(P_{g,t} - P_{i,t}) & P_{g,t} > P_{i,t} \\ \pi_t^b(P_{g,t} - P_{i,t}) & P_{g,t} < P_{i,t} \end{cases} \quad (4)$$

$$\pi_t^s = \alpha_t^s \pi_{d,t}, \quad \alpha_t^s \leq 1 \quad (5)$$

$$\pi_t^b = \alpha_t^b \pi_{d,t}, \quad \alpha_t^b \geq 1$$



Consideraciones

- Los generadores eólicos participan en los mercados diario e intradiario.
- Ofertan al MD una predicción determinista.
- Las variables consideradas en el problema de optimización son:
 - P_g .
 - π_i .
 - π^s y π^b .
- El problema de optimización será probabilista.



Estrategias de presentación de ofertas al mercado

Las pérdidas económicas debidas a los desvíos pueden reducirse con la resolución de:

Problema de optimización

$$f(R) = f(P_g, \pi_i, \alpha) = f_{P_g}(P_g) f_{\pi_i}(\pi_i) f_{\alpha}(\alpha) \quad (6)$$

$$f_{\alpha}(\alpha) = \begin{cases} f_{\alpha^s}(\alpha^s), & P_{g,t} > P_{i,t} \\ f_{\alpha^b}(\alpha^b), & P_{g,t} < P_{i,t} \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \bar{R} &= E[R; P_i] = \\ &= \iiint_{-\infty}^{\infty} g(P_g, \pi_i, \alpha; P_i) f(P_g, \pi_i, \alpha) dP_g d\pi_i d\alpha \end{aligned} \quad (8)$$

$$P_{i,opt} = \arg \max_{P_i} E[R; P_i] \quad (9)$$



Supuestos

- El mercado funciona como una bolsa de energía o *pool* con precios marginales.
- Los productores eólicos hacen sus ofertas de potencia a precio cero.
- El mercado intradiario es suficientemente líquido.
- A lo largo de este trabajo no será considerada la prima a la generación eólica.



Casos de estudio

Predicción de potencia determinista

- a Participación en el mercado diario.
- b Actualización de ofertas de potencia en el mercado intradiario.

Predicción de potencia probabilista

- c α -fijo.
- d α -horario. Estimador estadístico.
- e α -horario. Función de Distribución de Probabilidad (PDF).
- f Restricción de riesgos utilizando el parámetro CVaR.



Caso f: restricción de riesgos con CVaR I

Formulación

$$\begin{aligned} P_{i,opt} = & \arg \max_{P_i} & E[g(P_g, P_i, \alpha^b, \alpha^s; P_i)] \\ & \text{s.a.} & CVaR_{\beta(x)} \leq \omega \end{aligned} \quad (10)$$



Caso f: restricción de riesgos con CVaR II

	CVaR (€) [$\beta=0,95$]						
	200	250	300	350	400	450	500
Ingresos (M€)	1,3602	1,3689	1,3763	1,3821	1,3866	1,3901	1,3926
ΔP (MW)	-1,2889	-0,9520	-0,6557	-0,4012	-0,1839	0,000048	0,1531
$ \Delta P $ (MW)	3,2352	3,1532	3,0941	3,0610	3,0456	3,0426	3,0473
Ingresos desvíos (€)	259.536	174.097	97.803	30.392	-28.675	-80.734	-125.717
Ingresos MID (€)	-423.054	-328.894	-245.154	-172.023	-108.390	-52.865	-5.334

	CVaR(€) [$\beta=0,99$]					Sin CVaR
	300	350	400	450	500	
Ingresos (M€)	1,3684	1,3756	1,3814	1,3860	1,3894	1,4028
ΔP (MW)	-0,9813	-0,6981	-0,4497	-0,2349	-0,0545	0,8061
$ \Delta P $ (MW)	3,1142	3,0645	3,0333	3,0205	3,0204	3,0677
Ingresos desvíos(€)	194.876	121.338	55.262	-3.993	-55.447	-358.516
Ingresos MID (€)	-350.200	-269.393	-197.555	-133.731	-78.833	237.585

Tabla: Resultados para CVaR (€) con $\beta=0,99$ y $\beta=0,95$



Comparación de resultados

	Caso a	Caso b	Caso c	Caso d	Caso e	Caso f
Ingresos (M€)	1,3685	1,3924	1,3974	1,3995	1,4028	1,3926
ΔP (MW)	0,2098	0,0940	0,8015	1,2494	0,8061	0,1531
$ \Delta P $ (MW)	2,4963	1,7874	3,1686	3,5203	3,0677	3,0473

Tabla: Ingresos totales y errores de potencia en las diferentes estrategias



- 1 Objetivos
- 2 Estrategias de participación de productores eólicos en el mercado de electricidad
 - Planteamiento del problema
 - Predicción de variables involucradas en el problema
 - Gestión de riesgos
 - Ofertas de potencia óptima
 - Resultados
 - Conclusiones
- 3 Efectos de una alta penetración de renovables en el mix energético 2020
 - Modelado termosolar
 - Unit commitment



Conclusiones I

- Debido a las incertidumbres de las predicciones de potencia eólica, los desvíos influyen en los ingresos del productor eólico.
- La participación en el mercado intradiario presetando ofertas de potencia estratégicas, mejora los ingresos del productor eólico.
- Las estrategias de optimización que no incluyen una restricción de riesgos mejoran los ingresos para el productor eólico, aunque aumentan los desequilibrios para el sistema.
- Es posible utilizar una estrategia de gestión de riesgos cuando queremos un equilibrio entre unos beneficios máximos y un riesgo mínimo en los mercados competitivos.



Trabajos adicionales

Anemos.plus

Aplicación estrategias presentación ofertas productores eólicos a 7 parques de acciona.

Regulación precios desvíos

¿La regulación de precios de los desvíos es adecuada en el caso del mercado eléctrico español?



- 1 Objetivos
- 2 Estrategias de participación de productores eólicos en el mercado de electricidad
 - Planteamiento del problema
 - Predicción de variables involucradas en el problema
 - Gestión de riesgos
 - Ofertas de potencia óptima
 - Resultados
 - Conclusiones
- 3 Efectos de una alta penetración de renovables en el mix energético 2020
 - Modelado termosolar
 - Unit commitment



Objetivos

- Modelado del funcionamiento de las centrales termosolares para obtener su producción horaria a partir de sus características físicas.
- Modelado de las series de producción de otras energías renovables en el sistema eléctrico español: biomasa, fotovoltaica, hidráulica (fluyente, embalses), a partir de los datos históricos de producción horaria.
- Modelado de características del sistema eléctrico español.
- Obtención de resultados del modelado con datos medios anuales, año típico.
- Generación de escenarios de producción deterministas para el mix energético en el año 2020 en España y Portugal.



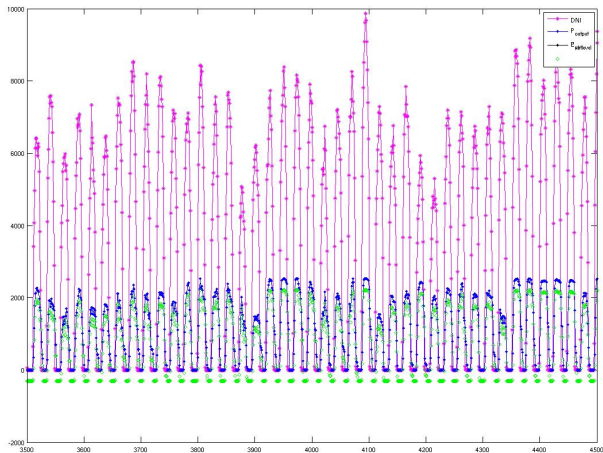
Modelado termosolar

Supuestos

- Datos iniciales: radiación solar, ponderado con valores medios 25 años.
- Modelado funcionamiento físico.
- Incluye centrales con y sin almacenamiento.
- Datos para distintos emplazamientos(11) teniendo en cuenta la ubicación de las centrales existentes.
- Extrapolación a la producción prevista en el año 2020.



Producción termosolar



Unit commitment

- Política de operación de las distintas unidades de generación del sistema eléctrico.
- Tiene en cuenta restricciones de costes, tiempos de encendido y de sincronización con el sistema eléctrico.



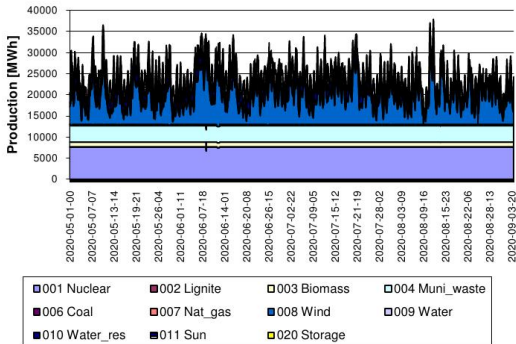
Wilmar

- Proyecto europeo desarrollado por DTU y otras universidades.
- Modelo unit commitment desarrollado para países nórdicos y Alemania.
- Incluye el modelado del parque de generación, así como otras variables del sistema, tanto de aquéllas relacionadas con la operación [rampas de subida y bajada, arranques, reservas del sistema (primarias, secundarias),...], como externas, costes de combustible, de emisiones, regulación del sistema, entre otras.



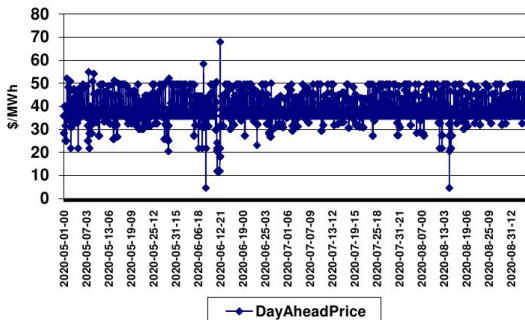
Resultados 2020 I

Producción



Resultados 2020 II

Precios mercado diario



Publicaciones I

- Bueno, M., Moreno M.A., Usaola J. “Analysis of the imbalance price scheme in the Spanish electricity market: a wind power test case”. Energy Policy (enviado febrero 2013, pendiente de revisión).
- Moreno M.A., Usaola J., Bueno, M. “Assessing the economic benefit of a bidding decision support tool for wind power producers”. IET Renewable Power Generation. Abril 2013.
- Moreno M.A., Bueno, M., Usaola J. “Evaluating risk-constrained bidding strategies in adjustment spot markets for wind power producers”. International Journal of Electrical Power and Energy Systems. Diciembre 2012.



Publicaciones II

- Martínez, J., Chinchilla, M., Bueno, M., Ruiz-Rivas, U., Blanco, L. “Evaluación del impacto de las asignaturas de cooperación para el desarrollo en la UC3M.” VI Congreso Universidad y Cooperación Al Desarrollo. Mayo 2013.
- Ruiz-Rivas, U., Martínez, J., Bueno, M., Chinchilla, M. “Una asignatura de tecnologías apropiadas y cooperación para el desarrollo en el grado.” V Congreso Universidad y Cooperación Al Desarrollo: La cooperación universitaria al desarrollo ante los retos de un mundo en crisis. Abril 2011.
- Bueno, M., Moreno M.A., Usaola J., Nogales F.J. “Strategic Wind Energy Bidding in Adjustment Markets”. Proceedings of the Universities Power Engineering Conference (UPEC). Cardiff (UK) Septiembre 2010.



Publicaciones III

- Usaola J., Rivier J., Sáenz de Miera G., Moreno M.Á., Bueno M. “Effect of Wind Energy on Capacity Payment. The Case of Spain” Proceedings of the 10th International Association for Energy Economics (IAEE) European Conference. Viena (Austria) Septiembre 2009
- Usaola J., Moreno M.A., Sáenz de Miera G., Rivier J., Bueno M. “Impact of Wind Energy on Electricity Markets” Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEC 2009). Marsella, Francia. Marzo 2009



Participación en proyectos I

- “ANEMOS.PLUS (Advanced tools for the management of electricity grids with large-scale wind generation).” Financiado por la Comisión Europea (Research Directorate General). Referencia: ENK5-CT-2002-00665.
- “ Colaboración docente e investigadora para la implantación del grado en energías renovables en la UNAN-Managua.” Financiado por la Agencia española para la cooperación y el desarrollo. Referencia: PCI-D/023506/09; D/031073/10; A1/040395/11.
- “Integración de energías renovables en el mercado de electricidad” Financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación. Referencia: ENE2010-16074.



Participación en proyectos II

- “Integración de la energía eólica en el mercado de electricidad. Financiado por el Ministerio de Educación y Ciencia. Referencia: ENE2006-05192/ALT” .



Objetivos de la tesis

Objetivos de la tesis

- 1.1 Participación productores eólicos mercado.
- 1.2 Proyecto ANEMOS+.
- 1.3 Influencia precios desvíos estrategias participación
- 2.1 Modelado CSP
- 2.2 Unit commitment año 2020: escenario base
- 2.3 Comparación otros escenarios

Objetivo	Cumplido	Fecha
1.1	X	-
1.2	X	-
1.3	X	-
2.1	X	-
2.2	X	-
2.3		09/2013



Desarrollo tesis

Planes de desarrollo y publicación

- Artículo modelado CSP, mix energético base en colaboración con DTU.
- Artículo sobre comparación de escenarios.

Comienzo y finalización de la tesis

- Comienzo: Enero 2011.
- Finalización prevista: Marzo 2013 (depósito).



Gracias por su atención

