

## **INTEGRACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN MERCADOS ELÉCTRICOS DESREGULADOS CON GRANDES SISTEMAS INTERCONECTADOS**

Humberto Vinante<sup>(1)</sup>, José Converti<sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup>Facultad de Ciencias Agrarias UNCU, Alte Brown, 500, 5505, Lujan de Cuyo - Mza,  
Argentina, hvinante@yahoo.com

<sup>(2)</sup>Instituto Balseiro UNCU, Av. Exequiel Bustillo, 9500, 8400, San Carlos de Bariloche –  
RN, Argentina, converti@cab.cnea.gov.ar

**Resumen.** Hoy día se tiende a liberalizar estructuras de mercado e introducir energías renovables. Esto requiere modificaciones técnicas para la operación y despacho económico del Mercado Eléctrico.

El despacho de centrales hidroeléctricas, térmicas y nucleares presenta baja incertidumbre, asociada a las reservas y tipo de combustible, planes de mantenimiento y estacionalidad de precipitaciones. Esto permite programar en forma semanal, mensual y anual el despacho.

Incorporar la energía eólica implica una operación más flexible del sistema, incrementando las reservas de potencia para lograr mayor eficiencia con carga parcial. Además el recurso eólico en zonas alejadas, puede saturar las redes de transporte.

Hoy día el costo equivalente de centrales de ciclo combinado se ha equilibrado con los parques eólicos permitiendo su incorporación en gran escala. La experiencia europea ha mostrado que un 10% a 20% de energía eólica incrementa los costos relacionados con el aumento de reserva de potencia y capacidad de transporte.

Los proyectos europeos muestran que la capacidad de pronosticar vientos en intervalos de tiempo cortos, usando modelos estadísticos y numéricos de predicción meteorológica de meso-escala, permite reducir los costos relacionados con la reserva de potencia en forma significativa. Integrando estos resultados con modelos de despacho diarios usando optimización lineal, se reduce considerablemente el uso de combustibles fósiles.

Esto da pautas sobre la estrategia a seguir en el desarrollo de parques eólicos en Argentina. La coincidencia del recurso eólico con centrales térmicas e hidroeléctricas y redes de transporte, es la condición más favorable. Las provincias de Neuquén y Río Negro en su zona oeste presentan estas condiciones. También lo es Chubut, en Futaleufú y Ameghino. Así también son adecuadas Córdoba, Mendoza, San Juan y zonas de Jujuy hasta Tucumán. Las zonas Patagónicas de muy alto potencial eólico se encuentran limitadas por la falta de redes de transporte. Estos aspectos se desarrollan en el presente trabajo.

**Palabras Clave:** Energía Eólica, Mercado Eléctrico, Sistema Interconectado

## **INTRODUCCIÓN**

Argentina ha comenzado la expansión de su capacidad de generación eléctrica de origen eólico. A nivel internacional este proceso comenzó implementando parques eólicos de potencia, aislados de las redes de transmisión, en zonas de vientos favorables, para satisfacer las demandas locales. Esto se efectuó sin una planificación y coordinación de conjunto. A mediados de la presente década, en la zona del Báltico

se comenzó un proceso de integración de los sistemas de energía de los diferentes países de la región. Algunos de ellos tienen una elevada penetración de la energía eólica en su matriz energética tales como Dinamarca. Otra característica es que las matrices individuales de los países presentan sesgos diferenciados. Noruega es predominantemente hidroeléctrica mientras que Suecia tiene una importante incidencia de energía nuclear.

Este proceso de integración implicó dos cambios fundamentales. Por un lado, la construcción de importantes redes de transporte entre los países implicados y también la formación de un mercado único de energía para el conjunto. Resumiendo, primero se instalaron los parques y luego se integraron a la red y se conformó un mercado eléctrico.

La situación en Argentina es diferente. Se cuenta con una importantísima red de transporte y desde la década del 90 se implementó un mercado eléctrico organizado según los costos de generación, transporte y distribución. Además Argentina cuenta con importantes recursos eólicos en diferentes zonas y no todas tienen las mismas ventajas en relación con la proximidad a las zonas de consumo, a las redes de transporte y a las otras fuentes de generación. De esto resulta que la estrategia de implementación de parques eólicos debe tomar en cuenta los factores mencionados, además del recurso eólico disponible geográficamente.

Definir una estrategia, implica secuenciar la incorporación de parques eólicos en pos de lograr la mayor eficiencia en las inversiones que se hagan, teniendo en cuenta las restricciones y limitaciones existentes.

Un aspecto fundamental que no se ha considerado directamente es la limitación de las fuentes de fósiles de energía y particularmente el gas natural que hoy constituye la base de nuestra matriz energética. Esta situación es particularmente crítica porque las reservas alcanzan para menos de una década al ritmo de consumo actual. La incorporación en gran escala de parques eólicos permitiría reducir el consumo de combustibles fósiles extendiendo la duración de las reservas.

La incorporación de parques eólicos de gran magnitud implica resolver problemas relacionados con la incertidumbre propia del recurso, el balance de carga por zona, la reserva de potencia necesaria para compensar la intermitencia y la capacidad de las redes de transporte para abastecer las demandas en zonas alejadas.

La optimización de la ubicación, secuencia y potencia instalada de parques eólicos implica cuantificar las ventajas y desventajas que cada localización presenta en función de las limitaciones de generación, reserva de potencia, capacidad de regulación, transporte y limitación de las reservas de gas.

## **DESCRIPCIÓN POR REGIONES**

A fin de estudiar la mejor estrategia para la incorporación de la energía eólica, se consideran tres regiones de características bien diferenciadas:

1) La primera es la región *Comahue*, que presenta una gran capacidad de generación hidráulica (4400MW) con embalses de regulación plurianual. También presenta 1500MW de potencia térmica de los cuales el 60% son ciclos combinados de alta eficiencia y el resto son turbinas de gas de rápida respuesta. También esta región

tiene un alto potencial eólico [1] y cuenta con una muy importante infraestructura de transmisión hacia la zona Metropolitana (Provincia de Buenos Aires).

2) La segunda es la región *Patagonia Sur* (Chubut - Santa Cruz). Cuenta con una potencia hidroeléctrica instalada de 500 MW y 600 MW de potencia térmica donde el 40% son ciclos combinados de rendimiento equivalente a los de la región del Comahue. Esta región presenta un potencial eólico aún mayor que la anterior, pero tiene limitaciones en cuanto a la capacidad de transporte, de regulación y la distancia a los grandes centros de consumo.

3) La tercera es la región *Metropolitana* (Provincia de Buenos Aires y Litoral). La misma representa más del 70% de la demanda de energía eléctrica. Tiene una capacidad de generación térmica de 7500MW y 1000MW de generación nuclear (consideramos que la potencia generada en Embalse es transmitida íntegramente a Buenos Aires). También esta región recibe el aporte parcial de las centrales hidroeléctricas de Yaciretá, Salto Grande y la importación de Brasil (1200MW) según [2].

Esta región cuenta con un parque de generación de casi 50 grupos térmicos de antigüedad y eficiencias dispares. La zona de la costa Atlántica tiene buenas posibilidades de generación eólica además de infraestructura de transporte y proximidad de la demanda.

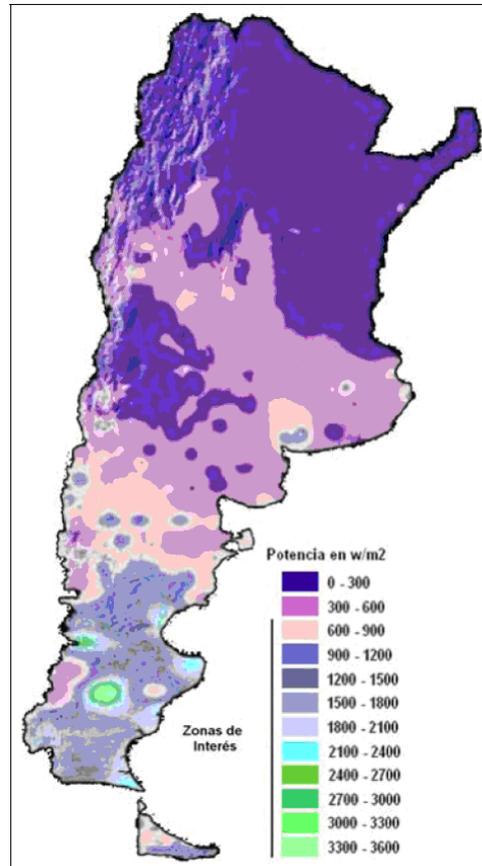


Fig. 1 – Mapa de potencial eólico de Argentina

## DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO

El modelo considera las demandas de potencia y energía, tomando en cuenta los aspectos técnicos y económicos relacionados con la generación y transporte. Utiliza, para la asignación del despacho, la metodología de minimizar el costo marginal de operación del sistema.

El modelo se fundamenta en los modelos actuales para la programación del despacho hidrotérmico nacional (Margo-Oscar). Incorpora además la capacidad de incluir en el despacho grandes parques eólicos de potencia, tomando en cuenta: las restricciones de regulación por regiones, la reserva de potencia rotante y la limitación de las líneas de transporte para la compensación de las fluctuaciones de la generación eólica. Estas consideraciones no están contempladas en los modelos nacionales de despacho y han sido desarrolladas a mediados de la presente década dentro del proyecto WILMAR [3]. El modelo toma en cuenta el mercado Spot y el de

Regulación de Potencia. El mismo optimiza la asignación y el despacho de cada uno de los diferentes agentes del mercado.

En el modelo se consideraron para la región Comahue, 6 centrales hidroeléctricas y 20 centrales térmicas existentes, y dos parques eólicos simulados con potencias de hasta el 20% de la potencia instalada total en las tres regiones. En la región Patagonia Sur se consideraron 2 centrales hidroeléctricas y 21 centrales térmicas existentes, y dos parques eólicos simulados de las mismas características. En la región Metropolitana se contemplaron los aportes de 45 centrales térmicas, dos hidroeléctricas binacionales y dos centrales nucleares existentes y un parque eólico simulado.

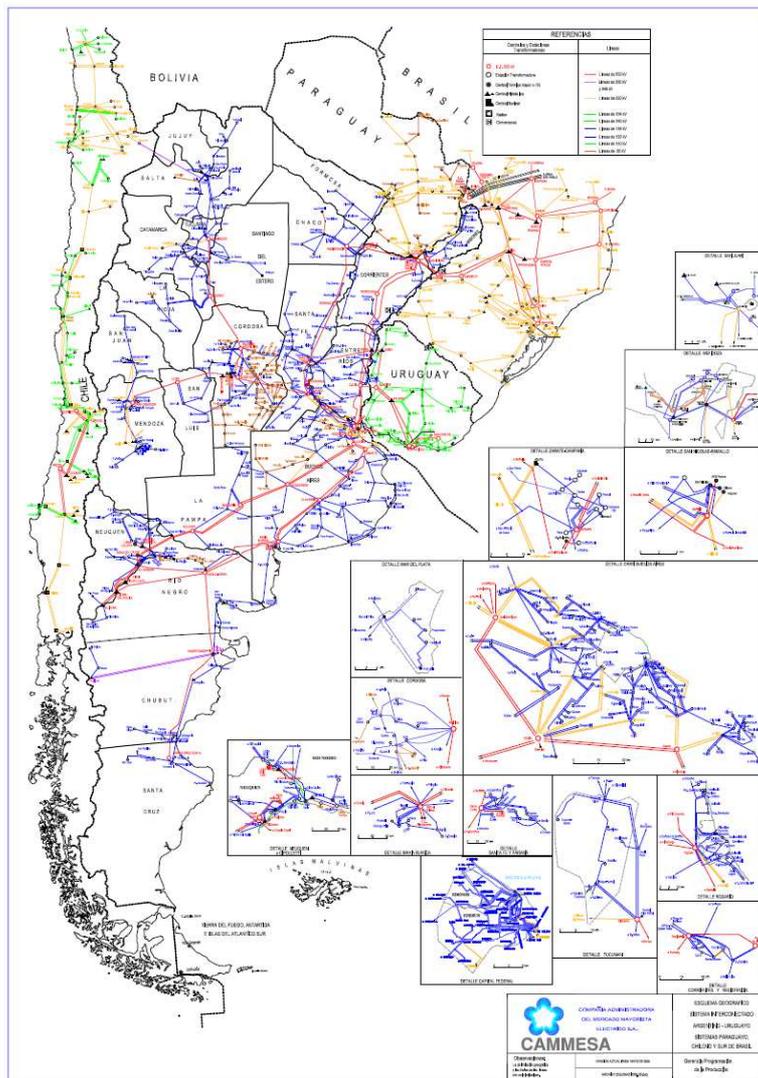


Fig.2 – Red de distribución eléctrica de la República Argentina

### **Modelado de las unidades generadoras**

En las centrales hidroeléctricas se consideraron en el modelo: los módulos de cada uno de los ríos aportantes, los embalses con sus respectivas capacidades de regulación, la potencia y energía entregada por la central, la potencia entregada para regulación en la región, la potencia de reserva necesaria para compensar las fluctuaciones de los parques eólicos y los vertederos. En cuanto al costo variable de generación hidroeléctrica se utilizó el modelo propuesto por Dueholm y Ravn [4].

En las centrales térmicas se modelaron: la potencia y energía entregada, las regulaciones por zona, la reserva rotante, los tiempos mínimos entre arranques y la duración mínima de operación. Se consideraron los costos variables de generación y los costos de arranque según los procedimientos de CAMMESA.

En los parques eólicos se modeló la incertidumbre en cuanto al viento utilizando el método de Montecarlo para la simulación de las distribuciones de velocidades. Para el modelado de la curva de potencia (en función de la velocidad) del parque eólico se utilizó el enfoque de Norgard y Holttinen [5].

### **Función objetivo**

Se formuló un modelo de optimización no-lineal cuya función objetivo es la minimización del costo de generación de energía y potencia que satisfaga la demanda. El horizonte temporal fue de una semana con la posibilidad de simular distintas demandas a lo largo del año, teniendo en cuenta los aportes de los ríos, la variación de la demanda, las cotas iniciales de cada uno de los embalses y los costos variables de generación en función de los combustibles disponibles.

### **Restricciones**

Las restricciones tenidas en cuenta fueron:

1) La capacidad de satisfacer la demanda de energía para cada región teniendo en cuenta la producción dentro de la misma, la energía eólica cosechada y las necesidades de importación y exportación, balanceando la producción dentro de la región.

2) Idem anterior pero satisfaciendo las necesidades de reserva de potencia rodante para atender las fluctuaciones de la energía eólica.

3) Las limitaciones de la capacidad de transporte de las líneas de transmisión entre zonas.

4) El balance de masa de las centrales hidroeléctricas.

### **Implementación**

Se utilizó como pre-procesador una planilla de cálculo en donde se elaboraron los modelos de las unidades generadoras y las restricciones. Se utilizó un software de optimización complementario para encontrar la solución de costo mínimo.

## **CASO ANALIZADO**

Se analizó el costo de regulación y balanceo de un parque eólico en la región *Comahue* en comparación con uno de las mismas características en la región *Patagonia Sur* teniendo en cuenta la diferencia del potencial eólico de las mismas. A partir de la potencia adicional a despachar en cada región para mantener el balance y la reserva rotante de la zona, se estimó el costo de integración.

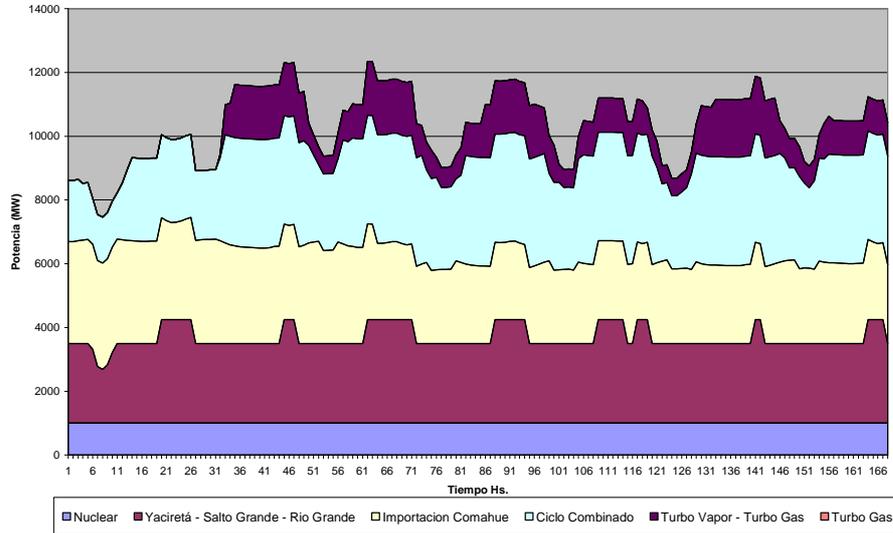


Fig. 3 – Potencia región Metropolitana del 10 al 16 de diciembre del 2006

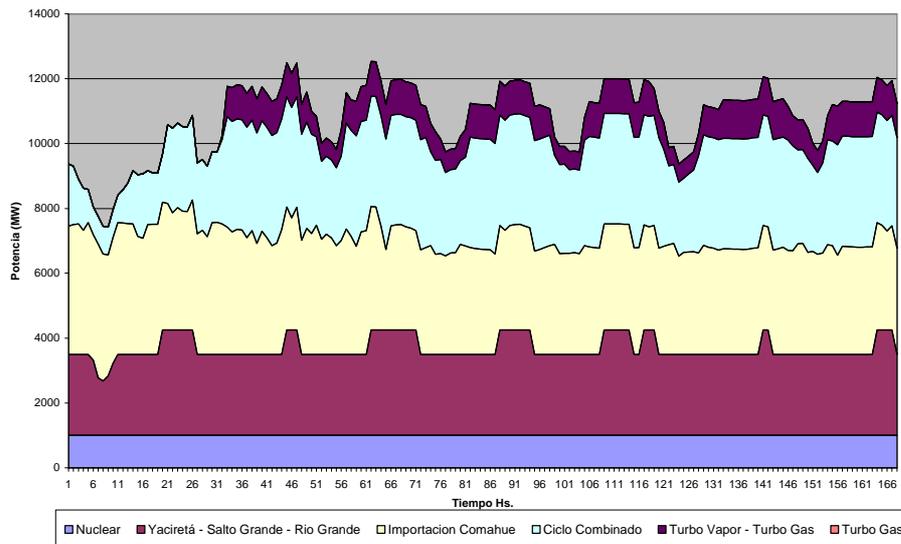


Fig. 4 – Idem Fig.3 con 1000MW de potencia instalada y factor de carga 77.5%

## CONCLUSIONES

La región *Comahue* resulta mucho más conveniente que la región *Patagonia Sur* para la instalación de parques eólicos de potencias entre el 10% y hasta el 20% de la

potencia instalada total. Esto se debe a la gran capacidad del parque hidroeléctrico existente, la gran capacitancia que presentan los mismos en cuanto al almacenamiento de energía, la existencia de un potencial eólico importante, la proximidad a la infraestructura actual de generación y transporte y la importante capacidad de transporte a la región Metropolitana, que es la de mayor consumo. Además con las centrales hidroeléctricas se puede regular el balance de energía en la zona y tener una reserva rotante térmica mínima.

Esto situaría a la región como de máxima prioridad para la instalación de parques eólicos en el corto plazo.

La región *Patagonia Sur* dispone de menos de la quinta parte de capacidad de regulación y de reserva rotante, siendo ésta principalmente de origen térmico y por lo tanto más cara y con los riesgos asociados a la escasez creciente en el mediano plazo. La capacidad de transporte es reducida, por lo tanto sólo se podría atender la demanda local. De ser subsanada esta limitación quedaría de manifiesto la limitación de la capacidad de regulación local y la necesidad de regular y balancear desde la zona *Comahue* produciendo flujos oscilantes con sus correspondientes pérdidas de transmisión.

En esta región deberían desarrollarse centrales hidroeléctricas que permitan la compensación para posibilitar un crecimiento equilibrado del potencial eólico.

## REFERENCIAS

- [1] *“Recurso eólico de la provincial de Neuquén”* G.Pedro, H.Mattio, et al. ASADES, Vol 10, 2006
- [2] *“Informe de evaluación de riesgos”* CAMMESA, período 2005-2007
- [3] Wind Power Integration in Liberalized Electricity Markets [www.wilmar.risoe.dk](http://www.wilmar.risoe.dk)
- [4] *“Modeling of short term electricity prices, hydro inflow and water values”*, Dueholm y Ravn, 6<sup>th</sup> IAEE European Conference 2004
- [5] *“A multi-turbine power curve approach”*, Norgard y Holttinen, Nordic Wind Power Conference, 2004
- [6] *“Design and operation of power systems with large amounts of wind power”*, Hannele Holttinen, Peter Meibom, et al. Nordic Wind Power Conference, 2006, Finland.
- [7] *“A stochastic energy market model for evaluating the integration of wind energy”*, Heike Brand, Peter Meibom, et al. 6<sup>th</sup> IAEE European Conference 2004 on modelling in energy economics and policy.