

Jornadas de seguimiento DPI 2011 Madrid 12-13 abril 2011



Proyecto DPI2008-02153:

Planificación óptima de la generación eléctrica a corto y medio plazo en entornos de mercados múltiples con restricciones de Riesgo y medioambientales

Group on Numerical Optimization and Modeling

Dept. d'Estadística i Investigació Operativa.

Universitat Politècnica de Catalunya

IP: F. Javier Heredia

EPO: Gas Natural Fenosa

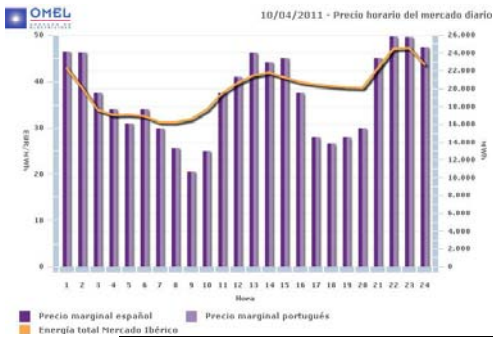
<http://gnom.upc.edu/projects/energy/dpi2008-02153>

Índice de la presentación



- [Objetivos y áreas de desarrollo](#)
- [Principales aportaciones al problema a corto plazo.](#)
- [Principales aportaciones al problema a medio plazo.](#)
- [Resultados esperados hasta el final del proyecto.](#)
- [Transferencia de resultados y colaboraciones.](#)
- [Formación en le marco del proyecto.](#)
- [Producción científica.](#)
- [Líneas futuras de investigación: proyecto DPI2011-22518](#)

Objetivos planteados y áreas de desarrollo

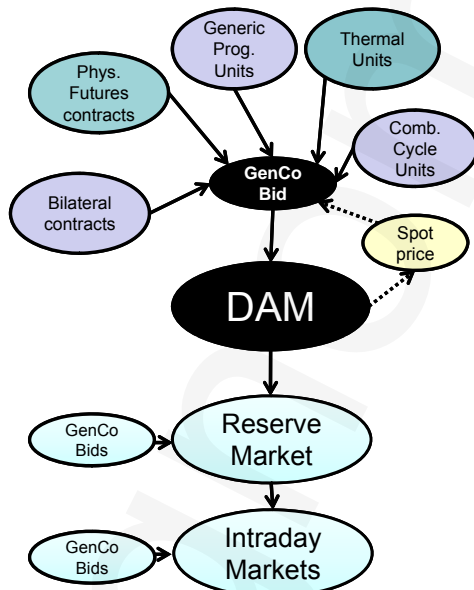


- **Objetivo:** estudio y desarrollo de *modelos y algoritmos de optimización estocástica* de ayuda a las compañías eléctricas en la *optimización de las decisiones de transacción de energía eléctrica*, tanto físicas como financieras, en un contexto de *mercados múltiples*, tomando en consideración la *gestión del riesgo y los aspectos medioambientales*.

Áreas de desarrollo:

1. Modelización de mercados múltiples.
2. Modelización de los aspectos medioambientales
3. Modelización de la incertidumbre
4. Algoritmos de optimización.
5. Análisis de las soluciones.

Planificación a corto plazo Day-Ahead Market (DAM) bid optimization



- C. Corchero, F. J. Heredia, "[A Stochastic Programming Model for the Thermal Optimal Day-Ahead Bid Problem with Physical Futures Contracts](#)", *Computers and Operations Research*, 2011.

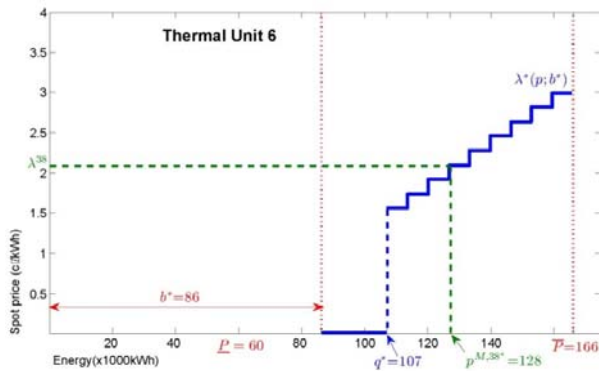
- F. J. Heredia, M. J. Rider, C. Corchero, "[Optimal Bidding Strategies for Thermal and Combined Cycle Units in the Day-ahead Electricity Market with Bilateral Contracts](#)", *Annals of Op. Research*, 2011.

- F. J. Heredia, M. J. Rider, C. Corchero, "[Optimal Bidding Strategies for Thermal and Generic Programming Units in the Day-ahead Electricity Market](#)", *IEEE Transactions on Power Systems*, 2010.

- C. Corchero, F.J. Heredia, "[Optimal Day-Ahead Bidding in the MIBEL's Multimarket Energy Production System](#)", *Proceedings of the 7th Conf. on European Energy Market EEM10*, Madrid, 2010.

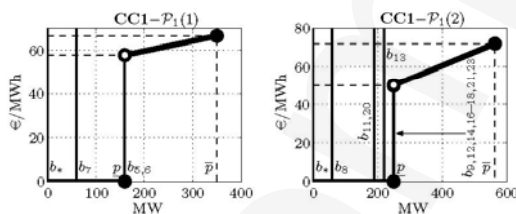
- M. P. Muñoz, C. Corchero, F. J. Heredia, "[Improving electricity market price scenarios by means of forecasting factor models](#)". *Invited paper to International Statistical Review*, 2011.

- C. Corchero, E. Mijangos, F. J. Heredia "A new optimal electricity market bid model solved through perspective cuts". *Submitted to TOP*. 2011.



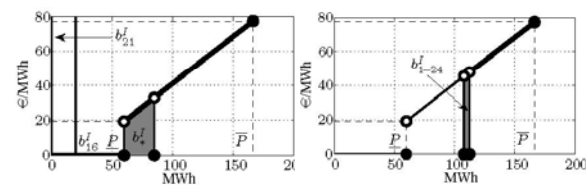
- Nuevo modelo para las unidades térmicas pertenecientes a una compañía price-taker que permite hallar la **curva de oferta óptima para el mercado diario** junto al planning de **encendido/apagado de las unidades** y la **distribución óptima** de sus contratos.

- La **oferta óptima** integra:
 - Obligaciones de **contratos bilaterales**.
 - Participación en el mercado de derivados mediante **contratos de futuros físicos**.
 - Modelización de la participación en el **mercado de reserva**.
 - Modelización de la participación en el primer **mercado intradiario**, como agente comprador o vendedor.



Unidades de ciclo combinado

- Modelo para la obtención de la curva de **oferta óptima** para las **unidades térmicas** y de **ciclo combinado**.
- La unidad de ciclo combinado se modela como **dos pseudo unidades térmicas**. Permitiendo considerar los tres estados físicos de la unidad.
- Se consideran las obligaciones de **contratos bilaterales**.



Unidades genéricas

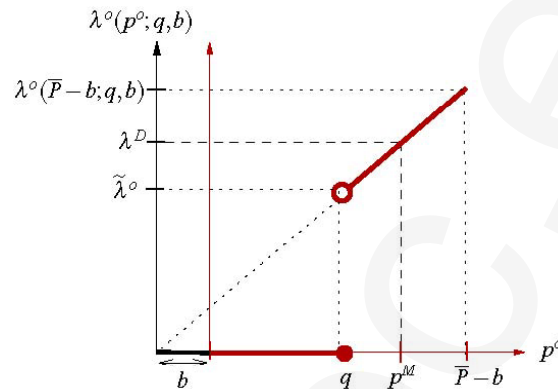
- Modelo para la obtención de la **oferta óptima** para el conjunto de **unidades térmicas** y **genéricas**.
- La compañía usa sus derechos de VPP a través de **unidades de programación genéricas** que pueden operar como agentes compradores o vendedores.
- Se modelan los **contratos bilaterales antes y después del mercado**.

Day-Ahead Market (DAM) bid optimization

Expresión analítica de la oferta óptima



- Para los modelos definidos se ha hallado la **expresión analítica** de la **oferta óptima** para las unidades **térmicas** y de **ciclo combinado** de una compañía price-taker considerando:
 - Contratos bilaterales
 - Contratos de futuros físicos
 - Reglas del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica



Day-Ahead Market (DAM) bid optimization

Resolución eficiente mediante *perspective cuts*



- Los modelos definidos son **problemas cuadráticos enteros-mixtos** (MIQP), lo que implica dificultades para una resolución eficiente, especialmente para casos de estudio reales.
- Siguiendo propuestas existentes en la literatura, se construye una aproximación *ad-hoc* de la función objetivo cuadrática a través de **perspective cuts** de forma que el modelo se convierte en un **problema lineal entero-mixto** (MILP) resoluble en tiempos razonables.

CPLEX +Perspective cuts	AMPL+CPLEX (1 thread)	AMPL+CPLEX (20 threads)
2h	9h	+48h

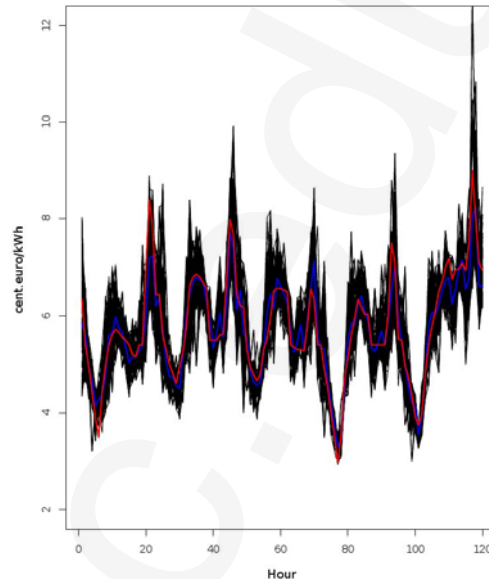
Tiempo de resolución del problema del modelo de oferta óptima en el mercado diario teniendo en cuenta los mercados de reserva e intradiario y los contratos bilaterales y de futuros físicos.

Day-Ahead Market (DAM) bid optimization

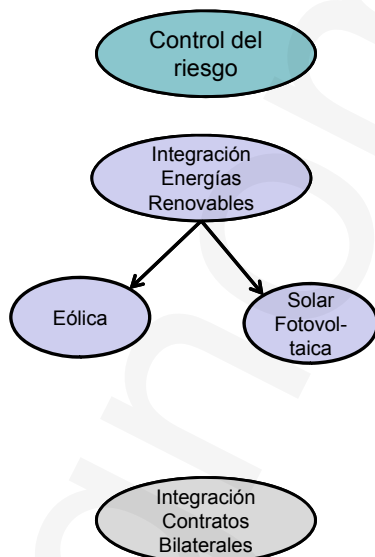
Escenarios de precios basados en *Time Series Factor Analysis* y *bootstrap*



- Tratamiento de la serie de precios como un **conjunto de 24 series**, uno para cada hora.
- Estimación de un modelo basado en **análisis factorial** para la reducción del conjunto de 24 series temporales.
- Estimación de un **modelo de previsión** con los factores obtenidos actuando como predictores.
- Construcción de un algoritmo basado en **bootstrap** para la **generación del conjunto de escenarios**.
- Técnica usada con resultados satisfactorios para precios de los años **2008 – 2010**.
- Método que proporciona resultados equivalentes a los métodos clásicos con el beneficio de la mayor sencillez de aplicación y interpretación.



Planificación a medio plazo



- M. Tesser. Risk and forward contracting in medium-term electricity generation planning, PhD Thesis, UPC 2009.

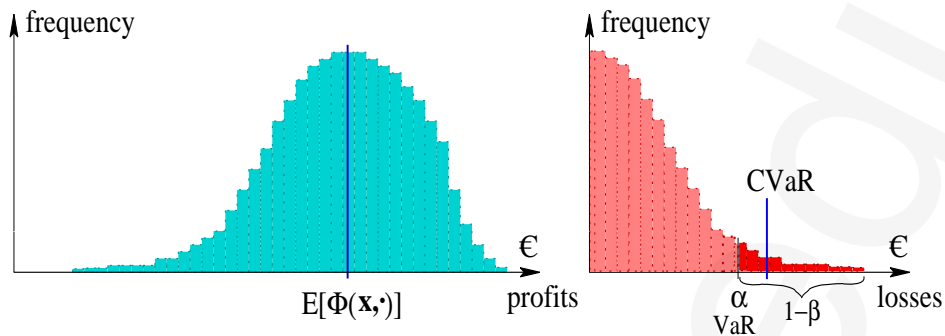
- Tesser, M., A. Pagès and N. Nabona. [An oligopoly model for medium term power planning in a liberalized electricity market](#). IEEE Transactions on Power Systems. 2009.

- Laura Marí, Narcís Nabona, "[Medium-term Generation Planning in Liberalized Mixed Electricity Markets](#)", *International Conference on Operations Research*, Munich, Germany, 2010.

- L. Marí, N. Nabona, [Endogenous model for medium-term electricity generation planning in liberalized mixed markets](#), *24th Europ. Conf. on Op. Res*, Lisboa, 2010.

- N. Nabona, L. Marí, [Medium-term generation planning optimization in liberalized electricity markets](#), NumOpEng Conf. CRM-UAB, Bellaterra 2010.

Solución en cada escenario de medio plazo Riesgo de Pérdida de Beneficios



- La solución de Programación Estocástica da el valor del **beneficio en cada escenario** del árbol de escenarios con su **probabilidad asociada**.
- Puede establecerse el gráfico de densidad de probabilidad de beneficio y, a través de él, una **medida de riesgo (CVaR)** de pérdida de beneficios (de cada GenCo en el mercado eléctrico).
- El impacto de las **energías renovables empleadas** es un **incremento de beneficios** pero también puede evaluarse un **incremento en riesgo de pérdida de beneficios**.
- La **planificación a medio plazo** proporciona una **methodología rigurosa** para evaluar el **impacto real** del empleo de las renovables y otros tipos de **fuentes de energía**.

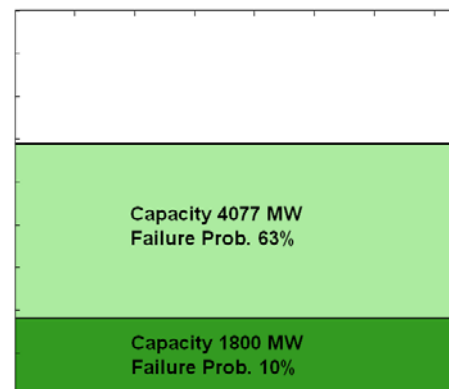
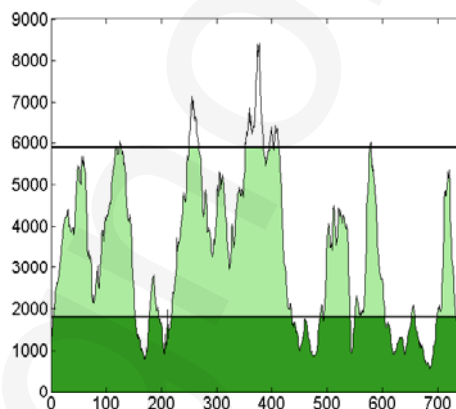
Jornadas DPI 2011 Madrid 12-13 abril 2011 – Proyecto DPI2008-02153

11

Generación eólica El modelo de las *dos pseudo-unidades*



- A partir de las series de generaciones eólicas de un cierto periodo (p.e.. junio) se deduce el modelo de las **dos pseudo-unidades** que representa la producción eólica.
- Dos pseudo unidades representan toda la producción eólica significativa: la **unidad de base** y la **unidad de cresta**
- En los escenarios, en cada nudo tenemos una unidad con distinta **capacidad de unidad base** (y prob. de fallo 10% fijada) y la **unidad de cresta** (con capac. y prob. fallo fijadas según periodo)

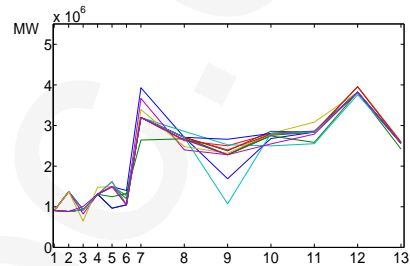
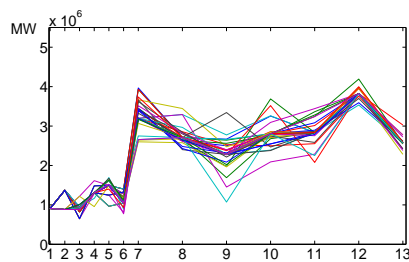
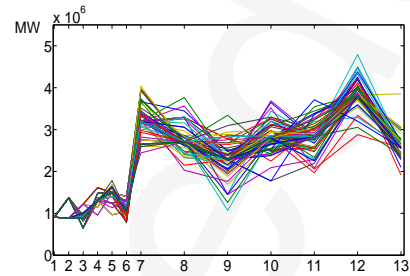
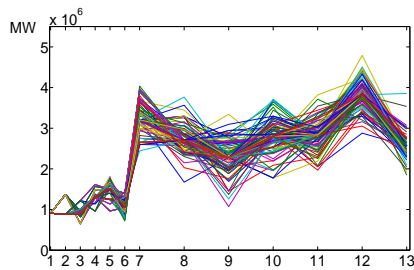


Jornadas DPI 2011 Madrid 12-13 abril 2011 – Proyecto DPI2008-02153

12

Escenarios de generación eólica para la solución por Programación Estocástica

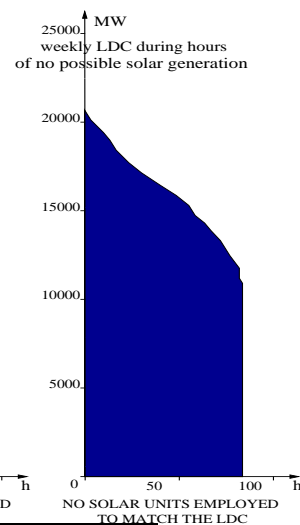
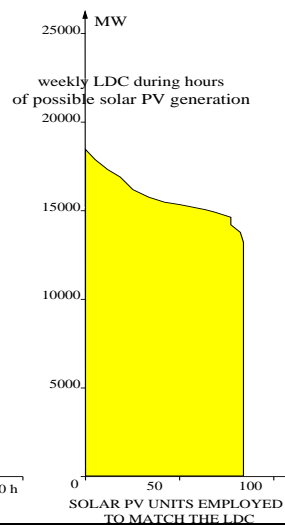
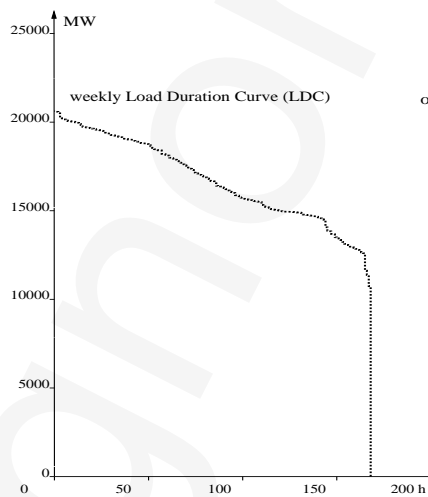
- El tamaño del árbol de escenarios afecta la resolubilidad de la optimización estocástica y la verosimilitud probabilista del problema a resolver.



Generación solar fotovoltaica (PV)

La monótona de cargas (MC) partida

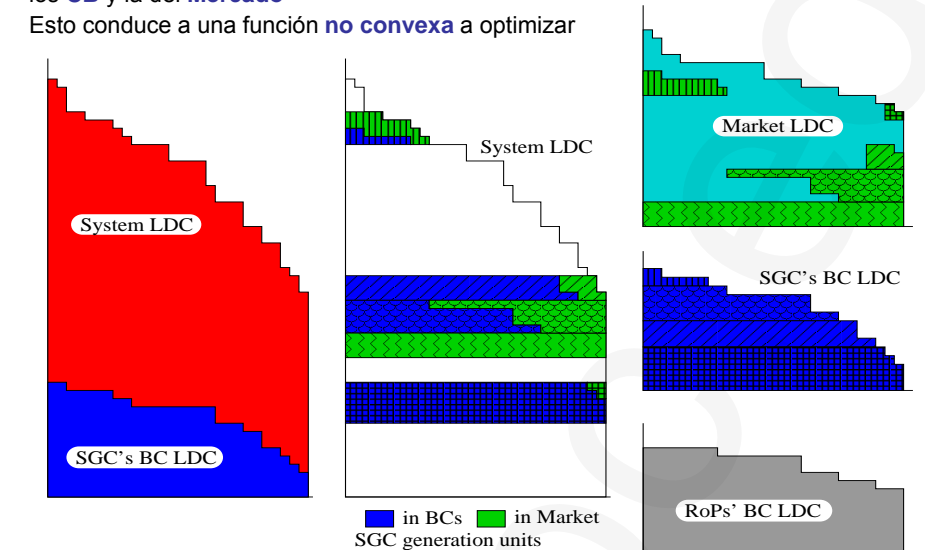
- Se emplea un **modelo de dos unidades**, similar al de la generación eólica, para representar la **generación solar PV**
- Cada periodo **debe ser partido en dos**: uno con las **horas de luz** y otro con las **horas sin sol**. Las unidades PV **sólo generan en el subperiodo de horas de luz**.



Mercado mixto con Contratos Bilaterales (CB)



- Se distinguen dos MCs: **la del mercado y la de los CBs** para una **Compañía Específica** y para el **Resto de Participantes**
- Se adopta la hipótesis de compartición de tiempo entre la satisfacción de la MC de los **CB** y la del **Mercado**
- Esto conduce a una función **no convexa** a optimizar



Jornadas DPI 2011 Madrid 12-13 abril 2011 – Proyecto DPI2008-02153

15

Resultados previsibles hasta final 2011



- Concluir el desarrollo de otros dos métodos alternativos de resolución de los problemas de optimización cuadrática mixta que se originan en corto plazo, *proximal bundle methods* y *Branch & Fix Coordination*.
- Incorporación explícita tanto de los límites de la burbuja de emisiones (CO_2 , NO_x , SO_2) como del coste del mercado de CO_2 en los modelos de corto plazo.
- Se intentará determinar el número mínimo de escenarios de árbol reducido que permitan conservar las propiedades de aleatoriedad de los factores hidráulico, eólico, solar, y de precio de combustibles (y de derechos de emisiones) que afectan la planificación a medio plazo.

Jornadas DPI 2011 Madrid 12-13 abril 2011 – Proyecto DPI2008-02153

16

Transferencia de resultados y colaboraciones



Gas Natural Fenosa (EPO DPI2008-02153):

- Ha proporcionado datos e información con los que se han elaborado los modelos de optimización de mercado diario.
- [Jornada de seguimiento diciembre 2010](#) sede Gas Natural Fenosa. Madrid.
- Seguimiento puntual de los avances a través de la [página web del proyecto](#).



UNIVERSITA'
DEGLI STUDI
DI BERGAMO



University of Bergamo : colaboración con el grupo prof. M.T. Vespucci en la optimización conjunta de la oferta al mercado diario y contratos de futuros desarrollados para el MIBEL al mercado eléctrico Italiano con generación hidráulica. [Vespucci09a], [Corchero09], [Vespucci09b], ±

Humboldt University: grupo de los profs. W. Römisch y H. Heitsch para temas de reducción de escenarios y riesgo (mayo-julio 2011)



Universitat Politècnica de Catalunya: colaboración con grupo de la prof. M.P. Muñoz en modelización de precios de mercado [Muñoz11], [Heredia10b], [Corchero10b]

Formación en el marco del proyecto



- **Tesis doctorales leídas:**
 - Cristina Corchero, *Short Term Bidding Strategies for a Generation Company in the Iberian Electricity Market*. Director, F.-Javier Heredia. Febrero de 2011.
 - M. Tesser *Risk and forward contracting in medium-term electricity generation planning*. Director, Narcís Nabona. Diciembre de 2009.
- **Tesis doctorales en ejecución:**
 - Laura Marí, *Medium-term power planning (in electricity markets) with renewable generation sources. Risk and solution procedures*. Director, Narcís Nabona. Segundo año
 - Simona Scripante, *Optimal bid strategies to the intraday electricity market for a wind generation company*. Director F.-Javier Heredia. Primer año.
- **Tesis de master y grado:**
 - *Optimizació de models estocàstics de mercat elèctric múltiple mitjançant mètodes duales*. Máster 2011.
 - *Oferta òptima multi-mercat al Mercat Ibèric d'Electricitat*, Máster. 2010
 - *Planificació òptima estocàstica a mig termini de la producció d'electricitat en un mercat oligopolístic*, Máster. 2009.
 - *Estudi i optimització de l'oferta al Mercat Ibèric d'Electricitat (MIBEL)*. Grado. 2009.

- Publicaciones JCR:

Corchero, C., F. J. Heredia, [A Stochastic Programming Model for the Thermal Optimal Day-Ahead Bid Problem with Physical Futures Contracts](#), *Computers & Operations Research* vol. 38, issue 11, pp. 2011-22. 2011

Heredia, F. J., M. J. Rider, C. Corchero, [A stochastic programming model for the optimal electricity market bid problem with bilateral contracts for thermal and combined cycle units](#), *Annals of Operations Research* (in press). 2011

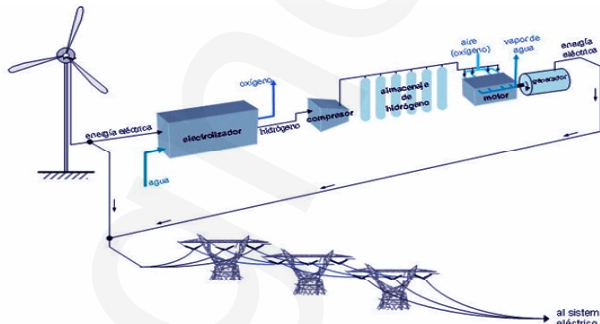
Muñoz, M. P., C. Corchero, F. J. Heredia, [Improving electricity market price scenarios by means of forecasting factor models](#). *Invited paper to International Statistical Review* (to appear). 2011.

Corchero, C., E. Mijangos, F.-J. Heredia, A new optimal electricity market bid model solved through perspective cuts, *TOP*. Submitted. 2011.

Heredia, F. J., M. J. Rider, C. Corchero, [Optimal Bidding Strategies for Thermal and Generic Programming Units in the Day-ahead Electricity Market](#), *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, no. 3, 1504-1518, Aug. 2010.

Tesser, M., A. Pagès and N. Nabona. [An oligopoly model for medium term power planning in a liberalized electricity market](#). *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, No. 1, pp 67-77. 2009

- 4 artículos completos en proceedings (3 IEEEExplore), 13 presentaciones en congresos internacionales, 8 research reports.



- Título: *Integración óptima de las energías renovables en el sistema de producción de mercados múltiples de electricidad.*

- Objetivo: desarrollar *nuevos modelos de programación estocástica* que ayuden a las compañías de generación eléctrica a *integrar de forma óptima la generación de las energías renovables no programables* en el sistema de producción de energía de mercados múltiples teniendo en cuenta tanto las *tecnologías existentes* ya probadas (p.e. bombeo) como las *nuevas tecnologías de producción emergentes* (p.e. *pulmón de hidrógeno*, micro-redes).

- Ejemplo: *pulmón de hidrógeno*, problemas:

- Optimización de la oferta de generación eólica basada en la previsión de generación eólica y precios de mercado
- Operación óptima de la planta de producción de hidrógeno que minimiza las desviaciones respecto de la generación prevista en el intradiario.

Proyecto DPI2011-22518



Universidades que participan:



Humboldt University Berlin



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea



Universidade Estadual Paulista- Brazil

EPOs, compañías eléctricas:



EPOs, centros de investigación:



GRACIAS POR SU ATENCIÓN

<http://gnom.upc.edu/>

Jornadas DPI 2011
Madrid 12-13 abril 2011