Energía Eólica

ANEMOS

Estudio sobre Predicción Eólica en la Unión Europea

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

Energía Eólica

ANEMOS Estudio sobre Predicción Eólica en la Unión Europea

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO
IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

TÍTULO DE LA PUBLICACIÓN

ANEMOS. Estudio sobre Predicción Eólica en la Unión Europea

AGRADECIMIENTOS

Nuestro agradecimiento a Sotavento Galicia, S.A., Red Eléctrica de España, Acciona y Elsam A/S por la cesión de fotografías para esta publicación

Esta publicación ha sido producida por el IDAE y está incluida en su fondo editorial.

Cualquier reproducción, parcial o total, de la presente publicación debe contar con la aprobación por escrito del IDAE.

Depósito Legal: M-29601-2007

ISBN: 978-84-96680-12-8

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E-28004-Madrid
comunicacion@idae.es
www.idae.es

Madrid, mayo de 2007

Índice

Introducción **5**

1 Objetivos **7**

2 Participantes **11**

3 Estructura del proyecto **17**

3.1 Adquisición de datos y evaluación de necesidades 20

3.2 Desarrollo de modelos estadísticos 27

3.2.1 Regionalización de las predicciones 31

3.3 Modelización física 32

3.3.1 Resultados 33

3.4 Predicción en Parques Marítimos 40

3.5 Desarrollo de la Plataforma ANEMOS 44

3.6 Instalación on-line 46

4 Evaluación comparativa de las predicciones **49**

5 Beneficio de la predicción eólica **57**

6 Conclusiones **61**

Apéndices **65**

A.I Glosario de términos de error utilizados 67

A.II Bibliografía 69

Introducción

La situación energética en Europa se ha caracterizado desde los años setenta por una fuerte dependencia energética. Con el objetivo de no sólo afrontar esta dependencia, sino también de reducir el impacto ambiental asociado a las diversas fuentes energéticas, el contexto energético europeo ha ido evolucionando hacia una política de mayor sostenibilidad, donde los recursos de energía renovable han adquirido una importancia creciente. Como prueba de ello se han adoptado diversas medidas. Uno de los mayores hitos en este sentido ha sido la publicación en 1997 del *Libro Blanco sobre las Energías Renovables*, donde se establece como objetivo indicativo duplicar la cuota de participación de las energías renovables en el consumo interior bruto de energía, desde el 6% en 1998 hasta el 12% en el año 2010. En términos de energía eléctrica, este último porcentaje representa un 22,1% de contribución al balance total.

En esta misma línea, y con el objetivo de crear un marco apropiado que facilitara el incremento a nivel europeo de la generación eléctrica de origen renovable, se aprobó la *Directiva 2001/77/EC sobre Promoción de Electricidad a partir de Fuentes de Energía Renovable en el mercado interior de la electricidad*. El principal objetivo de esta Directiva es, por tanto, la promoción de la electricidad de origen renovable en los distintos Estados Miembros, fijando para ello una serie de objetivos indicativos al 2010 en cuanto al consumo de electricidad renovable.

En lo que respecta a las diversas fuentes de energía renovable, cabe destacar que el mayor cambio acaecido en los últimos años ha ocurrido en el área de la energía eólica, cuya participación se ha incrementado de manera notable desde 1998. Este tipo de energía ha alcanzado cierta madurez tecnológica en los últimos años, lo cual se ha traducido en un mayor ritmo de instalación y en una tendencia a la baja de los costes de producción.

Actualmente, la Unión Europea lidera el mercado mundial de la energía eólica, contando con más de 48.000 MW de potencia instalada a finales del año 2006, es decir el 67% del total a nivel mundial.

Por otra parte, la buena evolución de esta área energética le ha permitido anticiparse, ya desde el año 2005, al cumplimiento del objetivo fijado por el Libro Blanco de 40.000 MW de potencia instalada para el año 2010.

Este aumento de la energía eólica en la Unión Europea, ha sido impulsado por los distintos Estados Miembros gracias a marcos regulatorios favorables a las energías renovables. Entre otras, una de las directrices principales ha sido la ya mencionada Directiva 2001/77/CE, así como los compromisos medioambientales adquiridos en virtud del Protocolo de Kioto. Con relación a este último punto, la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) estima que, para el año 2010, el ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero, como resultado de la expansión de la energía eólica, permitirá cumplir con un tercio de las obligaciones contraídas por la Unión Europea. La EWEA se plantea como objetivo alcanzar 75.000 MW de capacidad eólica en el 2010.

En esta misma línea, la EWEA hace hincapié al considerar la factibilidad de la energía eólica para cubrir hasta un 20% de la demanda eléctrica en los grandes sistemas de energía interconectados de Europa. Esto pone de relieve la gran importancia que viene cobrando el hecho de realizar previsiones a corto plazo en paralelo a los procedimientos de operación y reglas del mercado vigentes, especialmente en casos donde la penetración de la energía eólica sea elevada.

A nivel nacional, es de destacar las expectativas que el nuevo Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010[1], establece para el área de la energía eólica, fijando como nuevo objetivo una potencia instalada de 20.155 MW en el año 2010.

Este alto grado de penetración de la energía eólica en los sistemas eléctricos conlleva algunas dificultades, inherentes a la naturaleza intermitente de este tipo de energía. Parece clave, entonces, intentar conocer con cierta antelación dichas fluctuaciones, y poder predecir el comportamiento de la producción de energía de origen eólico de tal forma que se puedan tomar las medidas compensatorias pertinentes.

[1] El PER 2005-2010, aprobado el 26 de agosto de 2005, supone una revisión, en general al alza, de los objetivos del anterior Plan de Fomento de Energías Renovables 2000-2010. Con ello se prevé una contribución global de las energías renovables del 12,1% y del 30,3% respectivamente al consumo de energía primaria y consumo bruto de electricidad en el año 2010.

Por otra parte, es bien conocida la evolución del mercado eléctrico hacia la desregularización, lo que permite la entrada de nuevos agentes en el mercado, como es el caso de los productores independientes de energía eólica. Sin embargo, la alta variabilidad de este tipo de energía, entre otros factores, limita considerablemente su competitividad frente a otras fuentes convencionales de energía eléctrica. Una de las medidas más prometedoras para paliar esta limitación es la utilización de herramientas que permitan predecir con suficiente exactitud la evolución de la energía disponible, y de esta forma reducir las posibles penalizaciones que, al entrar en el mercado, se producirían por sobreestimación o infravaloración de la producción.

En este contexto surge el proyecto europeo ANEMOS[2], iniciado en octubre de 2002 bajo el V Programa Marco, cuyo objetivo es dar respuesta a los problemas antes planteados mediante la mejora de las herramientas de predicción de la energía eólica actualmente disponibles tanto en tierra como en mar. Entre las principales novedades de este proyecto destaca la creación de una plataforma software única para la integración y combinación de todos los modelos presentes en el proyecto con vistas a mejorar la operatividad de la predicción en tiempo real.

El proyecto ANEMOS, integrado por un equipo de 23 organismos pertenecientes a 7 países europeos, ha contado con una destacada presencia de nuestro país, como lo demuestra la participación de seis organismos involucrados de una u otra manera en el desarrollo de la energía eólica. Además del propio IDAE, figuran ACCIONA, la Universidad Carlos III de Madrid, CIEMAT, CENER y REE. Esto, sin duda, refleja el peso que, a nivel europeo y mundial, nuestro país presenta en el sector eólico.

De los diversos casos de estudio en que se ha basado el proyecto, dos corresponden a trabajos realizados en parques eólicos españoles, concretamente el de Sotavento (Galicia) y el de Alaiz (Navarra). En el caso de **Sotavento**, en cuya sociedad participa el IDAE, se trata de un parque especialmente indicado para la experimentación debido a su especial configuración, diseño y ubicación.

Paralelamente al inicio de este proyecto tuvo lugar en nuestro país un ejercicio similar conocido como *"Ejercicio de Predicción"*, promovido por la Asociación Empresarial Eólica (AEE). Este último proyecto surgió ante la necesidad de conocer con mayor detalle el alcance de las predicciones de energía eólica, aunque a diferencia del proyecto ANEMOS, su orientación estuvo más dirigida a la integración de esta energía en el mercado eléctrico. Esta integración es coherente con las obligaciones impuestas por el marco regulatorio nacional representado por el Real Decreto 436/2004[3], de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Mediante este Real Decreto se obliga a todos los parques eólicos de potencia instalada superior a 10 MW a comunicar sus previsiones de producción eléctrica que vayan a ceder a la red en cada uno de los 24 periodos de cada día, con 30 horas de antelación, eximiendo de esta obligación a aquellos parques que opten por vender su energía eléctrica libremente en el mercado.

El *Ejercicio de Predicción* de la AEE ha analizado las principales limitaciones con las que se encuentran actualmente los modelos de predicción y ha supuesto un avance en el conocimiento de los factores que inciden de forma determinante en los desvíos de sus predicciones, con el fin de proponer soluciones que los minimicen. El estudio, en el que ha participado también el IDAE, se llevó a cabo con 7 modelos de predicción para un total de 7 parques eólicos situados en emplazamientos variados y representativos de la geografía peninsular.

[2] ANEMOS project: Development of **A NE**xt generation wind resource forecasting syste**M** for the large-scale integration of **O**nshore and off**S**hore wind farms.

[3] Posteriormente modificado por los Reales Decretos **RD 2351/2004, RD 1634/2006**, y actualmente en fase de revisión.

1 Objetivos

1 Objetivos

Para poder llevar a cabo una integración a gran escala de la energía eólica en el sistema eléctrico es preciso disponer de herramientas avanzadas que posibiliten la realización de pronósticos fiables del recurso eólico con suficiente antelación. Este aspecto es aún más acuciante en el marco de un mercado eléctrico liberalizado, donde el disponer de pronósticos acertados permite un posicionamiento favorable de la energía eólica frente a otras formas más convencionales de generación de energía eléctrica.

Actualmente, la tecnología disponible presenta dos limitaciones que justifican una mayor actividad de I+D en el campo de la predicción eólica.

— La primera limitación de las herramientas disponibles es crítica, puesto que afecta al funcionamiento de éstas. Los métodos y herramientas se encuentran limitados por su dependencia de la complejidad del terreno. En este sentido, es necesario explotar la experiencia disponible y el actual estado del arte para poder desarrollar métodos avanzados capaces de aportar un nivel de precisión superior.

— Las aplicaciones se encuentran a menudo orientadas a fines específicos, como por ejemplo la predicción del potencial eólico regional. Según se evoluciona a una cada vez mayor integración de la energía eólica, mayor potencia instalada en los parques eólicos, y progresiva liberalización de los mercados, mayor será la demanda de herramientas de predicción precisas. Esto es así, ya no solo a un nivel regional, sino también a nivel de parque eólico individual, especialmente en el caso de los parques marinos de gran tamaño, con objeto de mejorar el vertido de su producción a la red o bien satisfacer de manera eficiente las condiciones impuestas por el mercado liberalizado.

El objetivo principal del proyecto ANEMOS ha sido el desarrollo de modelos avanzados de predicción que mejoren sustancialmente las herramientas actualmente disponibles, haciendo un énfasis especial en situaciones de terreno complejo, condiciones meteorológicas extremas y parques marinos, para los cuales no existían herramientas específicas de predicción. El resultado será la siguiente generación de herramientas de predicción capaces de mejorar sustancialmente las ya existentes. La mejora de precisión, tal y como se ha apuntado con anterioridad, supondrá la principal contribución a la aceptabilidad de la energía eólica en los sistemas eléctricos y, por tanto, a su mayor penetración.

Otro objetivo importante ha sido la integración de todos estos modelos en una plataforma software común orientada a la realización de predicciones en tiempo real en un amplio número de parques eólicos suficientemente representativos en cuanto a tipología, es decir: orografía, condiciones meteorológicas y diversidad tecnológica, entre otros aspectos.

Finalmente, se ha pretendido demostrar los beneficios económicos y técnicos que supone una predicción de la energía eólica, ya sea esta a nivel nacional, regional e, incluso, a nivel individual de cada parque y para horizontes temporales variables, desde minutos hasta varios días.

Para concluir, entre los múltiples beneficiarios de este tipo de herramientas se puede citar, entre otros, a **usuarios finales** como: **operadores del sistema o promotores de parques eólicos**, que podrán optimizar la operación y mantenimiento respectivamente del sistema eléctrico en general y de los parques eólicos independientemente, que en el último caso verán reforzada su posición en el mercado eléctrico liberalizado, al disminuir el impacto de los desvíos incurridos por sus previsiones; y **reguladores del sistema**, que podrán obtener un mejor conocimiento sobre las posibilidades reales de estas herramientas, además de definir su papel real en la integración de la energía eólica en el sistema eléctrico.

2

Participantes

2 Participantes

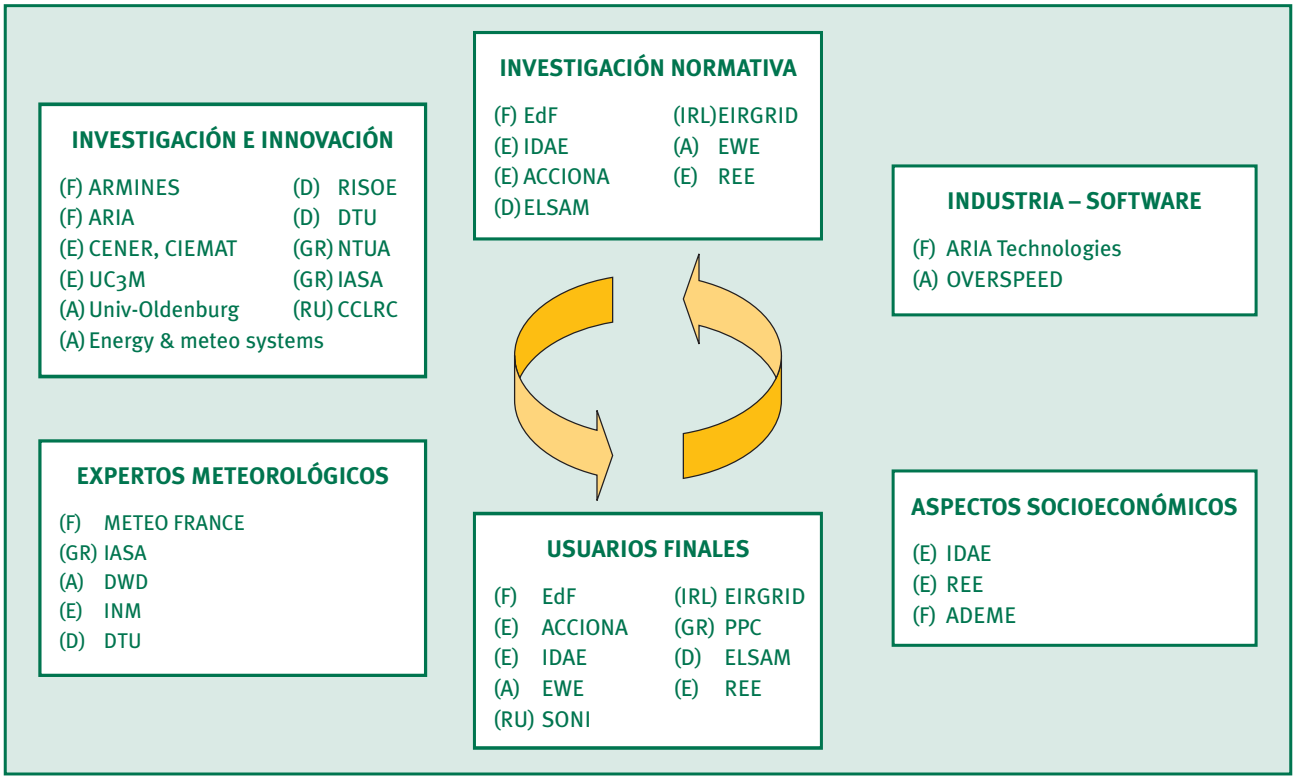
El trabajo de investigación llevado a cabo en el proyecto ANEMOS ha sido fruto de la cooperación de investigadores con experiencia en múltiples campos de la energía eólica y la meteorología. El consorcio formado ha estado constituido por un equipo multidisciplinar de 23 participantes donde se incluyen centros de investigación, compañías eléctricas, generadores, operadores eléctricos y servicios meteorológicos. Todos ellos han llevado a cabo investigaciones en diferentes campos de las energías renovables, habiendo participado y cooperado con anterioridad en proyectos europeos de investigación con resultados satisfactorios. Los miembros del consorcio son los siguientes:

- IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (España)
- Acciona: Acciona Energía S.A. (España)
- UC3M: Universidad Carlos III de Madrid (España)
- CIEMAT: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (España)
- CENER: Centro Nacional de Energías Renovables (España)

Consorcio que ha participado en el Proyecto Anemos

- REE: Red Eléctrica de España (España)
- ARMINES - ENSMP/CENERG[4]: Centro de Energía (Francia)
- ARIA Technologies (Francia)
- METEO FRANCE: Servicio Nacional Meteorológico de Francia (Francia)
- EDF: Électricité de France (Francia)
- OVERSPEED GmbH & Co.KG (Alemania)
- Universidad de Oldenburg (Alemania)
- EWE: Aktiengesellschaft/Abteilung HV-BE (Alemania)
- Energy & Meteo Systems (Alemania)
- DTU: Universidad técnica de Dinamarca (Dinamarca)
- RISOE Laboratorio Nacional (Dinamarca)
- ELSAM A/S (Dinamarca)
- CCLRC/RAL: Consejo del Laboratorio Central de los Consejos de Investigación (Reino Unido)
- SONI: Operador de Red de Irlanda del Norte (Reino Unido)
- EIRGRID (Irlanda)
- IASA: Instituto de Sistemas Acelerados y Aplicaciones (Grecia)
- PPC: Public Power Corporation S.A. (Grecia)
- ICCS/NTUA: Instituto de Comunicación y Sistemas computerizados de la Universidad Técnica Nacional de Atenas (Grecia)

Reparto de Competencias entre los participantes del Proyecto Anemos



[4] ARMINES: Asociación para la Investigación y el Desarrollo de Métodos y Procesos Industriales; ENSMP: Escuela Nacional Superior de Minas de Paris; CENERG: Centro Conjunto de Investigación, participado por ambas entidades: ARMINES y ENSP.

La agrupación ARMINES-ENSP/CENERG es quien ejerce la coordinación del proyecto ANEMOS.

De estos 23 participantes, 7 son centros dependientes de universidades (ARMINES-ENSMP/CENERG, UC3M, DTU, OVERSPEED GmbH & Co, IASA, Universidad de Oldenburg, ICCS/NTUA); 4 son centros de investigación (CIEMAT, CCLRC/RAL, RISOE, CENER); 5 son operadores eléctricos (EDF, EIRGRID, PPC, REE, SONI); 5 son empresas privadas (ARIA Technologies, Acciona, ELSAM, EWE, Energy & Meteo Systems); y 2 son organismos oficiales relacionados con las energías renovables o servicios de predicción (METEO FRANCE, IDAE).

Como se puede comprobar, seis de estos 23 organismos son españoles: Universidad Carlos III de Madrid, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Acciona Energía S.A., Red Eléctrica de España (REE), Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER). Con ello se evidencia el interés que nuestro país presenta en este campo.

El **IDAE**, quien asimismo ha participado en el *Ejercicio de Predicción* de la AEE antes citado, refuerza mediante su participación en el proyecto ANEMOS su interés por el sector de la energía eólica y la repercusión de esta energía en el sistema energético nacional, especialmente teniendo en cuenta la evolución conjunta de las últimas tendencias del sector y exigencias del marco regulatorio. La modalidad de esta participación, tal y como se muestra más adelante, ha sido de **usuario final**, poniendo a disposición del proyecto el parque eólico de Sotavento (Galicia) para la experimentación de los modelos y contribución a la consecución de los fines definidos en dicho proyecto.

El rol y competencias de los distintos miembros en el proyecto ANEMOS se expone de acuerdo a la figura de la página anterior.

3

Estructura del proyecto

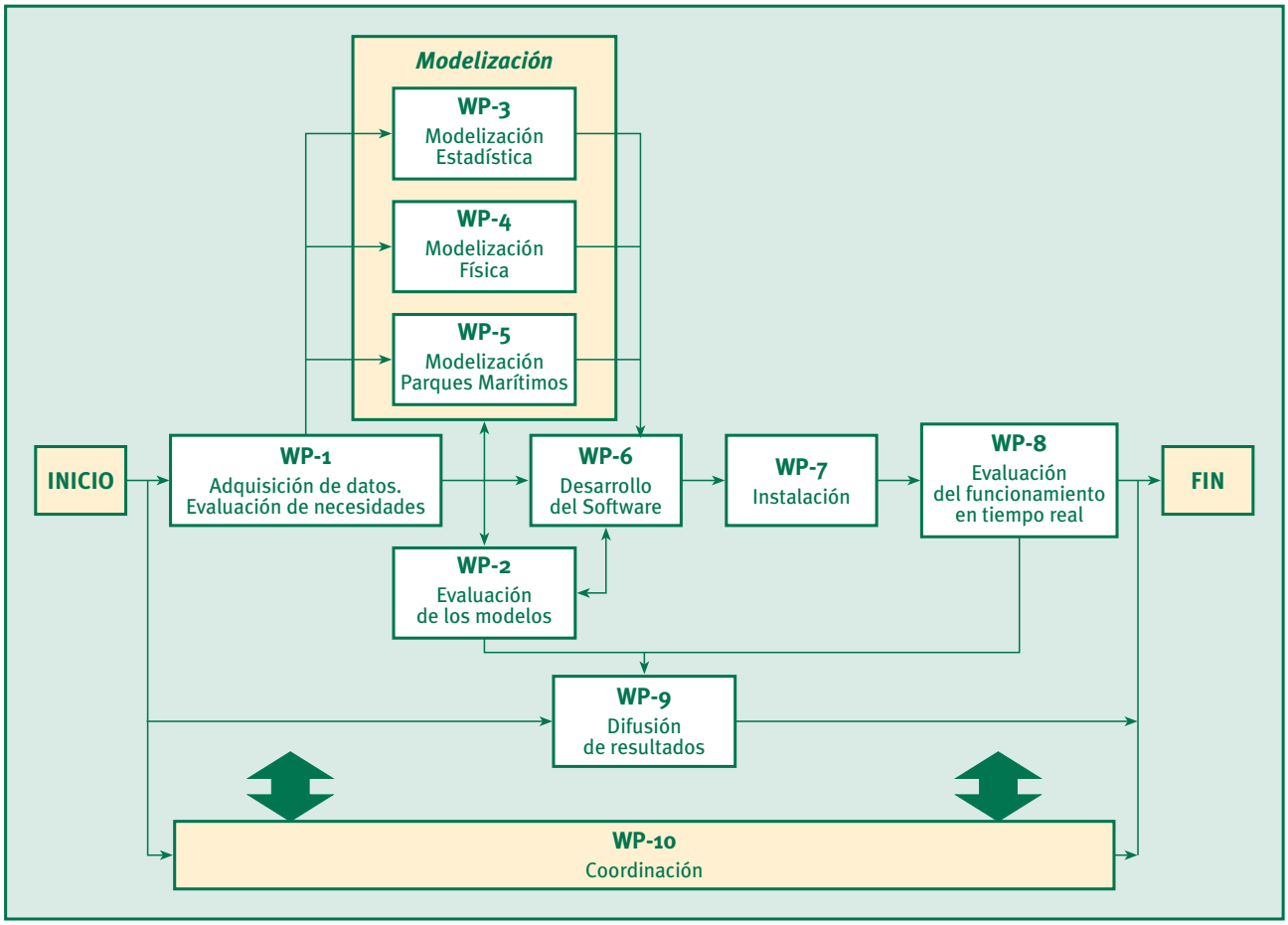
3 Estructura del proyecto

El trabajo desarrollado en el marco de este proyecto se ha estructurado atendiendo a lo que se han considerado sus ejes principales, en base a los cuales se han organizado diferentes grupos de trabajo, que a continuación se muestran junto a los organismos responsables de su ejecución:

- Adquisición de datos y evaluación de necesidades (OVERSPEED)
- Análisis y evaluación de las técnicas de predicción existentes en la actualidad (CENER)
- Desarrollo de modelos estadísticos avanzados de predicción (DTU-IMM)
- Desarrollo de modelos físicos avanzados de predicción (RISOE)
- Predicción en parques marítimos (UNIV. OLDEBURG)
- Desarrollo de una plataforma "software" de predicción (ARMINES)
- Instalación de la plataforma para su operación en tiempo real en los casos de estudio (OVERSPEED)
- Evaluación de las predicciones y beneficios en tiempo real (UC3M)
- Evaluación global del proyecto y difusión de resultados (CCRLC)

A estos grupos se suma de manera adicional el correspondiente a la coordinación del proyecto, que ha sido dirigido por ARMINES.

Grupos de Trabajo y Secuencia del Proyecto Anemos



En el anterior listado se pueden observar dos grupos de trabajo que han sido liderados por organismos españoles: CENER, como responsable de la evaluación y comparación de las técnicas de predicción existentes, y la Universidad Carlos III de Madrid, como responsable de la evaluación de las predicciones en tiempo real.

La secuencia de ejecución de cada uno de estos grupos de trabajo es la que muestra la figura de la página anterior.

A continuación se detallan las principales líneas de trabajo y los resultados más relevantes. Para información más detallada se recomienda consultar la bibliografía del proyecto.

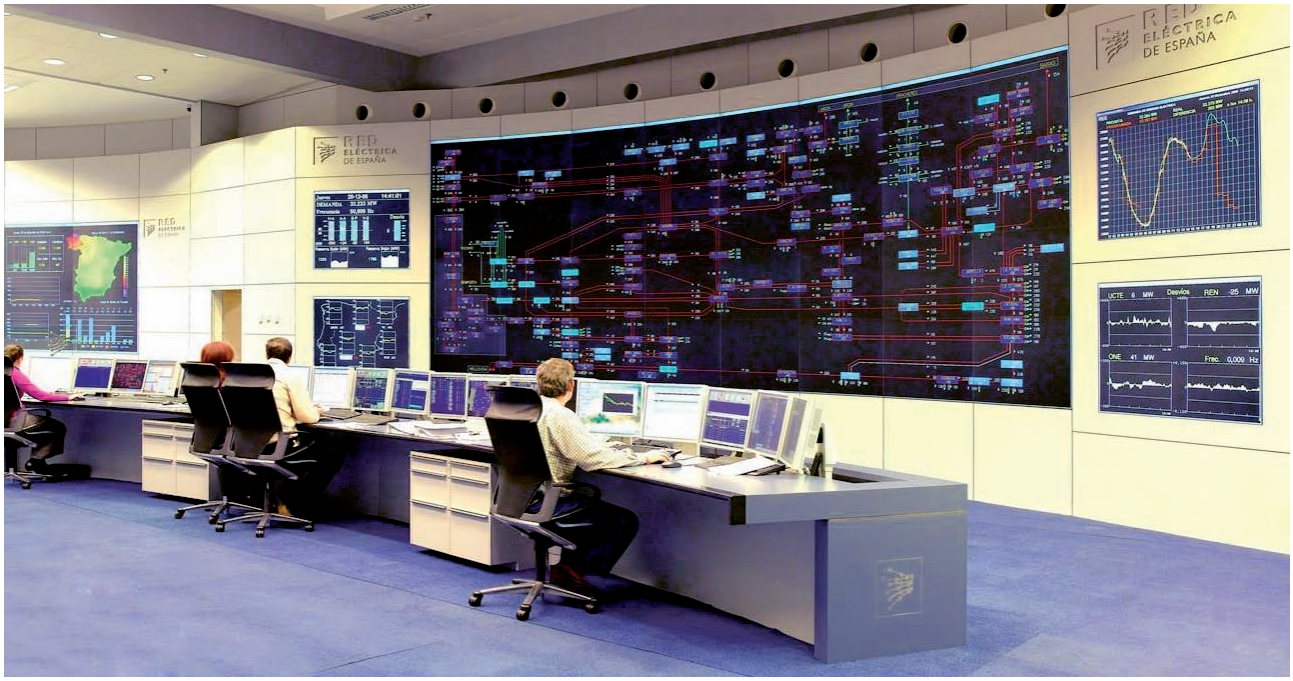
3.1 ADQUISICIÓN DE DATOS Y EVALUACIÓN DE NECESIDADES

La adquisición de datos y evaluación de necesidades de las predicciones ha sido liderado por Overspeed y ha involucrado a los siguientes socios de proyecto: ARMINES, ARIA, UC3M, CENER, DTU, MeteoFrance, CCLRC/RAL, RISOE, IASA, Universidad de Oldenburg, EDF, Acciona, ELSAM, EIRGRID, EWE, PPC, IDAE y REE.

El objetivo de este grupo de trabajo ha consistido en definir las posibles necesidades existentes en cuanto a la predicción de la energía eólica, tanto desde el punto vista puramente técnico y científico como desde el del usuario final. Para ello, se han identificado y clasificado las herramientas y modelos de predicción existentes hasta la fecha de comienzo del proyecto de acuerdo a su metodología y necesidades de datos de entrada, así como horizonte de predicción.

Para definir las necesidades desde el punto de vista del usuario final se han considerado distintos usuarios potenciales como promotores de parques eólicos, operadores de red y otros organismos de distribución energética. La necesidad que más se ha puesto de manifiesto ha sido la de poder disponer de un pronóstico de la producción fiable en un horizonte temporal a 24, 36 e, incluso, 48 horas, con vista a ser utilizado en la planificación de la producción, en la optimización de las operaciones de mantenimiento o en la comercialización de la energía.

En este estudio se detectó la necesidad de que los pronósticos se actualizaran conforme se fuera disponiendo de nuevos datos de producción, aunque también se manifestaron otras necesidades, tales como poder disponer de un pronóstico horario expresado en términos de potencia en vez de velocidad de viento, y con histogramas de error o intervalos de confianza. Finalmente, se valoró la necesidad de disponer, no sólo de pronósticos individuales de parques, sino también por agrupaciones de parques a nivel regional e, incluso, nacional. En esta línea, haciendo uso de la rápida comunicación entre distintas aplicaciones remotas, se vislumbra la posibilidad de poder agregar las



predicciones a nivel regional o nacional, favoreciendo el posicionamiento en el mercado de generadores independientes. De esta forma se reduciría el riesgo asociado a las penalizaciones por error de las predicciones, dado que el error de parques agregados se espera que sea menor.

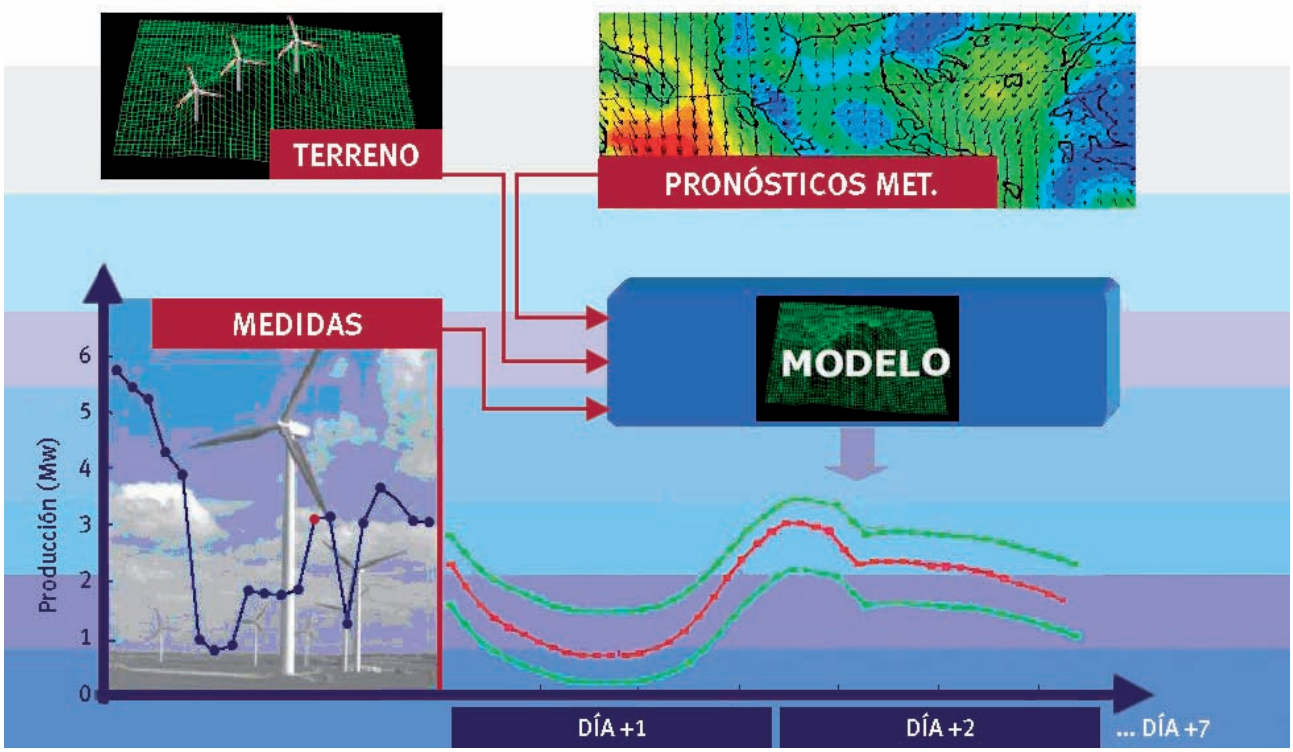
En cuanto a la evaluación del actual estado del arte de los modelos de predicción, se ha procedido a realizar un análisis de los modelos existentes desde comienzo de los noventa, cuando apenas había organismos haciendo predicciones operativas, a excepción básicamente de los modelos Prediktor (RISOE) y WPPT (IMM/DTU), hasta después del año 2000, donde se evidencia un gran aumento de modelos de predicción operativos a nivel europeo. Se ha podido comprobar cómo estas herramientas de predicción generalmente combinan varias técnicas de modelización, tales como la modelización física y la estadística o empírica, habiéndose encontrado que el factor que resulta más determinante en la precisión de las predicciones es la exactitud del pronóstico meteorológico del que parten.

Respecto a las fases que se llevan a cabo para realizar un pronóstico de la producción, se han encontrado procedimientos bastante similares para horizontes en torno a 6 horas. Estos procedimientos consisten básicamente en la utilización de un pronóstico meteorológico procedente de un modelo atmosférico global o de área limitada, cuyos resultados se adaptan en una siguiente etapa a la zona donde se ubica el parque. La predicción meteorológica resultante se utiliza para hacer un cálculo de la producción del parque que puede posteriormente extrapolarse a otros parques de la región.

En los últimos años se ha avanzado mucho en cada una de las fases anteriormente mencionadas; y se podría decir que la raíz del error cuadrático medio de las predicciones puede llegar a ser de un 10% de la potencia instalada para horizontes de predicción de 36 horas y para terreno moderadamente llano.

Sin embargo, aunque estos resultados son buenos, para poder aplicar estas herramientas en ubicaciones concretas se requiere de un gran esfuerzo técnico y humano, dado que es necesario realizar adaptaciones a las nuevas condiciones meteorológicas, características del parque y otros factores determinantes. Por otro lado, no ha sido posible hasta la fecha hacer comparaciones entre los resultados obtenidos por distintos modelos, ya que las circunstancias de los

Datos de entrada de un modelo de predicción de la energía eólica



ejercicios de modelización realizados por cada uno de ellos eran muy diferentes (complejidad del terreno, parques marítimos, ubicación geográfica). Otro aspecto importante que no había sido evaluado hasta la fecha era la operatividad de estas herramientas, es decir, su robustez, fiabilidad y otras capacidades operativas y factores, que obviamente influyen en la factibilidad de un uso rutinario de estas herramientas.

Finalmente, se confirmó la necesidad de seguir investigando la forma de mejorar la precisión de las predicciones, así como de avanzar en otros aspectos novedosos, tales como las posibilidades que ofrece la combinación de los modelos y la estimación de la incertidumbre asociada a las predicciones.

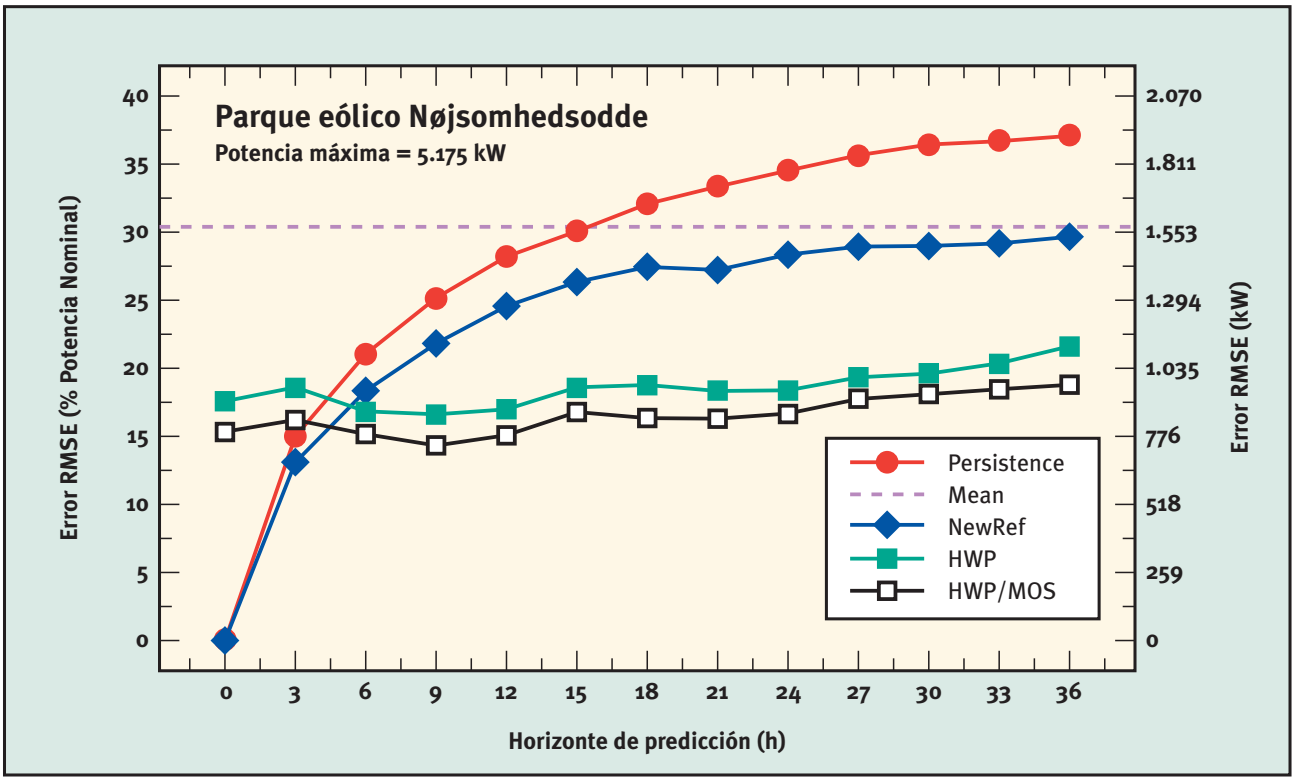
Especificación y estandarización de los datos

Para poder desarrollar una plataforma común para los diferentes sistemas de predicción de la energía eólica ha sido necesario llevar a cabo una estandarización de los datos de entrada y salida que utilizan los modelos. Para ello se han distinguido dos tipos de datos: estáticos y dinámicos. Entre los primeros se encuentran datos relativos a la configuración de los modelos, además de los propiamente necesarios para el funcionamiento de éstos, como son las coordenadas geográficas del parque, de los aerogeneradores y de las estaciones meteorológicas; información sobre la orografía, rugosidad y usos del suelo, así como la descripción de las máquinas (curvas de potencia, coeficientes de empuje, altura de buje, etc.). En cuanto a los datos dinámicos, entre éstos se encuentran los resultados de los modelos numéricos de predicción meteorológica, históricos de producción de los parques eólicos, así como los resultados de las predicciones en tiempo real. Para este tipo de datos ha sido necesario utilizar un formato común (formato DEPRI). En cuanto a la información estática se ha desarrollado un formato basado en ficheros XML para la descripción del parque, al tiempo que se han adoptado algunos formatos ya existentes y ampliamente utilizados, como el formato "WAsP" para la información relativa a orografía y rugosidades del terreno.

Definición de los parques a estudiar

El alto número de parques propuestos para llevar a cabo el estudio hizo necesario una preselección de los

Errores en la Predicción utilizando el Modelo Prediktor (HWP)

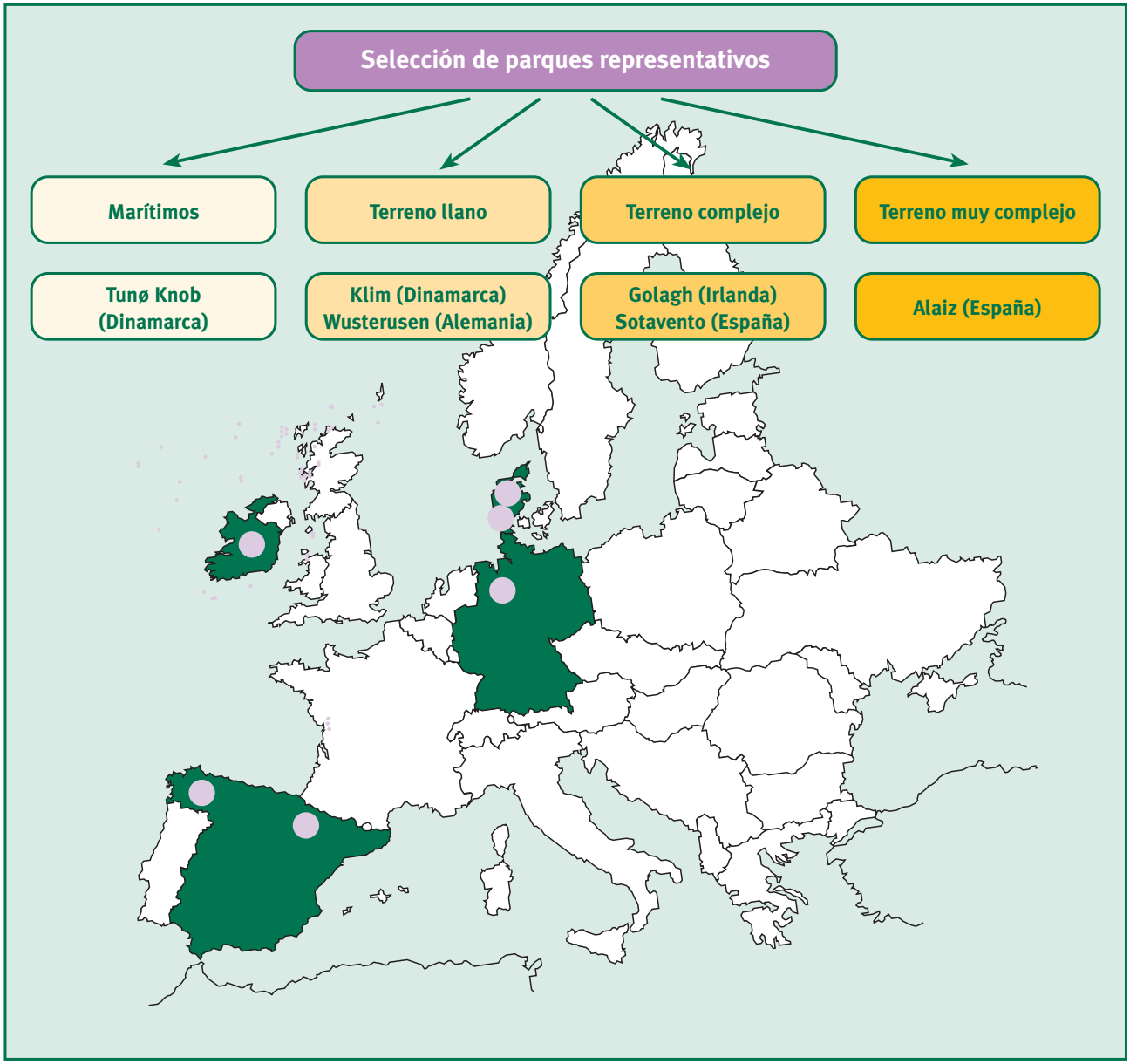


mismos. Para ello se remitieron una serie de cuestionarios que permitieron recoger información sobre el número y características de las máquinas, tales como curva de potencia, diámetro de rotor, altura de buje, velocidad de arranque y otras características del parque. Igualmente, se recopiló información sobre la ubicación del parque, tipo de orografía y rugosidad del terreno. Finalmente, se tuvo en cuenta la producción en los últimos años, la disponibilidad de las máquinas, información meteorológica, disponibilidad de datos a tiempo real, sistemas de adquisición de datos y formatos utilizados en sus bases de datos.

En función de la disponibilidad de datos históricos de producción y de la cobertura de un rango suficientemente amplio de diferentes situaciones, los parques se clasificaron en tres grupos:

Parques prioritarios: Estos parques disponían de datos de producción de buena calidad, así como de predicciones meteorológicas. También disponían de información sobre el terreno, disposición de las máquinas y sus características. Algunos parques se incluyeron en esta categoría atendiendo a la tipología del terreno y condiciones meteorológicas particulares.

Selección de parques incluidos en el proyecto



Parques secundarios: Parques con medidas de las producciones y descripciones físicas incompletas o de calidad media.

Posibles casos de estudio: Parques con baja disponibilidad de la información en general.

Dentro de la primera categoría se preseleccionaron los siguientes seis parques con los que proceder los estudios preliminares del proyecto:

- Parques de Sotavento (terreno complejo) y Alaiz (terreno muy complejo) en España.
- Parque de Wusterhusen (terreno llano) en Alemania.
- Parques de Klim (terreno llano) y Tunø (marítimo) en Dinamarca.
- Parque de Golagh (terreno complejo) en Irlanda.

El **parque de Sotavento**, de 17.56 MW de potencia instalada, se encuentra ubicado en Galicia, a unos 50 km de la costa del Océano Atlántico. Este parque, de terreno complejo, presenta una altitud de entre 600 y 700 metros sobre el nivel del mar.

Este parque se diseñó atendiendo a criterios, no sólo de producción de energía, sino también de experimentación y divulgación, como "escaparate" demostrativo y banco de pruebas de las principales tecnologías incipientes del sector eólico. Por esta razón, consta de 24 máquinas de cinco tecnologías diferentes[5]: ECOTECNIA, IZAR, GAMESA EÓLICA, MADE, NEG-MICON.

Por otro lado, este parque dispone de un avanzado sistema de adquisición, almacenamiento y gestión de datos, incluyendo información individual de la producción de cada máquina, datos de la subestación y una completa información meteorológica procedente de dos torres meteorológicas correctamente ubicadas. Con estas características, no es de extrañar que este parque haya sido (y continúe siendo) objeto de numerosos proyectos de investigación previos al proyecto ANEMOS. Entre éstos se pueden citar los relacionados con la predicción de la producción, rendimiento de las diferentes tecnologías, calidad de generación eléctrica o incluso el desarrollo de herramientas comerciales de gestión de parques.

Parque eólico de Sotavento (Galicia)

[5] Las tecnologías de aerogeneradores presentes en el parque eólico de Sotavento se corresponden con 9 modelos diferentes, cuatro de ellos prototipos, y de éstos, dos se han desarrollado íntegramente en España.

Parque eólico de Sotavento (Galicia)

Sotavento es, sin duda, un **escenario idóneo** para el desarrollo de métodos mejorados de predicción a corto plazo de la energía eólica, especialmente en lo relativo a la experimentación y validación de modelos diseñados para terreno complejo. Al mismo tiempo, la versatilidad tecnológica presente en el parque posibilitará un análisis de la influencia de la **multiplicidad tecnológica** en la predicción.

El **parque de Alaiz** está situado a 15 km al sur de Pamplona (Navarra), en un terreno de orografía compleja y a unos 1.000 m sobre el nivel del mar. Se trata de un parque relativamente grande, con una potencia nominal de 33,09 MW, compuesto por 49 máquinas. Gamesa G47-660 y una turbina Lagerwey LW750, todas ellas ubicadas en un terreno muy complejo.

El **parque de Wusterhusen** se encuentra localizado en el noreste de Alemania, a 20 km de la ciudad de Greifswald y a 8 km de la costa del Mar Báltico. Consta de 2 turbinas Nordtank NTK500/41, con una capacidad total de 1 MW, situadas en terreno llano.

El **parque de Klim** está situado al noroeste de Dinamarca, a unos 8 km de la costa. El parque consta de 35 máquinas Vestas V44 600 kW, que suman una potencia nominal de 21 MW y ubicadas en un terreno llano.

El **parque Tunø Knob** es un parque marítimo situado a 6 km de la costa este de Dinamarca y a 10 km al oeste de la isla Samsø. Este es uno de los primeros parques marítimos y consta de 10 turbinas Vestas V39 500 kW, que suman un total de 5 MW.

El **parque Golagh** está situado en la parte noroeste de Irlanda, a unos 370 m sobre el nivel del mar, en un terreno con cierta complejidad orográfica. Consta de 25 turbinas Vestas V42 600 kW, que suman una potencia instalada de 15 MW ubicadas en un terreno con orografía compleja.

Adquisición de datos y generación de la Base de Datos

Este proyecto ha involucrado un gran número de parques, grupos modelizadores y usuarios finales. Esto ha supuesto el procesamiento e intercambio de una ingente cantidad de información que debe estar disponible desde los centros productores de datos (servicios meteorológicos y parques) a los modelizadores y, finalmente, a los usuarios finales. Para poder acometer esta tarea se han llevado a cabo evaluaciones de las distintas alternativas existentes en la actualidad.

En cuanto a la selección de la tecnología software, en primer lugar se evaluaron las posibilidades de la tecnología de la interfaz. Dado que el proyecto requiere que la transferencia de datos se haga en un entorno distribuido entre ordenadores conectados por redes TCP/IP, solo se consideraron tecnologías basadas en TCP/IP como interfaz. Entre las opciones tecnológicas consideradas se optó finalmente por los servicios Web basados en el protocolo SOAP. Algunas de las ventajas de esta opción son que cada componente ofrece un servicio especializado, disponible para otros sistemas a través de una interfaz de la aplicación. Éstas operan sobre servidores que se pueden ejecutar en un ordenador central. Como protocolo

Superior e inferior:
Parque eólico de Alaiz
(Navarra)

estándar para la comunicación con los servicios Web, se desarrolló el protocolo SOAP en Java, basado en estándares abiertos. Estos servicios Web cuentan además con un amplio apoyo de librerías disponibles en muchos lenguajes de programación, así como la integración de productos comerciales de software libre. Por otro lado, se permite el desacoplamiento entre el almacenamiento de datos y la interfaz, y el almacenamiento de datos está encapsulado y oculto a los clientes.

En cuanto a la tecnología de almacenamiento de datos se evaluaron tres opciones: ficheros, bases de datos relacionales y bases de datos basadas en XML. Entre éstas, se optó por la primera opción, ya que es la solución más común para el almacenamiento de grandes cantidades de datos en aplicaciones profesionales. Entre sus ventajas se puede decir que resulta fácil de utilizar, permite evitar la redundancia de información, minimizando en lo posible errores y ambigüedades. Es además suficientemente genérica e independiente de la aplicación del usuario final, estable, robusta, de bajo mantenimiento y permite anticipar posibles cambios del sistema.

De manera adicional, cabe mencionar que actualmente los sistemas de almacenamiento y análisis de la producción de energía eólica utilizan el formato DEPRI, en combinación con bases de datos relacionales. Por otro lado, los datos correspondientes a series temporales se

Parque eólico de Tunø Knob (Dinamarca)

pueden almacenar de forma eficiente en tablas bidimensionales. Además, la funcionalidad de los sistemas de gestión de este tipo de bases de datos es muy buena, como por ejemplo la creación de copias de seguridad y la restauración de datos. Finalmente, la instalación, configuración y uso de este tipo de bases de datos es bien conocida, siendo posible modificar y actualizar los datos de modo seguro, además de permitirse el acceso simultáneo a las bases de datos.

Como sistema de gestión de la base de datos se ha optado por el sistema MySQL, al ser un entorno de software libre, muy extendido y aceptado, además de contar con el apoyo de librerías software disponibles tanto para entorno Unix como Windows.

Como lenguaje de programación se decidió que los servicios Web estuvieran programados en Java, con lo cual se asegura una plataforma independiente en detrimento de la velocidad, aunque teniendo en cuenta la baja frecuencia con la que se efectúan las predicciones, esto no representa un gran problema.

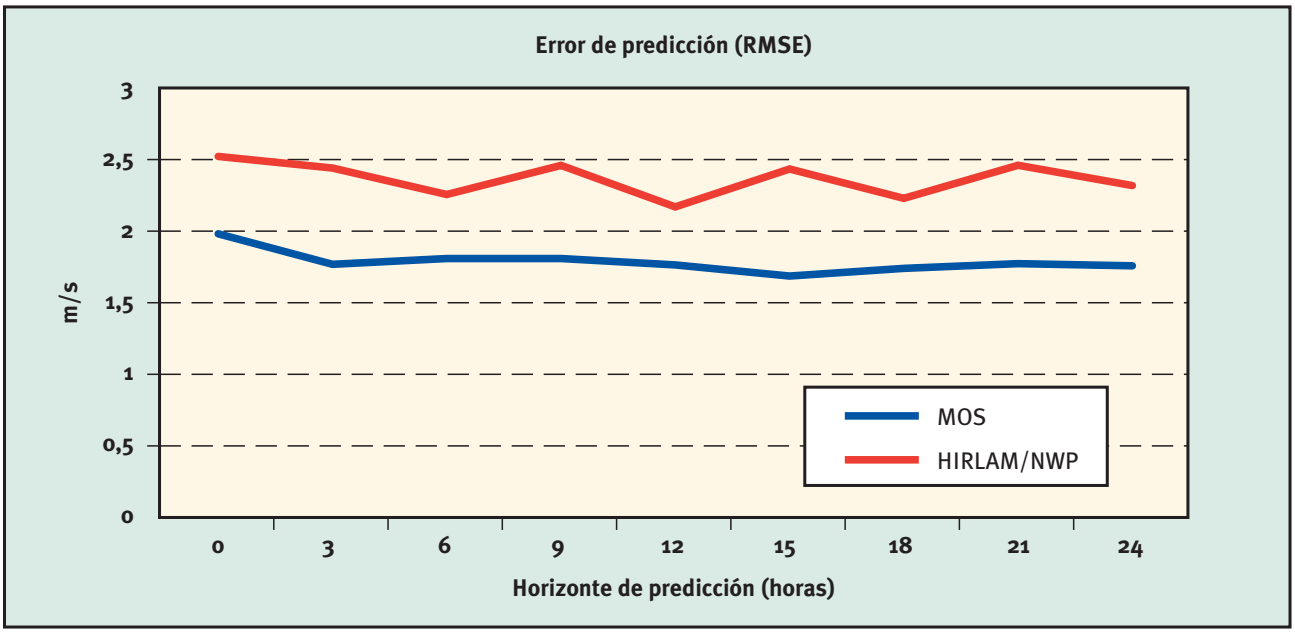
3.2 DESARROLLO DE MODELOS ESTADÍSTICOS

Dada la complejidad del sistema y las rápidas fluctuaciones de la velocidad de viento, las técnicas de modelización estadística se muestran muy apropiadas para este fin, y por eso han sido ampliamente utilizadas para la predicción de la energía eólica. El desarrollo, mejora e implementación de este tipo de técnicas ha sido una de las líneas prioritarias de este proyecto, y para ello se ha creado un grupo de trabajo específico liderado por DTU-IMM y en el que han participado: ARMINES, CCLRC/RAL, CENER, IASA, ICCS/NTUA, UC3M, y la Universidad de Oldenburg.

Los modelos de predicción numérica operativos en los centros de predicción meteorológica suelen aportar el dato de entrada principal para poder predecir la energía eólica a corto plazo. Actualmente, cualquier ejercicio de predicción se apoya en este tipo de predicciones meteorológicas aunque es sabido que estos modelos presentan errores considerables y sistemáticos en las capas próximas al suelo. Son varias las

Mejora del Error de Predicción (RMSE) de la velocidad de viento en el parque de Alaiz

(A partir de Nielsen et al, 2006)



opciones utilizadas para mejorar esta limitación, entre las que se encuentra la aplicación de **modelos estadísticos o empíricos**, proceso que se suele denominar *"Downscaling estadístico"* o modelización estadística de adaptación de las predicciones a nivel local. Otra opción ampliamente utilizada es el uso de modelos numéricos de mayor resolución que se anidan a los modelos meteorológicos, y que se denomina *"Downscaling físico"* o modelización física de adaptación de las predicciones a nivel local, aspecto del que se tratará más adelante en el siguiente apartado.

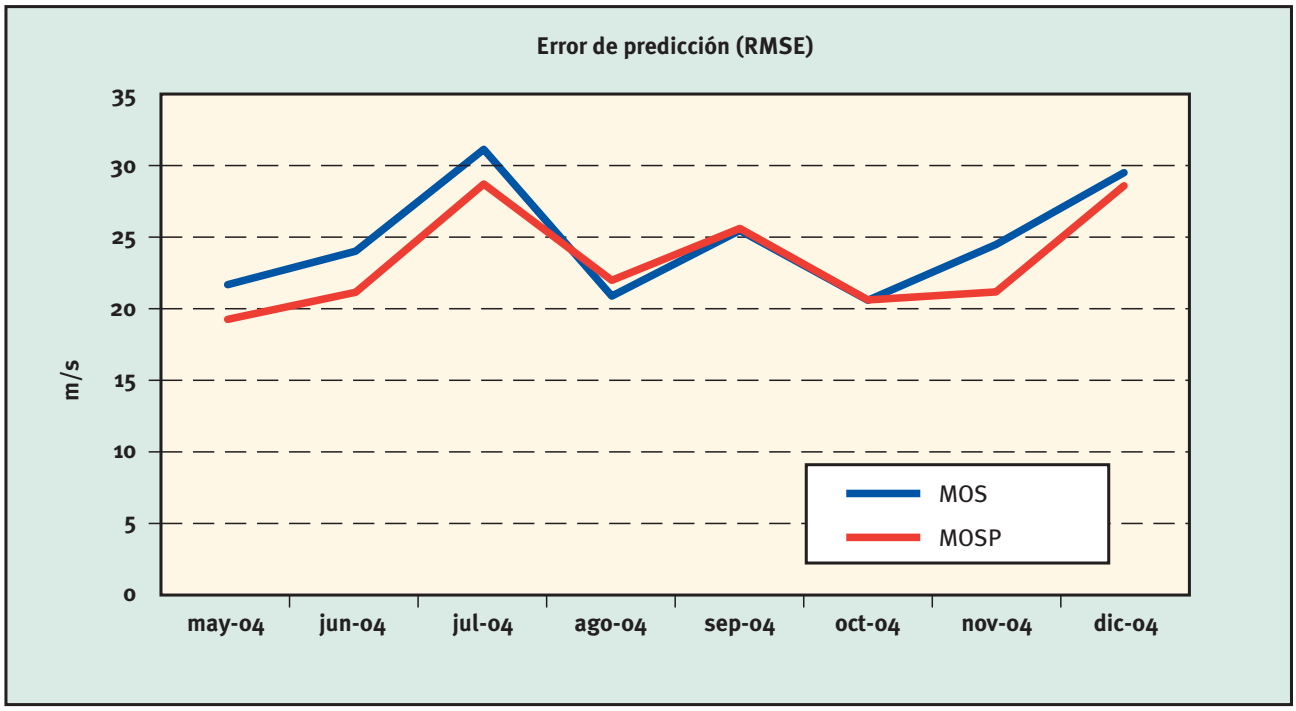
El downscaling estadístico no simula los procesos físicos explícitamente, como ocurre con los modelos físicos, sino que parametrizan las relaciones existentes entre los pronósticos meteorológicos y las producciones del parque. La principal ventaja de este tipo de modelos es que requieren un menor coste computacional al no tener que simular matemáticamente los complejos fenómenos físicos que influyen en la predicción de la producción de energía eólica y sus interrelaciones. Sin embargo, los modelos estadísticos requieren de un amplio histórico de datos para su entrenamiento y son más susceptibles a cambios en las condiciones de un parque. Para simplificar, bajo la denominación de los modelos estadísticos considerados en el proyecto, se han incluido a aquellos que utilizan técnicas que no pertenecen exactamente al campo de la estadística como son aquellos basados en redes neuronales y lógica borrosa.

En lo que respecta a las herramientas de predicción de tipo estadístico, en el seno de este proyecto se han desarrollado y mejorado varias herramientas para realizar un downscaling estadístico. La mayoría de éstas se basan en modelos "MOS" *("Model Output Statistics")*, nombre con el que se empezaron a denominar a los primeros modelos clásicos de regresión lineal utilizados para aumentar la resolución de los resultados de los modelos numéricos. Por otra parte, también se han analizado modelos basados en filtros de *Kalman*, modelos basados en lógica borrosa y *redes neuronales*.

En cuanto a los modelos basados en técnicas MOS, se ha encontrado cómo, además de los valores de viento, los gradientes de presión se muestran tremendamente útiles para mejorar las predicciones.

Por otra parte, el downscaling estadístico resulta especialmente eficaz en parques con orografía compleja, tal como muestra la anterior figura para el parque de Alaiz (Navarra).

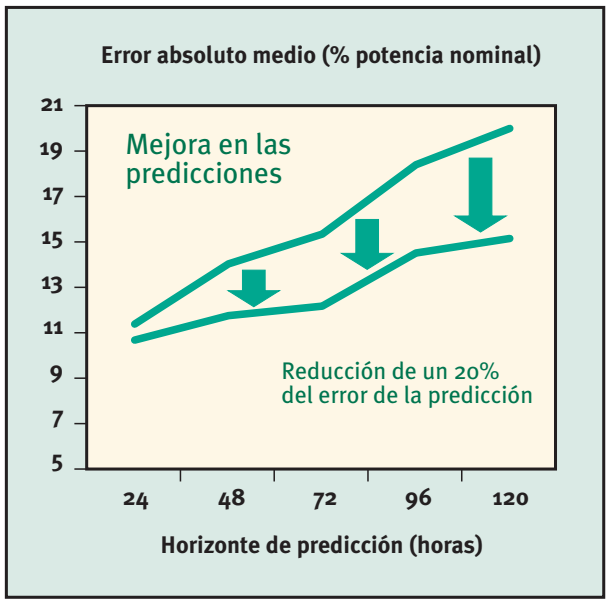
Igualmente, se ha comprobado que puede ser más eficaz ajustar directamente las predicciones de la producción en vez de la velocidad de viento, y se ha visto la utilidad de hacer análisis en componentes principales con el objeto de reducir el número de variables y, por lo tanto, eliminar información redundante.



Por su parte, las técnicas de downscaling basadas en filtros de *Kalman*, muy apropiadas para estimar los estados de un sistema dinámico lineal, han conseguido reducciones del error en el pronóstico de hasta un 20% en algunos casos, especialmente en horizontes de predicción largos.

Mejora en la predicción utilizando filtros de Kalman

(A partir de Nielsen T.S. et al, 2006 y Louka et al 2005)



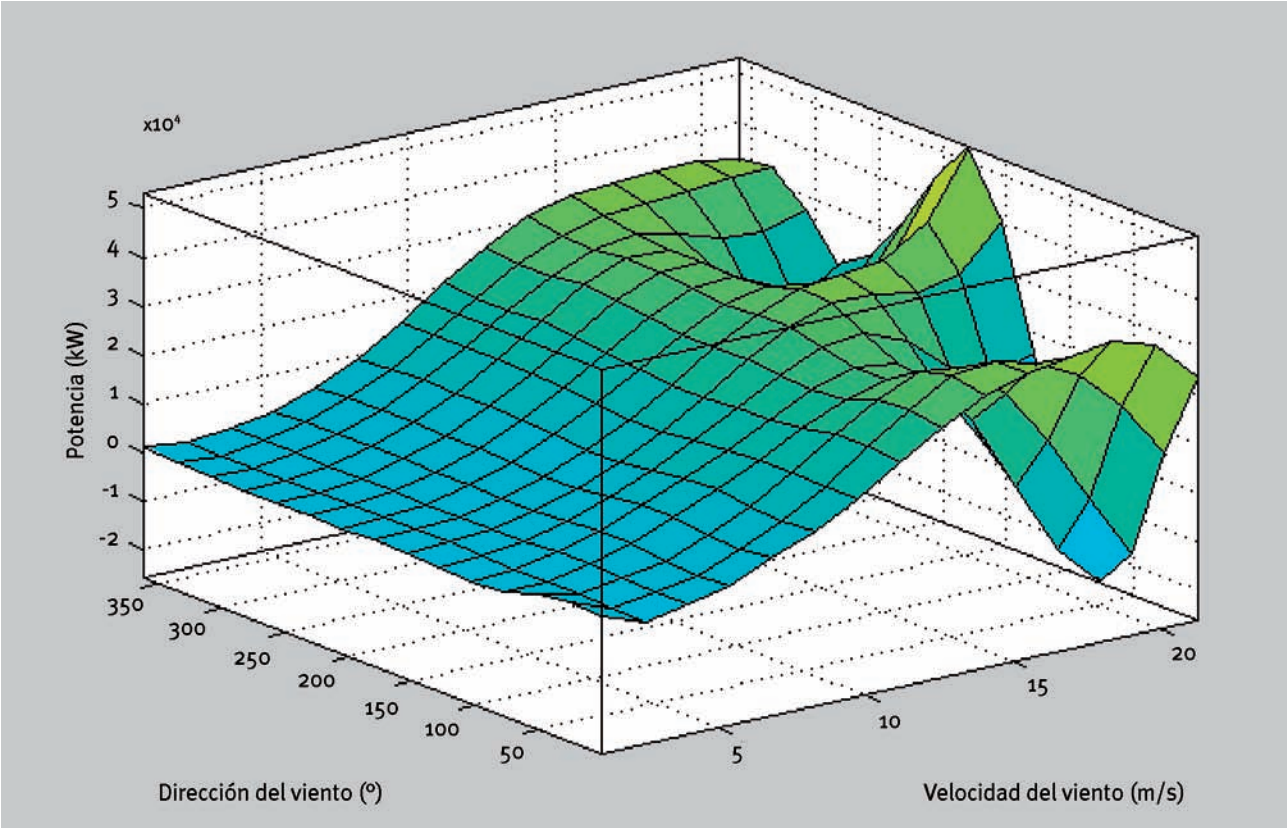
Mediante la utilización de métodos de cálculo basados en *redes neuronales*, se han desarrollado curvas de potencia del parque introduciendo la influencia de la dirección y de la velocidad de viento. El resultado son curvas de potencia bidimensionales. Una de estas curvas se muestra en la figura de la página siguiente, concretamente la curva de potencia para el parque de Alaiz, obtenida gracias al histórico de medidas sobre producción y datos meteorológicos disponibles en este parque.

Otro aspecto importante del proyecto ANEMOS ha sido el desarrollo de métodos que permitieran estimar la incertidumbre de los pronósticos.

Como es bien sabido, gran parte del error en la predicción de la energía eólica está relacionado con la situación meteorológica dominante. Esto ha permitido utilizar un método muy simple de cálculo de la incertidumbre en la predicción consistente en propagar la incertidumbre en la predicción de la velocidad de viento a través de la curva de potencia. Se espera que herramientas de este tipo jueguen un papel fundamental en el mercado liberalizado, ya que permitirán prevenir o reducir las penalizaciones por desviaciones en la producción, especialmente ante situaciones de baja predictibilidad.

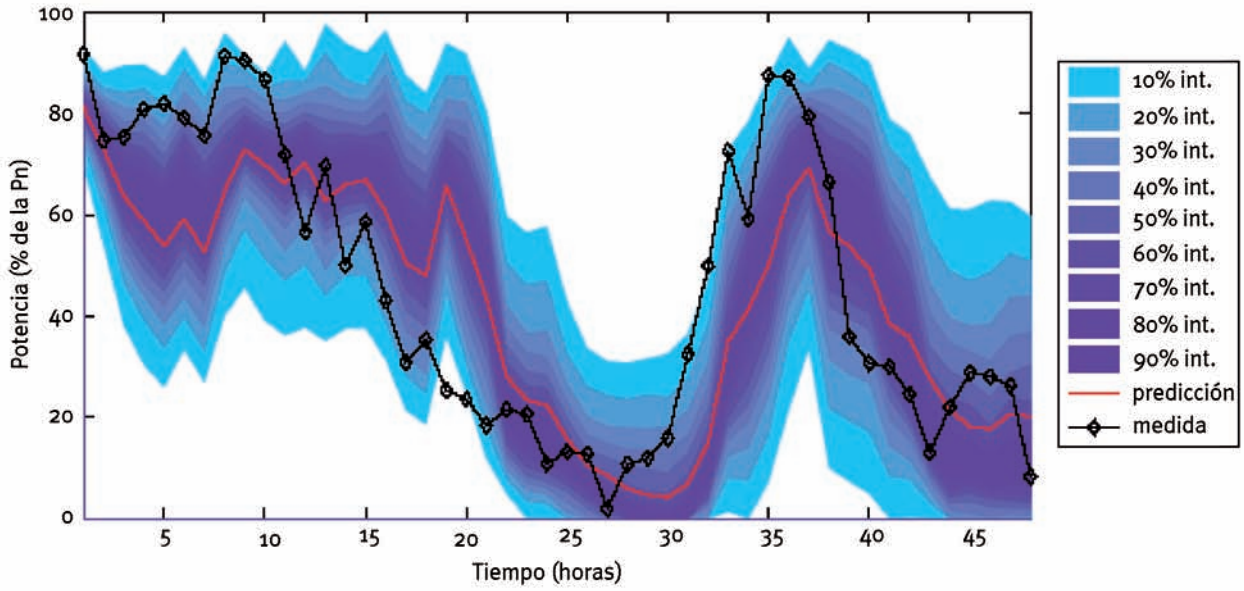
Para ilustrar esta idea, se han tomado como referencia los datos del 2002 de un parque eólico holandés de 15 MW de potencia instalada junto a los precios disponibles del correspondiente mercado eléctrico. Se ha

Modelo Bidimensional de Curva de Potencia de parque



podido demostrar cómo, utilizando herramientas avanzadas de predicción, los costes de regulación en el mercado disminuyen hasta un 38% con respecto a la utilización de un simple modelo de persistencia (Pinson et al, 2006). Si, junto con la predicción, se dispone además de un valor fiable de la incertidumbre de los

Ejemplo de Predicción Probabilística



pronósticos, los costes pueden disminuir de manera adicional hasta un 39%.

En el proyecto ANEMOS se han considerado varios métodos para estimar de forma fiable la incertidumbre de las predicciones. Uno de ellos está basado en la denominada predicción por conjuntos *("Ensemble forecasting")* que ya, de forma rutinaria, realizan la mayoría de los centros meteorológicos para sus predicciones. Aunque estas predicciones en sí mismas no proporcionan un valor válido de la incertidumbre en la predicción de la energía eólica, basándose en ellas se han desarrollado métodos estadísticos que proporcionan valores suficientemente fiables (Nielsen et al. 2004).

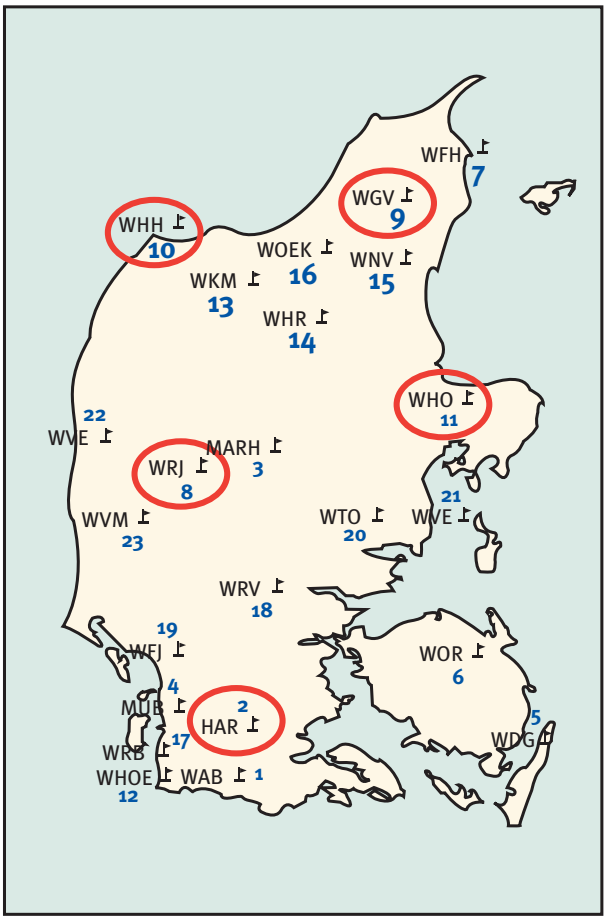
Se han analizado otros dos métodos de estimación de la incertidumbre, uno de ellos basado en la utilización de un índice de riesgo que depende del grado de predictibilidad meteorológica dada por la predicción por conjuntos. Otro de los métodos analizados ha sido el basado en modelos de inferencia mediante lógica borrosa, que permiten obtener distribuciones condicionales del error a partir de las condiciones de predicción. Este método da resultados muy interesantes combinando las distribuciones de probabilidad obtenidas, obteniendo así distribuciones que resultan válidas para la predicción de la incertidumbre (ver gráfico inferior página anterior).

3.2.1 Regionalización de las predicciones

Otro aspecto novedoso analizado en este proyecto ha sido el contraste y desarrollo de modelos de regionalización de las predicciones *("upscaling")*. Con este término se hace referencia a herramientas que permitan extrapolar los resultados de la predicción de un parque a otros próximos o sujetos a condiciones meteorológicas similares. Estos modelos son aún más interesantes cuando se contempla la integración en la red de un gran número de parques ubicados en la misma zona geográfica, ya que en esas circunstancias puede ser más práctico concentrar los esfuerzos para pronosticar la producción en uno de ellos y conociendo las interrelaciones entre sus producciones, extrapolar el pronóstico y así disponer de una predicción del grupo de parques.

Con el objeto de evaluar los beneficios de la regionalización, en el marco de este proyecto se han estudiado dos casos concretos, uno en Dinamarca y otro en la zona norte de Alemania. Entre otros aspectos, se ha podido desarrollar una metodología que permita seleccionar qué parques son los apropiados para servir de referencia, habiéndose comprobado que generalmente éstos son un número reducido (Siebert y Kariniotakis, 2006). Concretamente, en un caso danés donde se analizaron un total de 23 parques eólicos, el número óptimo de parques de referencia resultó ser de 3 a 5, según se representa en la siguiente figura. Es importante señalar que resulta crucial la selección de la mejor combinación posible de los mismos, aunque se podría decir que la selección más idónea, a priori, es aquella que mejor cubre la región en términos de datos meteorológicos.

Regionalización de predicciones: selección de parques de referencia en Dinamarca

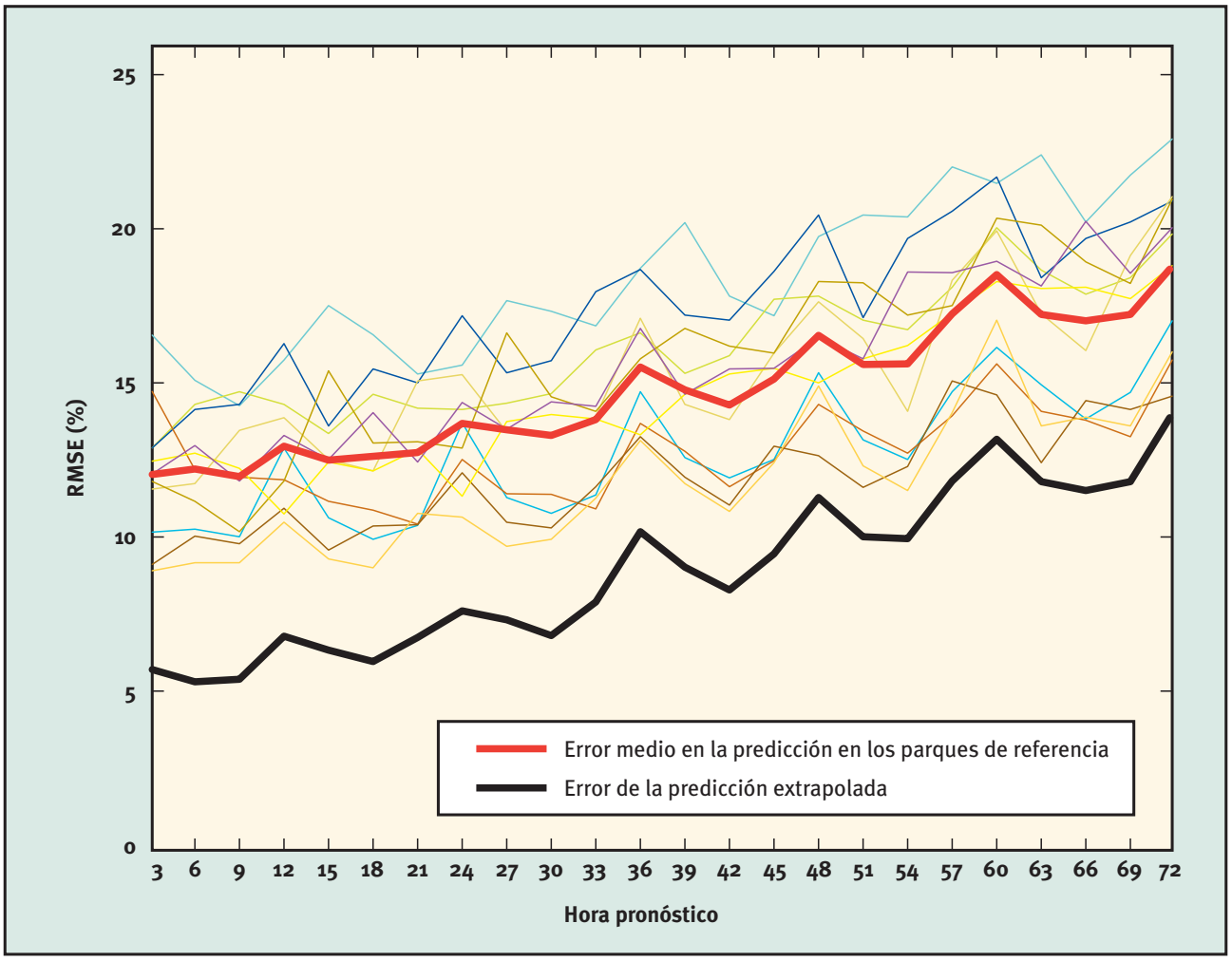


Un hecho destacado de estos estudios ha sido la atenuación *("smoothing")* que sufren los errores cuando se agrupan las predicciones de varios parques. Esto sucede al compensarse los errores cometidos en las predicciones de unos con los cometidos en otros, ya que éstos pueden ser de signo contrario. Se ha comprobado cómo esta atenuación espacial puede significar, en algunos casos, una reducción del error del 22 al 50% (Lange, 2003).

Para ilustrar este hecho, a continuación se muestra una gráfica correspondiente a un caso de estudio alemán, donde se aprecian los errores cometidos en la predicción de cada parque individual, así como el error medio de los parques de referencia, y el error resultante de la regionalización de las predicciones, habiendo utilizado para esto último un método de regionalización basado en técnicas de regresión lineal.

modelos físicos más utilizados en Europa para llevar a cabo predicciones de la energía eólica. Dado que estos modelos utilizan los pronósticos meteorológicos de otros modelos de menor resolución, a este proceso se le conoce como "Downscaling físico" o modelización física de adaptación local de las predicciones. Se ha hecho, además, un énfasis especial en parques situados en zonas de terreno complejo.

Regionalización de predicciones en el Noroeste de Alemania



3.3 MODELIZACIÓN FÍSICA

El grupo de trabajo liderado por RISOE, y en el que también han participado ARIA, ARMINES, CENER, CIEMAT, DTU e IASA, ha tenido como objetivo principal comprobar y mejorar el funcionamiento de algunos de los

La modelización numérica de la atmósfera utilizando modelos globales y regionales ha alcanzado en los últimos años un nivel aceptable para zonas con terreno llano o moderadamente complejo. Sin embargo, los resultados siguen siendo imprecisos en zonas de orografía compleja o cuando los fenómenos atmosféricos que intervienen

son complicados, como por ejemplo las zonas costeras. Estas limitaciones en las predicciones suelen atribuirse a la baja resolución espacial de estos modelos, necesaria para que sean realmente operativos, ya que un aumento de la misma traería consigo un incremento del coste computacional y la consecuente pérdida de operatividad. Este aumento del coste computacional no se debe únicamente al hecho de aumentar el número de puntos en los cuales el modelo tiene que resolver las ecuaciones de la física, sino también a la aparición de nuevos fenómenos físicos que es necesario considerar a mayores resoluciones.

Con el fin de solucionar esta dificultad y poder disponer de predicciones con una resolución espacial susceptibles de ser utilizadas para pronosticar la energía eólica se puede recurrir a lo que antes se ha denominado downscaling físico. Esta técnica consiste en la utilización de uno o varios modelos físicos encadenados que, alimentándose de los resultados de un modelo numérico de predicción meteorológica global o de área limitada, se ejecutan para dar predicciones con mayor resolución espacial. Esta resolución puede ser de algunos centenares de metros, frente a las decenas de kilómetros de resolución de un modelo global. Estos modelos suelen ser los denominados modelos de mesoescala, aunque también se realiza downscaling físico con modelos de diagnóstico o, incluso, modelos de dinámica de fluidos. Dado que el dominio de aplicación de estos modelos es mucho menor que el del modelo global, son capaces de simular un mayor número de procesos físicos, con lo cual pueden considerar un terreno más cercano a la realidad, dando lugar a pronósticos más precisos, especialmente en lo que respecta al viento.

En esta fase del proyecto se han analizado básicamente dos metodologías de downscaling dinámico. Por una parte, se han considerado los resultados obtenidos con *modelos anidados*, como por ejemplo el modelo MM5[6], el modelo MesoNH[7] o el modelo RAMS[8]. A estos modelos se les denomina anidados porque utilizan las salidas de un modelo global o de área limitada como condiciones iniciales y de contorno.

Por otra parte, el análisis se ha dirigido a los resultados de los modelos que comienzan la simulación a partir de un escenario de flujo atmosférico previamente seleccionado hasta que alcanzan un nivel estacionario. Ejemplos de esta metodología son los modelos KAMM ("Universität Karlsruhe", Alemania) y Aria Wind ("Aria Technologies", Francia) aunque también habría que incluir en esta categoría los modelos de dinámica de fluidos, conocidos como CFD[9]. Los resultados de los modelos anidados son, desde el punto de vista funcional, similares a los de un modelo global. Sin embargo, los primeros son tablas que permiten trasladar el viento obtenido por el modelo regional al viento en una ubicación concreta.

Para poder llevar a cabo un análisis de este tipo se han definido una serie de episodios reales concretos para un número de parques limitados. El objetivo de este procedimiento es llevar a cabo pruebas con distintas parametrizaciones, resoluciones y dominios de anidamiento a fin de detectar las limitaciones de las herramientas, mejorarlas en lo posible y optimizar el proceso de predicción para cuando esté totalmente operativo. De otro modo, una simulación completa de un periodo muy largo y para todos los parques habría sido tremendamente costosa desde el punto de vista computacional.

Se han seleccionado parques que estuvieran en terreno complejo o cerca de la costa, en concreto el parque de Alaiz (Pamplona), como terreno complejo, Ersa - Rogliano, consistente en un cluster de dos parques en Córcega junto a la costa, y otros cuatro parques emplazados en Rokas (Creta). En cuanto a los periodos de simulación se han seleccionado aquellos en los cuales se hayan sucedido fenómenos meteorológicos suficientemente interesantes desde el punto de vista del aprovechamiento eólico.

3.3.1 Resultados

Un modelo muy utilizado para llevar a cabo downscaling dinámico a partir de las salidas de modelos globales y regionales, es el modelo MM5. Este modelo es la última versión de una serie de modelos evolucionados a partir de un modelo de mesoescala desarrollado durante los años setenta. Desde entonces ha sufrido numerosas modificaciones, convirtiéndose en uno de los modelos de mesoescala de referencia a nivel mundial. Entre sus características más relevantes se pueden destacar la capacidad de anidamiento múltiple, su dinámica de fluidos no hidrostática, y la capacidad de asimilación de datos en cuatro dimensiones. También incluye un gran número de procesos

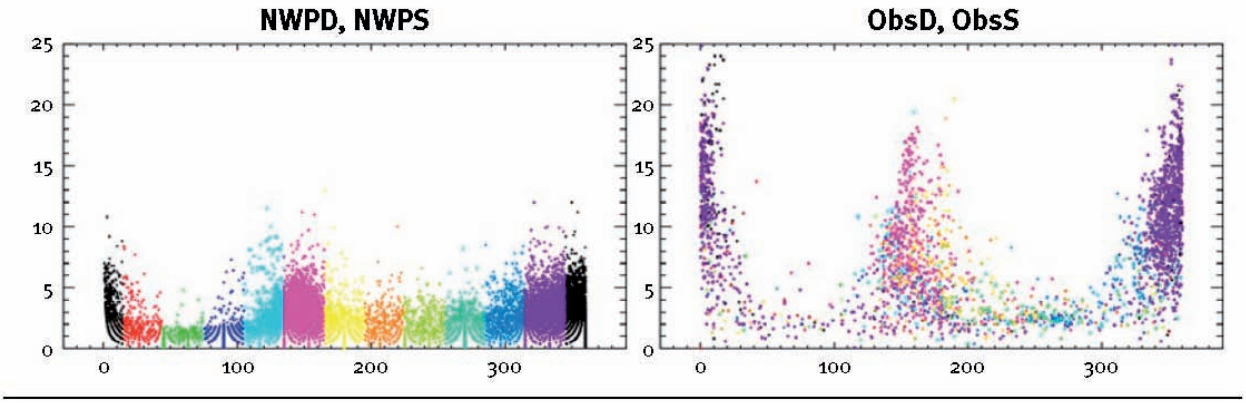
[6] Desarrollado por NCAR/Penn State Mesoscale Model, EE UU.

[7] Desarrollado por UPS/CNRS y Météo-France, Francia.

[8] Desarrollado por Colorado State University y Mission Research Corporation, EE UU.

[9] Computed Fluid Dynamics.

Características del viento pronosticadas por Hirlam y observadas en Alaiz



físicos opcionales y su portabilidad a un gran número de plataformas computacionales. Por otro lado, este modelo contempla la utilización de diferentes esquemas de simulación de la capa límite planetaria (CPL), asunto que ha sido objeto de análisis en este proyecto y que obviamente tiene un gran impacto sobre el viento en superficie.

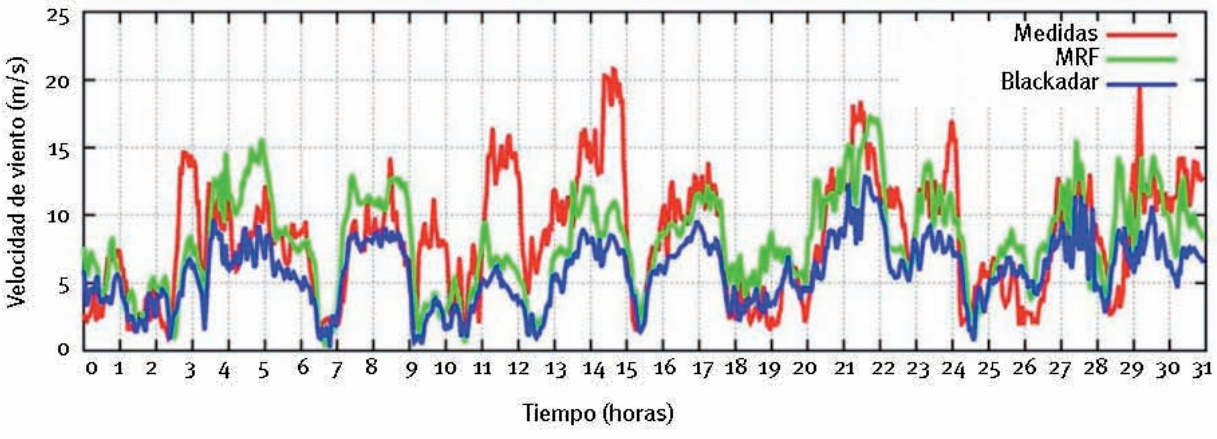
El periodo seleccionado para llevar a cabo estas simulaciones para el parque de Alaiz ha sido diciembre de 2003. El modelo de predicción meteorológica de área limitada utilizado para anidar los modelos fue el modelo Hirlam 0,2°, que proporciona predicciones con una resolución horizontal de unos 17 km.

Con estos ejercicios se ha podido comprobar que la principal fuente de imprecisión en las predicciones procede de los resultados del pronóstico del modelo regional, a pesar de que en términos generales sí que son capaces de captar los regímenes de viento a grandes rasgos.

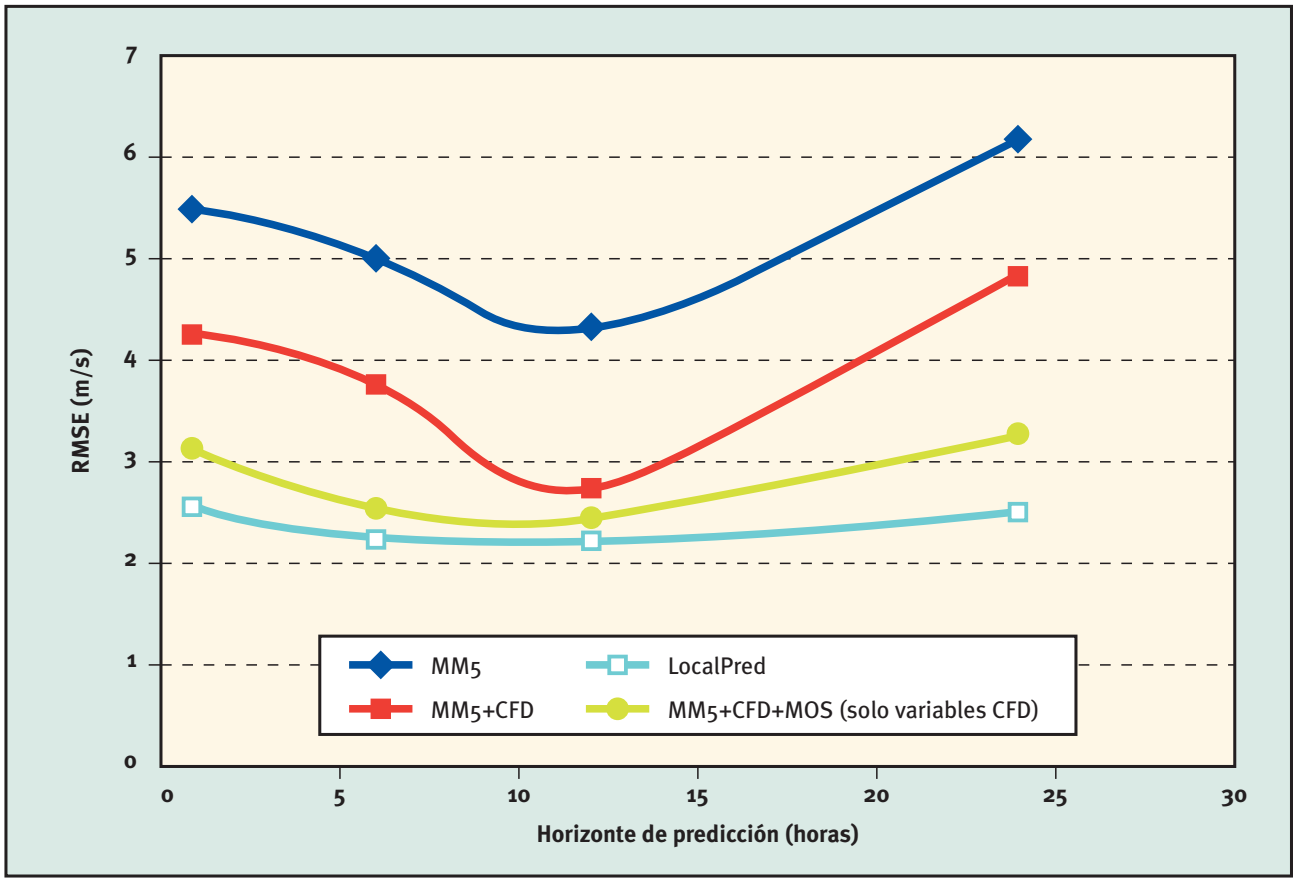
El gráfico izquierdo de la figura superior muestra las velocidades (NWPS, eje y) y las direcciones (NWPD, eje x) del viento pronosticadas para el caso de Alaiz por el modelo HIRLAM. El gráfico derecho muestra las direcciones (ObsD, eje x) y velocidades (ObsS, eje y) del viento observadas en Alaiz para el periodo de estudio. En ambos casos se puede ver cómo las predicciones muestran también las direcciones predominantes Norte y Sur, aunque ligeramente suavizadas, algo que puede tener un claro impacto sobre las predicciones de la energía eólica.

En este proyecto, diferentes centros tecnológicos españoles utilizan MM5 de forma regular en sus simulaciones: CENER y CIEMAT. CENER ha optado por anidar sus simulaciones en las predicciones operativas del sistema de predicción global GFS/NCEP[10]. Sin embargo, CIEMAT ha optado por anidarlo en los reanálisis del NCEP. Otra diferencia importante es la corrección que CENER lleva a cabo sobre las predicciones resultantes del modelo mediante

Velocidad de viento observada y pronosticada utilizando el Modelo MM5 para dos parametrizaciones de Capa Límite Planetaria



Errores (RMSE) de las predicciones de viento para Alaiz de los modelos: MM5, MM5+CFD, MM5+LocalPred, MM5+CFD+MOS



un modelo MOS propio denominado LocalPred, mientras que CIEMAT utiliza directamente los resultados obtenidos por el modelo MM5. ARIA Technologies también utiliza MM5 como herramienta de predicción, aunque la anidación en este caso se realiza a las salidas del modelo AVN, también del NCEP.

Un aspecto que ha sido posible analizar con el modelo MM5 ha sido la eficacia de los distintos modelos de capa límite planetaria que permite utilizar este modelo (gráfico inferior página anterior). Las simulaciones que CIEMAT ha llevado a cabo permiten concluir cómo los resultados son más satisfactorios con las parametrizaciones MRF[11] y ETA-PBL[12] que con la conocida parametrización "Blackadar".

También se han llevado a cabo ensayos que han permitido comprobar que las mejoras que se obtienen en las predicciones cuando se aumenta la resolución horizontal en el modelo final son comparables a las obtenidas al aumentar el área de anidamiento y resolución en el modelo inicial, con el consiguiente menor coste computacional de esta segunda opción. Otra conclusión interesante ha sido comprobar cómo un aumento de la resolución vertical en los primeros 100 metros repercute en una mejor predicción.

CENER llevó a cabo simulaciones con MM5 en conjunción con un modelo de dinámica de fluidos (CFD) con el objeto de aumentar la resolución de las predicciones. Los modelos computerizados de dinámica de fluidos (CFD) son un tipo de modelos que no requieren de muchas parametrizaciones, ya que permiten resolver las ecuaciones completas del movimiento para parcelas muy pequeñas. La resolución de las predicciones de estos modelos suele ser de algunos pocos metros. La figura superior muestra la comparación entre los errores obtenidos utilizando las salidas del modelo MM5:

[10] Modelo "Global Forecasting System/"National Center for Environmental Modeling", EE UU.

[11] Modelo "Médium Range Forecasting Model" del NCEP.

[12] Modelo ETA del NCEP.

aquellas de MM5 más un modelo acoplado de dinámica de fluidos (MM5+CFD); las de MM5 con un modelo MOS propio denominado LocalPred aplicado a las salidas del primero (MM5+LocalPred); y MM5 más un modelo de dinámica de fluidos y un modelo MOS (MM5+CFD+MOS).

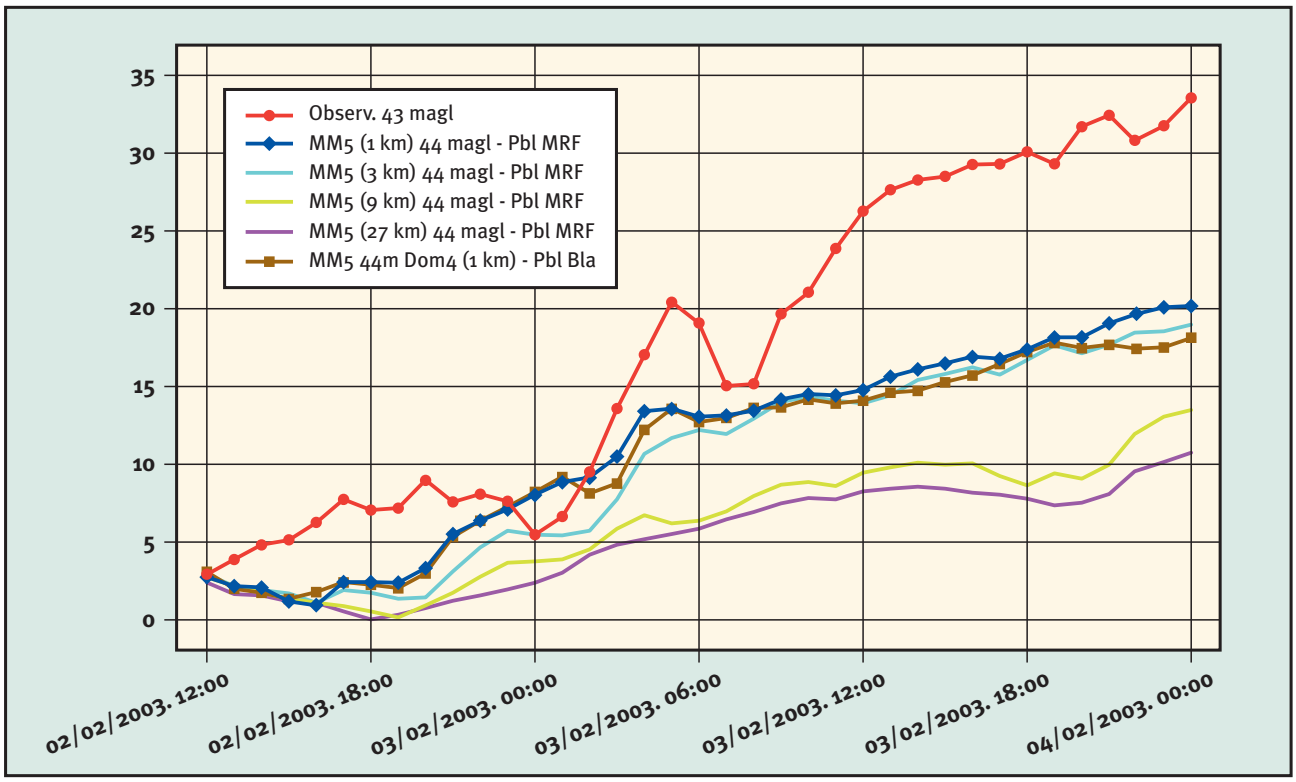
Esta misma figura muestra los errores obtenidos para el sector norte, donde se puede apreciar el efecto de la aplicación directa de un modelo MOS sobre las salidas del MM5, así como la contribución del modelo CFD, con y sin aplicación del MOS. En general, en el marco del proyecto ANEMOS se concluye que la utilización de un modelo CFD mejora los resultados de la predicción. Sin embargo, los resultados obtenidos son equivalentes a los que se obtendrían con la aplicación del MOS.

ARIA, por su parte, también aplicó el modelo MM5 al caso de Alaiz, encontrando de nuevo una mejora en las predicciones al aumentar la resolución y aplicar un anidamiento múltiple. Sin embargo, no se encuentran grandes mejoras por debajo del kilómetro. En general, se ha observado que la velocidad de viento aumenta y la temperatura disminuye con el aumento de resolución. Al mismo tiempo, otros efectos locales, como las aceleraciones del viento o la estabilidad atmosférica, relativos a la orografía, rugosidad y usos del suelo, se simulan mejor con el aumento de la resolución. La mayor mejora sobre la velocidad de viento y la temperatura se obtiene cuando se pasa de 6 a 2 km de resolución.

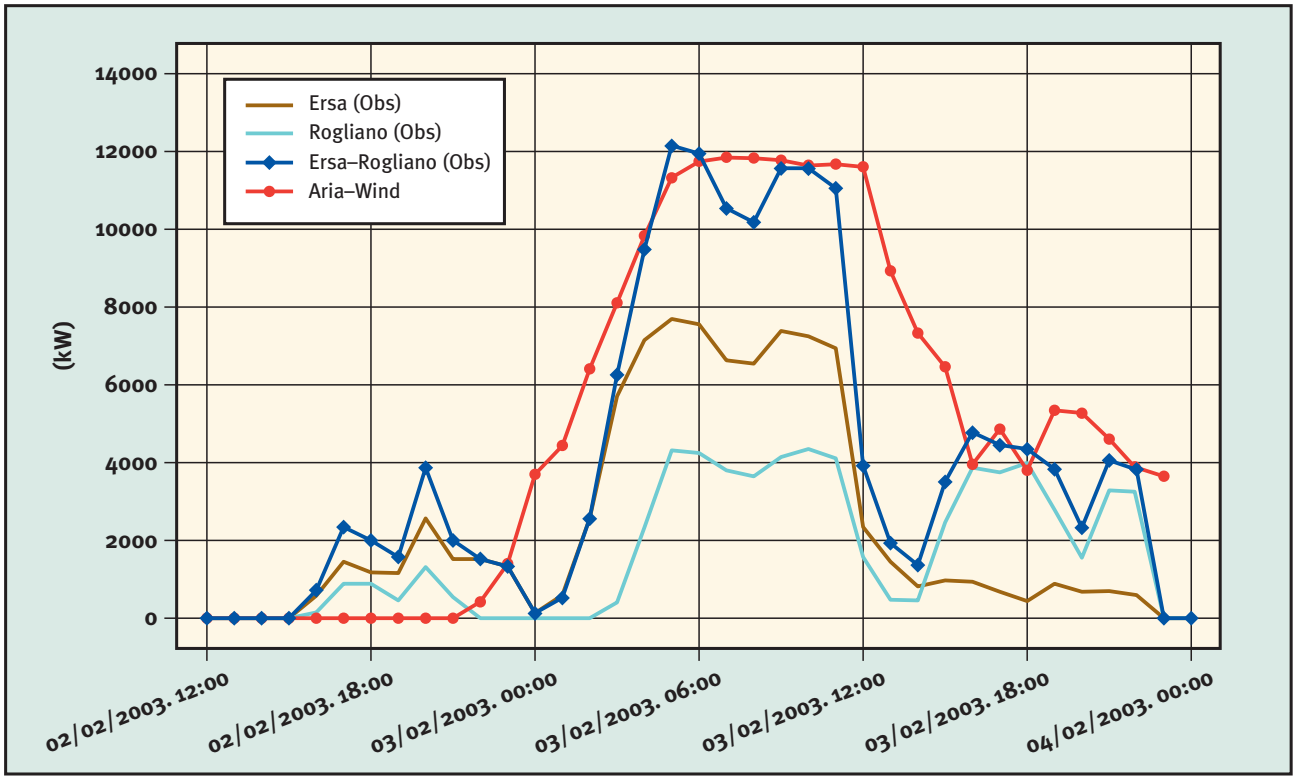
Al objeto de mejorar las predicciones y tener en cuenta los efectos locales, se han combinado los resultados del modelo MM5 con los del modelo ARIA WIND (MINERVE). Este último es un modelo de conservación de la masa con una resolución de 100 metros, lo que ha permitido poder reproducir mejor los efectos de la orografía, tal y como se muestra en la figura de la página siguiente.

El modelo KAMM es un modelo atmosférico de mesoescala en tres dimensiones, no hidrostático, y capaz de simular efectos de rugosidad superficial entre otras características. Este modelo ha sido utilizado junto con el conocido modelo WAsP (RISOE, Dinamarca) con el objeto de disponer de predicciones con mayor resolución. El modelo KAMM se inicializa utilizando perfiles de viento prescritos y procedentes de un modelo global o de área limitada. En concreto, para estos ensayos se han utilizado velocidades constantes de 5, 10, 15 y 20 m/s en todas las alturas, e incluso perfiles de velocidad variable, así como diferentes estratificaciones de temperatura. El procedimiento consiste en identificar los patrones de flujo

Predicciones frente a observaciones para diferentes resoluciones del Modelo MM5



Resultados de predicciones del Modelo MM5/ARIA WIND frente a observaciones en Córcega, cluster de los parques eólicos Ersa-Rogliano



atmosférico en un área reducida partiendo de los pronósticos de un modelo global o de área limitada, para luego utilizar el modelo KAMM a fin de determinar las características del flujo de viento a nivel de mesoescala en el área seleccionada y obtener finalmente una predicción de la velocidad de viento y de la producción de energía.

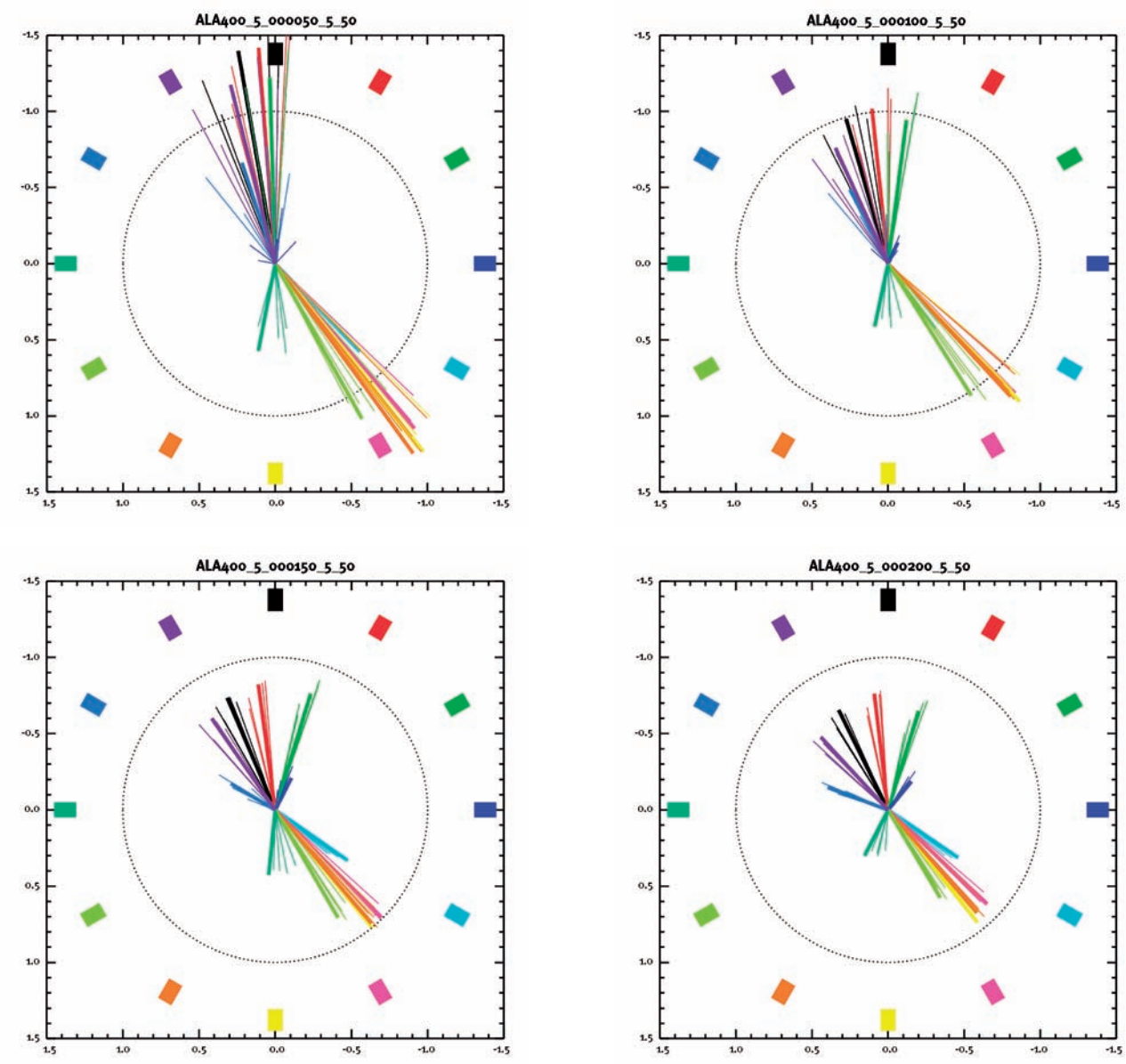
La aplicación del modelo KAMM ha permitido, asimismo, optimizar los resultados de otros modelos de predicción, como es el caso del modelo Prediktor (RISOE). Este modelo ha ampliado su marco de utilización aplicando, no sólo los ajustes derivados de la utilización del modelo WAsP, sino también empleando los derivados del uso del modelo KAMM. Esto ha permitido tener en cuenta factores importantes, como la influencia de la estabilidad en los patrones de flujo a nivel de mesoescala, especialmente, en lo que respecta a la influencia de la orografía sobre los vientos locales. A este respecto, se ha comprobado que la información que los modelos globales y de área limitada aportan sobre la estabilidad no es suficientemente precisa, en concreto la suministrada por el modelo del NCEP/NCAR.

Otra de las conclusiones que se han extraído de la utilización del modelo KAMM es la gran influencia que la orografía tiene sobre la simulación de las aceleraciones orográficas y giros que sufre el viento. Estos efectos dependen, a su vez, de la velocidad, perfil vertical y condiciones de estabilidad.

En las figuras de la página siguiente se puede observar cómo los efectos de aceleración y giro se hacen mayores cuando la velocidad es baja o bien cuando la estabilidad es alta. También se puede comprobar cómo la gráfica correspondiente a la velocidad de 10 m/s con alta estabilidad es similar a la de 5 m/s, y cómo la de baja estabilidad es similar a la de 20 m/s.

Por otro lado, estos diagramas son útiles para mostrar el efecto a mesoescala de los forzamientos geostróficos, básicamente el viento con el que se alimenta el modelo y procedente del modelo de escala global o de área limitada. En estos gráficos cada una de las direcciones de viento geostrófico con las que se ha forzado el modelo viene representado por un color. La longitud de la barra da una idea de la aceleración sufrida por el viento inicial como consecuencia de utilizar el modelo de mesoesala, siendo 1 el valor del círculo. Se puede comprobar cómo los forzamientos observados para este caso son del orden de 5 m/s (arriba-izquierda), 10 m/s (arriba-derecha), 15 m/s (abajo-izquierda) y 20 m/s (abajo-derecha).

Resultados del cambio de dirección y velocidad del viento forzado por la orografía tal como lo ha simulado el modelo KAMM/WAsP para el caso de Alaiz

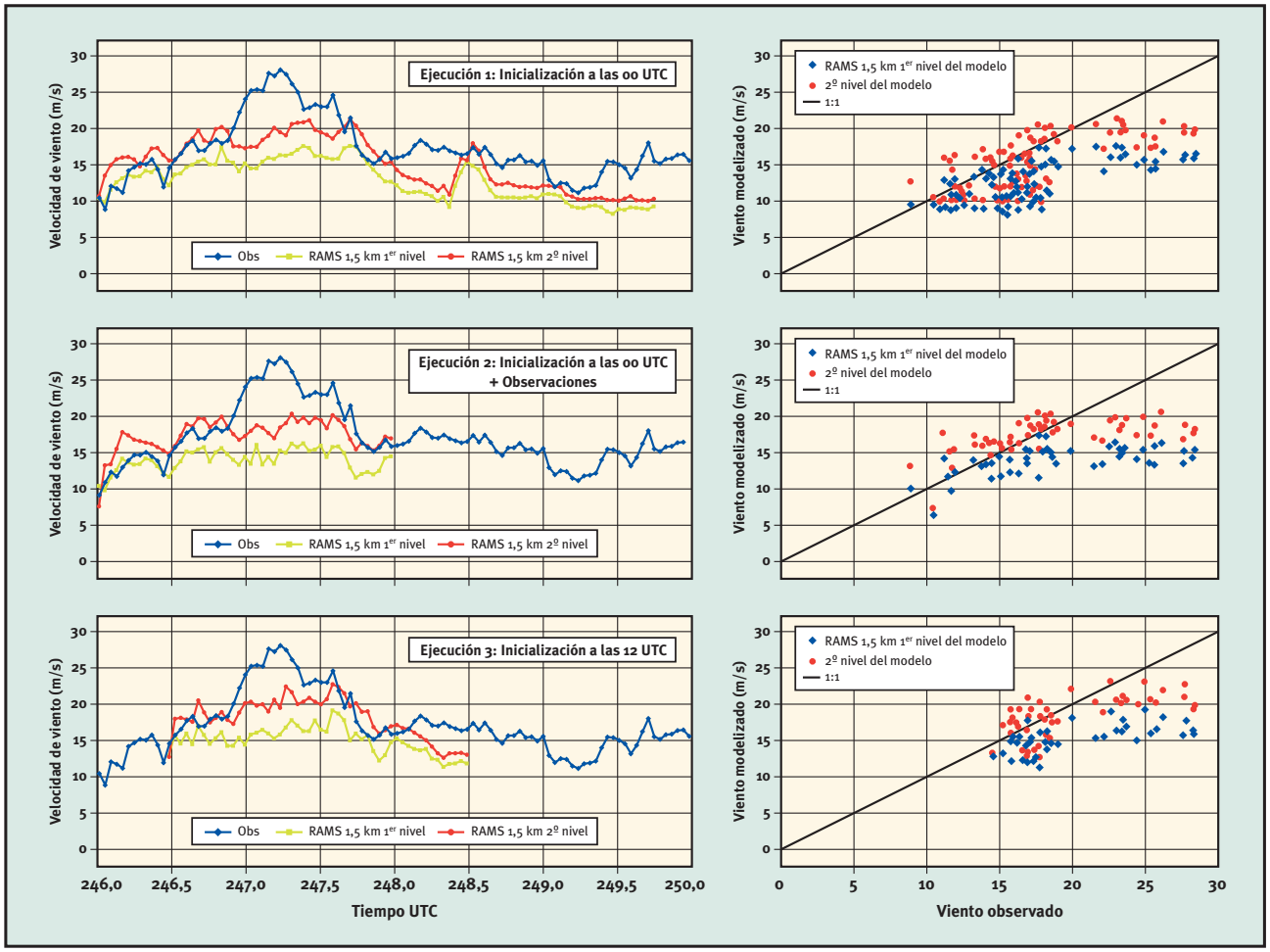


Con el objeto de determinar cuál es el dominio de simulación óptimo se han llevado a cabo experimentos con diferentes áreas, encontrándose que para poder captar todas las influencias del terreno es necesario trabajar con dominios considerablemente grandes, del orden de 400 x 400 km².

IASA ha llevado a cabo diversos ejercicios de predicción utilizando para ello el modelo RAMS. Este es un modelo muy versátil, desarrollado con el propósito de simular fenómenos atmosféricos con una resolución de decenas de kilómetros hasta algunos pocos metros. Asimismo, este modelo presenta varias características interesantes, pero son de destacar el anidamiento dinámico en dos direcciones, la incorporación de uno de los algoritmos más avanzados de procesos de microfísica de nubes, una parametrización de la superficie capaz de utilizar información sobre usos y rugosidad del suelo a subescala, un esquema avanzado de transferencia radiativa bajo diferentes escenarios de nubosidad, un modelo completo de temperatura y humedad de suelo y un completo modelo hidrológico. También contempla la utilización de varios niveles de complejidad para resolver la turbulencia.

Las simulaciones que IASA ha llevado a cabo con este modelo llegan a tener una resolución de 0,5 km. Para poder

Resultados de las predicciones de energía eólica del Modelo RAMS



alcanzar dicha resolución, el modelo se ha aplicado anidándose cinco veces, con un primer dominio que cubría toda la región mediterránea con una resolución de 48 km, hasta un último dominio limitado únicamente a una parte de Creta con una resolución de 0,5 km. El principal objetivo de estas simulaciones era poder analizar aspectos tales como la influencia de las condiciones iniciales y los diferentes tiempos de inicialización, así como el efecto de utilizar datos procedentes de un análisis o la utilización de asimilaciones de datos observados.

La figura superior muestra los resultados obtenidos para una inicialización a las ooUTC con campos procedentes del análisis del ECMWF para un periodo de 90 horas. En la figura se presentan los valores observados a 40 metros y los obtenidos por el modelo en los dos niveles más próximos a este nivel, por debajo y por encima.

Como se puede comprobar, el modelo sigue una evolución del viento bastante coherente con las observaciones, aunque en todas las configuraciones se puede apreciar alguna infravaloración del viento en el nivel superior, para vientos mayores a 20 m/s. También se han encontrado algunas diferencias para distintas condiciones iniciales, aunque para resoluciones de 6 km éstas son menores. Por otro lado, se ha comprobado cómo las predicciones que utilizan únicamente datos del análisis ECMWF son comparables a los que utilizan además asimilación de observaciones. Finalmente, se ha podido comprobar que los resultados obtenidos con una resolución de 0,5 km se asemejan más a las observaciones, aunque sigue sin resolver la diferencia para vientos elevados.

Se vuelve a evidenciar con estos ensayos cómo la representatividad del terreno que utiliza el modelo es un aspecto crucial a la hora de obtener buenas predicciones. Si el terreno real difiere al considerado por el modelo en cada celda, entonces el valor de la predicción del viento estará infravalorado, ya que el modelo promedia en toda la celda. Este hecho explica porqué cualquier aumento de resolución implica unos mejores resultados en la predicción. Sin embargo,

esto tiene como contrapartida un mayor coste computacional, aspecto que no es despreciable si tenemos en cuenta que el objetivo final de este proyecto es llevar a cabo predicciones operativas. Se ha encontrado que una forma de superar esta limitación es la utilización de filtros de Kalman sobre el resultado de simulaciones con menor resolución espacial, por ejemplo de 10 km.

Hay aspectos que dada su complejidad son difíciles de clarificar, como por ejemplo encontrar cuál es la resolución óptima que mejore las predicciones con el menor coste computacional, o cuál es la mejor parametrización de capa límite. Sin embargo, otras cuestiones sí parecen más claras, como la necesidad de mejorar las predicciones de los modelos globales, por ejemplo, aumentando su resolución.

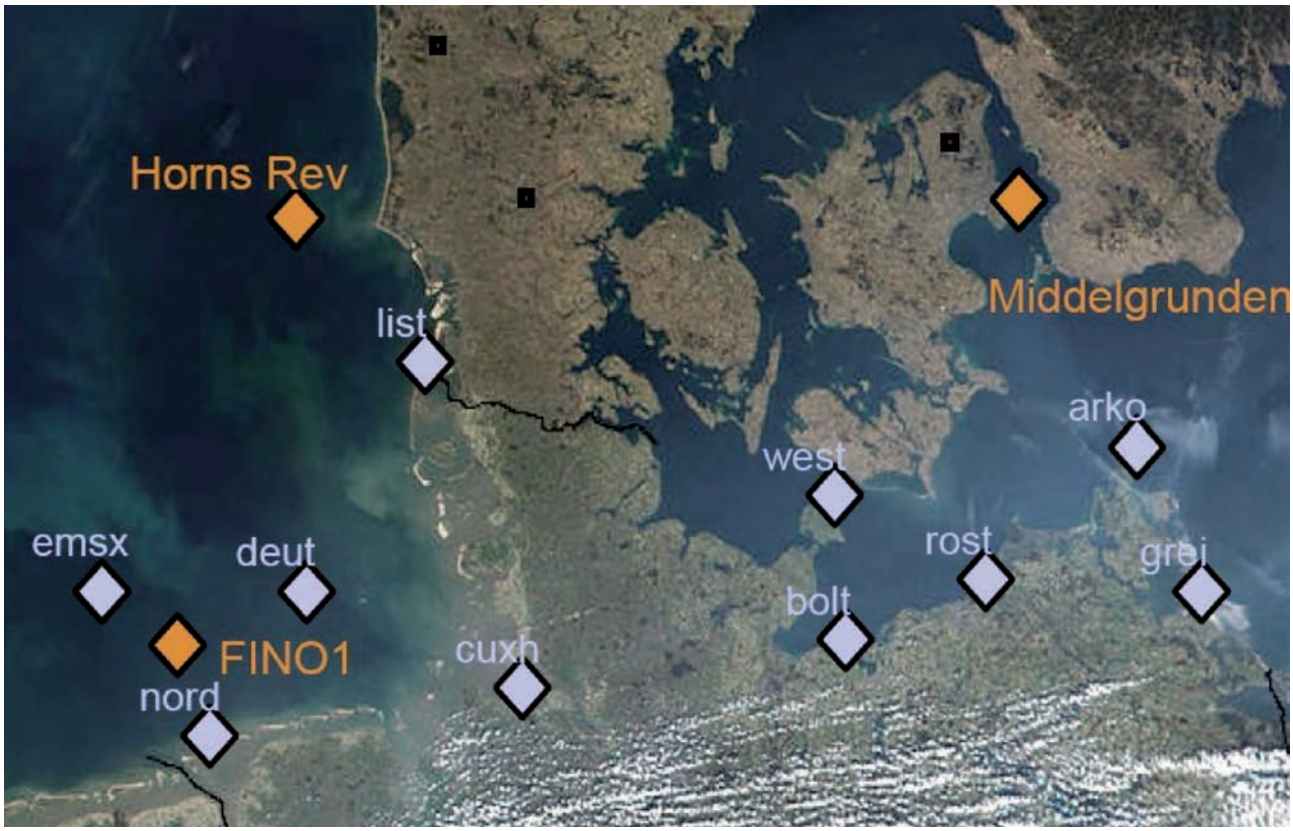
También parece claro que, sea cual sea el modelo utilizado, siempre mejora la predicción la utilización de un modelo MOS, el cual puede llegar a reemplazar técnicas de modelización física muy costosas y sofisticadas.

A este respecto y relacionado con el aumento de resolución, se ha encontrado que no tiene mucho sentido aumentar ésta más allá de los 3 km si se dispone de datos que permitan aplicar un modelo MOS. En el caso de que esto no sea posible, no parece muy rentable, desde un punto de vista computacional, bajar mucho más, ya que los resultados para 1,5 km y 500 m resultan parecidos. Lo que sí se ha mostrado eficaz es el aumento de la resolución vertical en los primeros 200 metros.

3.4 PREDICCIÓN EN PARQUES MARÍTIMOS

A la hora de llevar a cabo predicciones en parques marítimos, es necesario tener en cuenta las características especiales de la capa límite marítima. Tres aspectos clave son diferentes en los parques situados en el mar: la interacción no lineal del viento con las olas provoca la aparición de una superficie de rugosidad baja, pero variable; la gran capacidad calorífica del mar cambia las características espacio-temporales de la estratificación térmica; y la aparición de capas límite internas debidas a la discontinuidad tierra-mar modifica el flujo atmosférico.

Zona de Evaluación de Parques Marítimos (naranja) y Estaciones Meteorológicas (azul)



En este grupo, liderado por la Universidad de Oldenburg y en el que han participado también ARIA, ARMINES, CCLRC/RAL, CENER, CIEMAT, DTU, OVERSPEED y RISOE, se ha pretendido avanzar y desarrollar técnicas específicas que permitan mejorar las predicciones para parques marítimos.

Uno de los objetivos perseguidos por los trabajos llevados a cabo por la universidad de Oldenburg ha sido intentar estimar la precisión de las futuras predicciones sobre parques marítimos. Para ello, han evaluado la precisión de los pronósticos actualmente disponibles en el mar del Norte y en el mar Báltico. Los modelos de pronósticos evaluados son el modelo del Centro Europeo de Predicción a Medio Plazo (ECMWF) y el modelo de pronóstico del servicio meteorológico alemán (DWD).

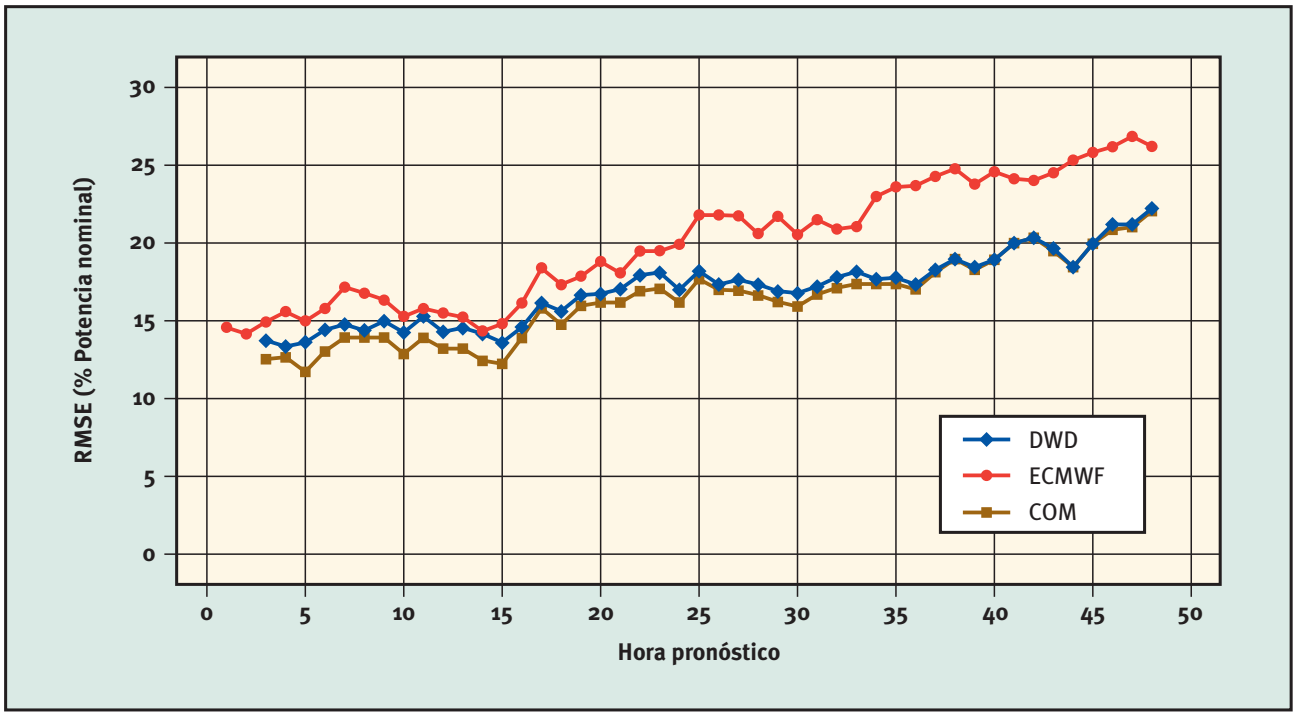
Todos los estudios investigados presentan similares condiciones de viento, así como precisiones igualmente similares en los pronósticos. Para poder hacer comparaciones, al no disponerse de las producciones reales de los parques Horns Rev (62 m) y FINO1 (103 m), se transformaron las medidas meteorológicas disponibles de éstos a energía eólica mediante el uso de curvas de potencia.

En lo que respecta a la precisión de las predicciones, se comprobó que éstas mejoraban con la combinación de los modelos de pronóstico antes citados, con valores, para alturas de buje de 100 m, de un error cuadrático medio (RMSE) del 16% respecto a la potencia nominal para horizontes de 36 horas.

Se ha podido comprobar igualmente cómo disminuyen los errores cuando se consideran agrupaciones de parques. Debido al suavizado espacial de las predicciones, estas reducciones se corresponden a un factor de 0,73. Un pronóstico conjunto para varios parques marítimos podría suponer un error RMSE próximo a un 12% para horizontes de 36 horas.

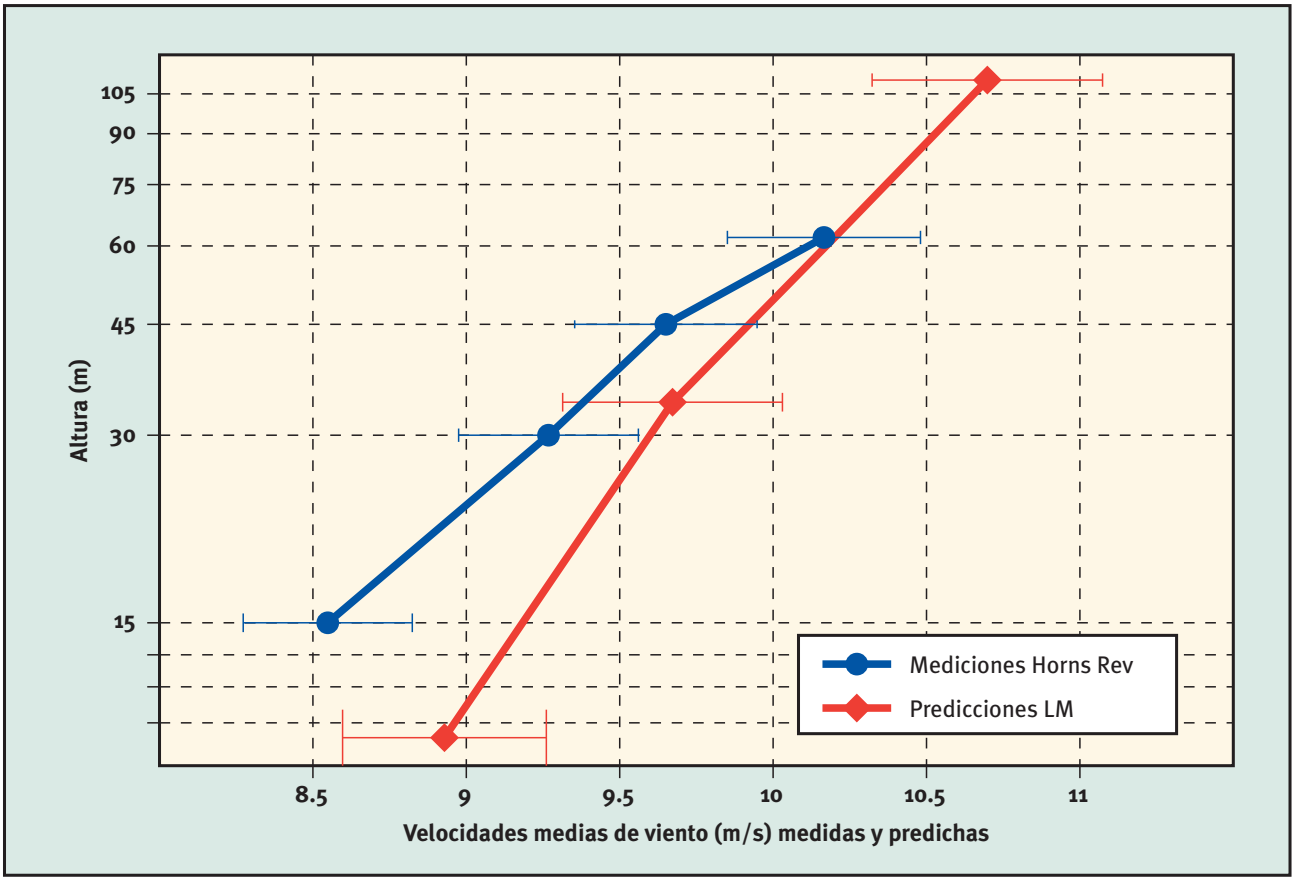
Otro aspecto analizado en el proyecto ha sido la descripción de los perfiles verticales de viento sobre el mar. La figura incluida en la parte superior de la siguiente página muestra el perfil de viento observado y pronosticado por los modelos. La discrepancia puesta de manifiesto indica que es necesario una descripción más detallada de la capa límite marítima. En este sentido, se ha trabajado en el desarrollo de un nuevo modelo analítico de velocidad de viento sobre el mar que acopla el perfil de Ekman[13] de la atmósfera con el campo de las olas mediante un perfil de viento logarítmico corregido.

Error (RMSE) de las predicciones frente a las producciones observadas



[13] La espiral de Ekman se refiere a la estructura en rotación del viento en altura, que ocurre en la capa límite debido al equilibro entre la fuerza de Coriolis y la fricción junto al suelo.

Perfiles de viento medidos y observados en el mar

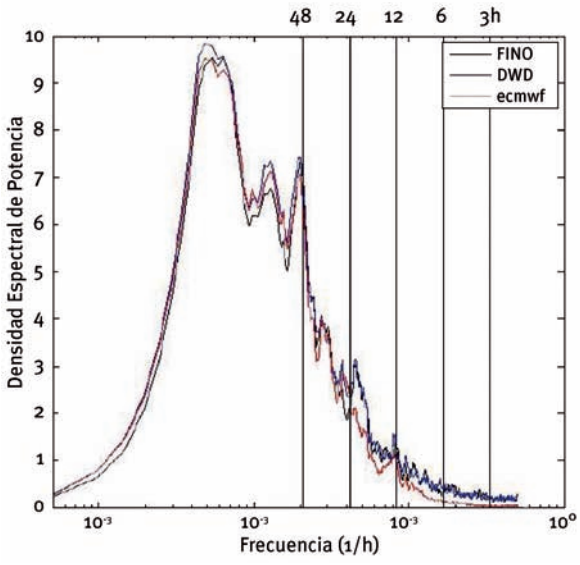


Overspeed, debido a la limitación en la disponibilidad de medidas de parques marinos, ha analizado el comportamiento estadístico de la velocidad de viento observada en una torre y de las predicciones de los modelos ECMWF y Lokalmodell (DWD), encontrando una gran similitud en lo que respecta a los principales valores estadísticos, como son la media y la desviación estándar, así como los factores de correlación.

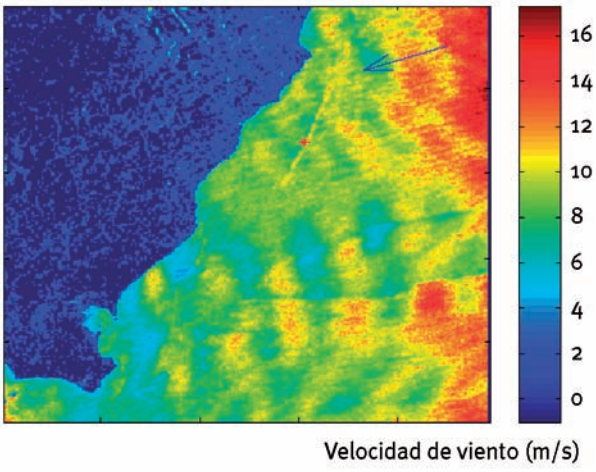
También se ha llevado a cabo un análisis de frecuencias de las tres series temporales, encontrando concordancia entre las medidas y el modelo DWD, y en menor medida, para las frecuencias más altas con las predicciones del ECMWF, debido no sólo a la interpolación que se realiza a partir de las predicciones trihorarias, sino también posiblemente a causa de su menor resolución espacial. En lo que respecta a los gradientes temporales, se ha encontrado igualmente que los pronósticos del ECMWF sobreestiman las mayores desviaciones (gráfico de la derecha).

RISOE examinó los gradientes horizontales de velocidad de viento utilizando modelos de mesoescala, observaciones vía satélite y modelos linearizados. Estos gradientes espaciales cobran especial importancia en parques situados a menos de 20 km de la costa, ya que a esas distancias se ha encontrado que están muy

Densidad Espectral de las tres series analizadas



Campo de vientos estimado a partir de las imágenes vía satélite



relacionados con las diferencias de temperatura entre el mar y la tierra. De igual modo, se han analizado los gradientes horizontales y verticales de temperatura, ya que éstos tienen una mayor influencia en la producción debido a que la turbulencia es menor sobre el mar. La estabilidad sobre el mar ha mostrado un marcado origen sinóptico.

En el marco de este proyecto, se ha desarrollado un método nuevo de cálculo de la estabilidad a partir de la cizalla de viento, en vez de los métodos tradicionales basados en la utilización del flujo de calor o de medidas muy precisas de temperatura. Este método se mostró válido para gradientes no demasiado altos de la velocidad horizontal del viento, ya que bajo estas condiciones el método falla, puesto que la elevada cizalla del viento implica condiciones de estabilidad.

En cuanto al impacto del cambio de la rugosidad en el mar, este parece ser menor; incluso cambios bruscos de rugosidad apenas se manifiestan en la extrapolación del viento desde 10 metros hasta la altura de buje.

En lo que respecta a las estelas, se han hecho cálculos que indican que las pérdidas asociadas a este efecto en parques marítimos pueden llegar a ser del orden del 10%, dependiendo de un gran número de factores, tales como la orientación de las máquinas, separación de éstas, climatología del viento o tipo de turbina. Sin embargo, es importante señalar que los cálculos efectuados hasta la fecha se hacen a partir de estelas individuales, lo que hace que las pérdidas reales se diferencien sustancialmente.

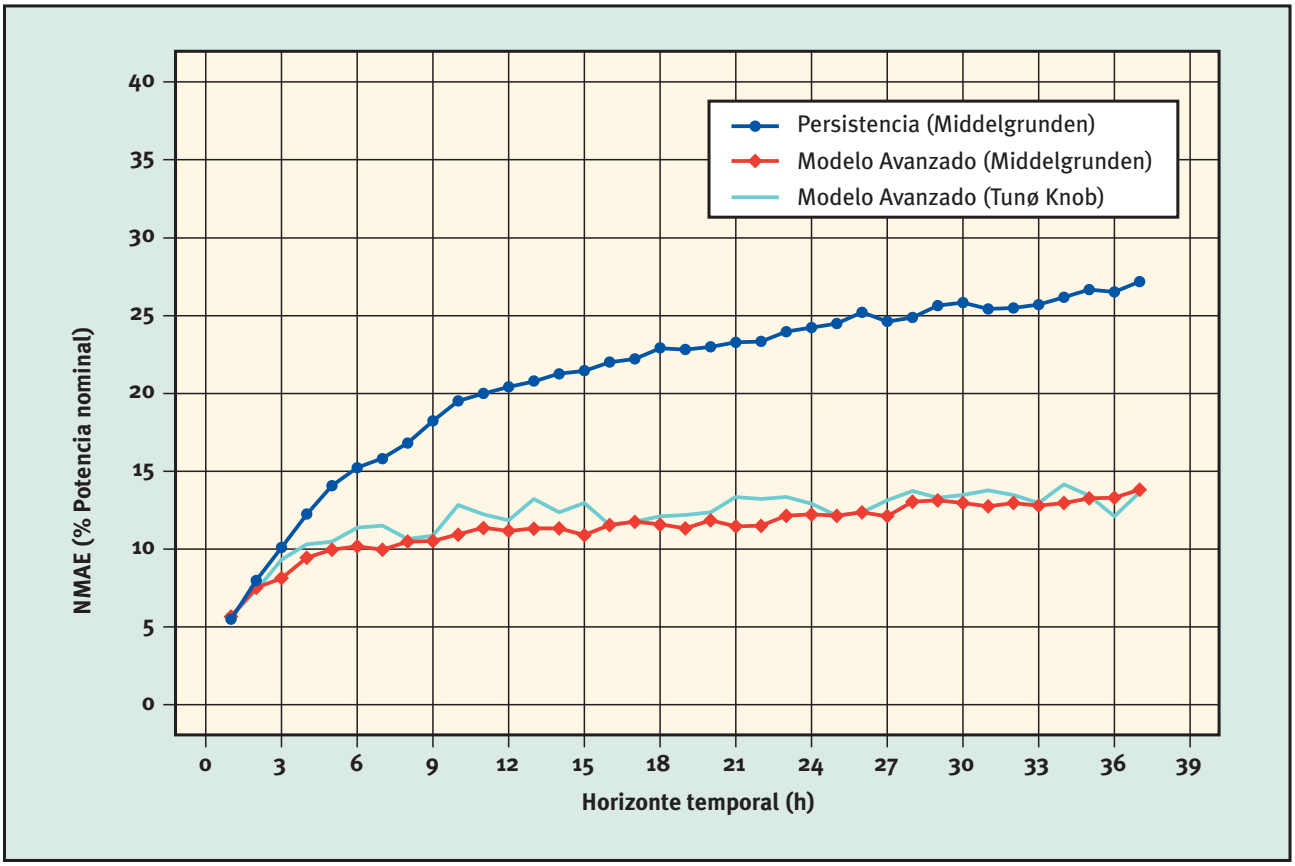
Ecole des Mines ha llevado a cabo un estudio de las imágenes vía satélite con objeto de poder ser utilizadas para estimar el viento sobre el mar utilizando modelos empíricos. La figura de la izquierda muestra el campo de vientos estimado a partir de las imágenes vía satélite, así como un catálogo de situaciones típicas realizado a partir del re-análisis del NCEP. Este catálogo permite a continuación relacionar una predicción regional con una imagen satélite, y por lo tanto, con una estimación del viento en superficie.

CIEMAT también ha desarrollado una herramienta que le permite predecir el viento en la zona costera de Tarifa (estrecho de Gibraltar) mediante el desarrollo de un modelo empírico que se alimenta de las salidas del modelo del ECMWF. Este modelo es capaz de resolver el régimen de vientos reinante en la zona con bastante precisión, algo que no ocurría con las salidas del modelo de pronóstico.

También se ha estudiado el caso del parque marítimo de Middelgrunden (Dinamarca), situado a pocos kilómetros de la costa, y dotado de 20 turbinas Bonus de 2 MW cada una. Para ello se han utilizado medidas de producción horaria del parque, así como las individuales de cada máquina. Se han utilizado los pronósticos del modelo Hirlam (Instituto Meteorológico Danés) y se ha desarrollado un modelo empírico basado en redes neuronales, en concreto el modelo AWPPS, cuyos resultados se presentan en el gráfico de la página siguiente.

Parque eólico marino de Middelgrunden (Dinamarca)

Resultados obtenidos por el modelo de predicción basado en redes neuronales



Tal como se puede comprobar, el modelo mejora los resultados del modelo de persistencia para todos los horizontes de predicción. La pendiente de crecimiento de los errores es pequeña y el error normalizado apenas aumenta un 3,2% entre los horizontes de 6 y 36 horas.

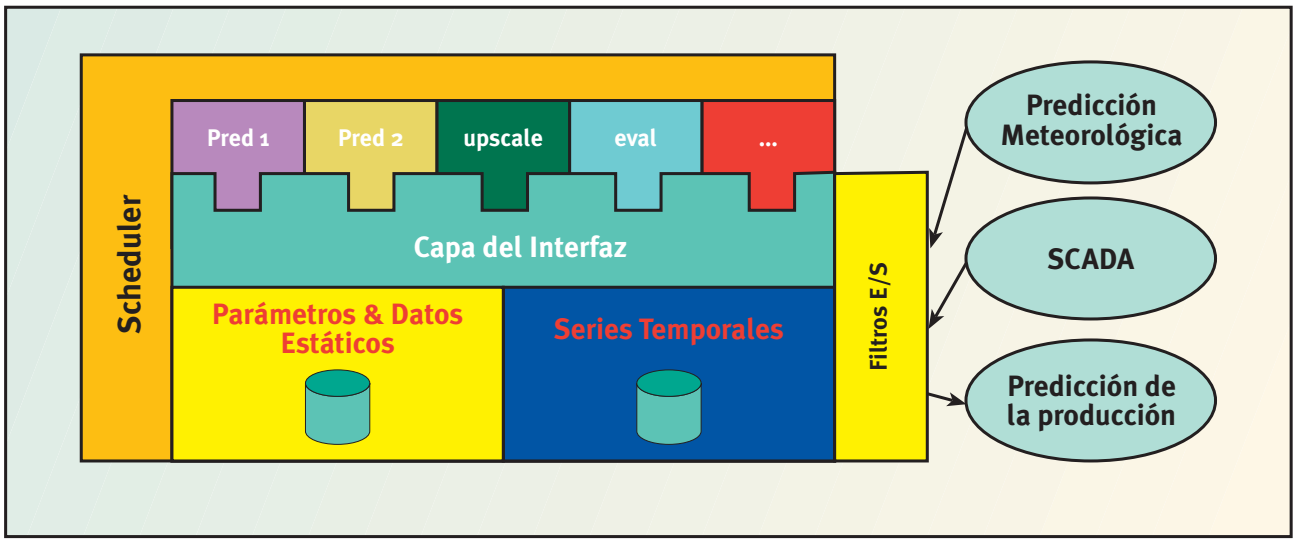
3.5 DESARROLLO DE LA PLATAFORMA ANEMOS

El desarrollo de la plataforma de predicción Anemos se ha efectuado con el fin de facilitar una herramienta de predicción operativa y versátil, aplicable a una amplia tipología de sistemas energéticos y parques eólicos. Por este motivo, su desarrollo constituye uno de los objetivos básicos del proyecto, pues permitirá a los distintos usuarios disponer de predicciones de un amplio número de modelos a un menor coste. Por otra parte, la propia arquitectura modular con la que se ha configurado la plataforma permitirá optimizar los resultados mediante combinaciones de diferentes modelos. Cabe señalar el elevado coste y esfuerzo que supondría para un usuario la instalación de tan sólo un modelo, más aún teniendo en cuenta los costes de mantenimiento y actualización.

La plataforma desarrollada ha sido diseñada atendiendo a una serie de criterios de calidad, entre los que se puede citar el disponer de los modelos de predicción más avanzados existentes y operativos en Europa, que las predicciones tuvieran casi un 100% de disponibilidad, que se dispusiera de un interfaz de usuario bien definido y documentado, que fuera multiplataforma y que dispusiera de otros valores añadidos, tales como el cálculo de la incertidumbre de las predicciones.

La plataforma de predicción ANEMOS consta de una gran base de datos, una serie de modelos de predicción, un conjunto de interfaces de usuarios y, finalmente, un programador de tareas *("Scheduler")*. Este programador de tareas cumple la función de extraer los datos de predicción de los servicios meteorológicos que utilizan los modelos de predicción, ejecutar las predicciones y finalmente enviárselas a los usuarios finales, pudiendo

Estructura de la plataforma ANEMOS



operar tanto de forma rutinaria como forzada. De forma rutinaria la aplicación se ejecuta siguiendo criterios temporales y no de disponibilidad de datos. Por ejemplo, cada seis horas puede comprobar la disponibilidad de nuevos datos, actualizar la base de datos, extraer los datos necesarios para que operen los modelos de predicción y, finalmente, actualizar las bases de datos con los resultados de los modelos. De forma forzada, el programador de tareas se ejecuta a petición del usuario a través del correspondiente interfaz.

La gestión de los datos se ha resuelto utilizando ficheros de datos estandarizados, de tal forma que las herramientas de predicción y otras herramientas de valor añadido no tengan que dedicar recursos a aspectos tales como el almacenamiento de datos, seguridad y otras labores de gestión. Por ejemplo, los datos estáticos tales como la descripción de los parques, curvas de potencia, orografía y usos del suelo, se gestionan de forma centralizada en una base de datos SQL. El acceso por parte de las aplicaciones a esta base de datos se hace a través de llamadas a librerías Java. Por otro lado, las series temporales se almacenan también en una base de datos SQL, habiéndose utilizado un formato de datos intermedio, denominado "DEPRI", que ha permitido simplificar la migración de los modelos existentes con sus formatos propios correspondientes.

El flujo de datos se efectúa utilizando servicios SOAP/https. Esto ha permitido poder utilizar servicios de seguridad estándar sin gran esfuerzo de implementación. Por otro lado, es posible ejecutar el sistema de forma distribuida, pudiendo haber diferentes servidores en un entorno de red con las ventajas que esto puede suponer: disposición de servidores distribuidos por la red Internet, facilidad de sistemas de backup y otras ventajas importantes.

En lo que respecta a las herramientas software utilizadas para la implantación del sistema, éstas han sido elegidas convenientemente de tal forma que se ha podido alcanzar un elevado grado de independencia respecto al sistema operativo del usuario final. Actualmente, el sistema se ejecuta en usuarios con sistemas operativos Windows y Linux. A esto no solamente ha ayudado la utilización del lenguaje Java como principal lenguaje de implementación, sino también el encapsulado de los detalles de implementación mediante capas de interfaz.

En cuanto al interfaz del usuario, se han desarrollado varios para distintos propósitos: **"Anemos Setup"** es la interfaz que se utiliza para configurar el sistema, definir las curvas de potencia, introducir las descripciones del parque, los parámetros de predicción del modelo y la configuración sobre el programador de predicciones; **"Anemos Live"** se ha diseñado para poder permitir al usuario final tener acceso a los datos de predicción y a cierta información geográfica; **"Anemos Analysis"** y **"Anemos Values"** permiten el acceso a las herramientas de valor añadido, tales como el cálculo de la eficacia del sistema, del beneficio de las predicciones y otros aspectos.

El sistema se completará conforme se vaya realizando la plena integración de los modelos en la plataforma operativa de predicción. Para ello, se comenzará por los modelos PC-Model, WPPT y Prediktor, tras lo cual se irán incorporando sucesivamente los restantes modelos.

3.6 INSTALACIÓN ON-LINE

Actualmente la plataforma de predicción Anemos se encuentra instalada en siete usuarios finales distintos. Se están llevando a cabo predicciones para parques individuales en Dinamarca (ELSAM), Francia (EDF) y España (Acciona, IDAE). Por otra parte, en el caso de países como Grecia (PPC), Irlanda (EIRGRID), Reino Unido/Irlanda del Norte (SONI) y Alemania (EWE), la plataforma posibilita la realización de predicciones para agrupaciones de parques.

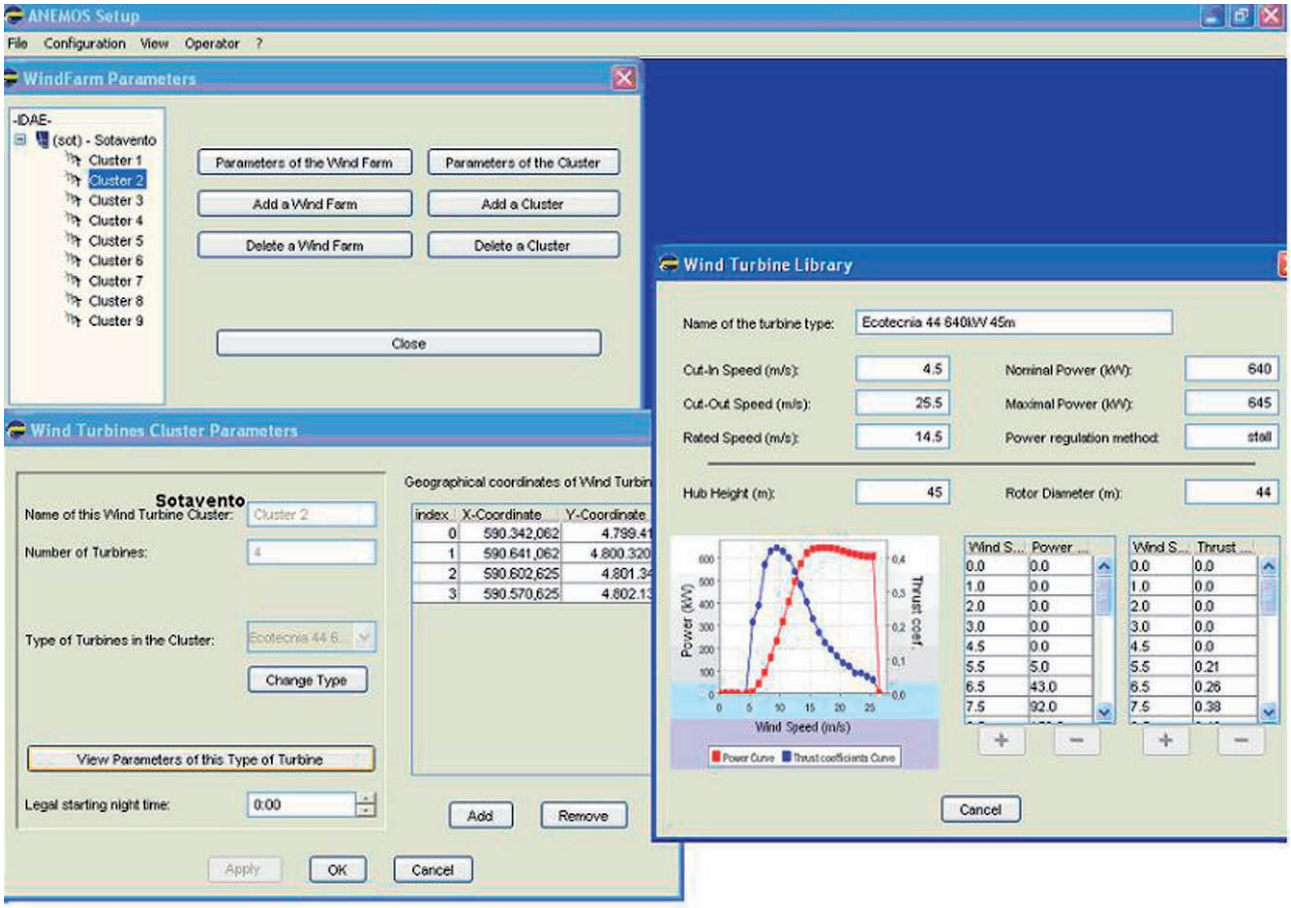
Desde la instalación inicial de este sistema se está adquiriendo una gran cantidad de conocimientos relativos a aspectos operacionales, que teniendo en cuenta lo novedoso del sistema y su complejidad, resultan sumamente útiles. Esto ha permitido hasta un 100% de disponibilidad de predicciones en los últimos 18 meses.

Asimismo, la cada vez mayor familiarización con la plataforma y su estructura está permitiendo que la implantación de nuevos módulos y modelos sea relativamente simple y rápida. En la actualidad, es posible la implementación de características ad-hoc concretas para usuarios diferentes de forma relativamente rápida.

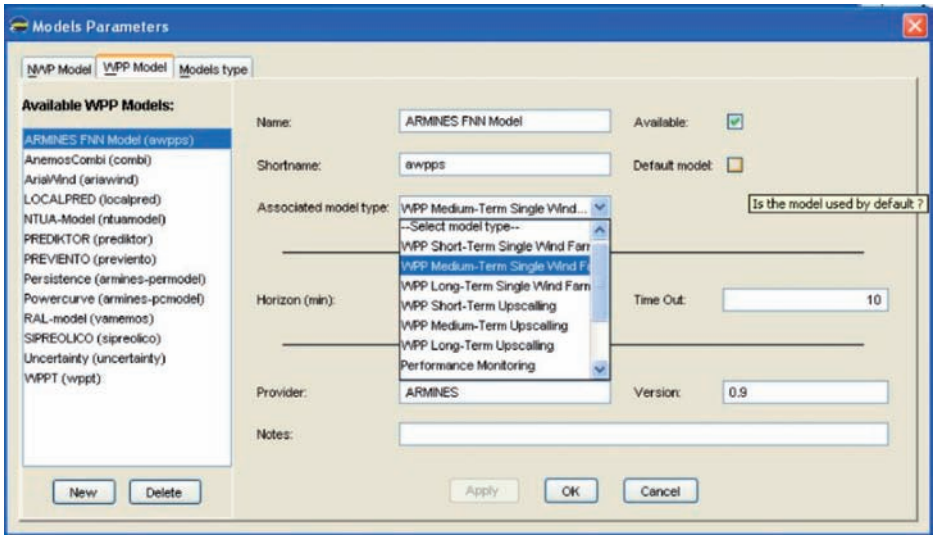
En el caso del parque de Sotavento, la instalación ha resultado bastante sencilla gracias a los sistemas de comunicaciones y al personal que dispone el parque. Esto ha permitido que la conversión de los formatos de datos y el envío de los mismos desde el parque a la base de datos de la plataforma de predicción ya esté perfectamente automatizada y que actualmente ya sea muy eficaz.

Actualmente, la plataforma dispone de toda la información estática necesaria para que los modelos lleven a cabo sus predicciones, como por ejemplo la orografía, la rugosidad del terreno, la disposición de las máquinas, las curvas de potencia o los coeficientes de empuje. Toda esta información se encuentra accesible por el usuario para su modificación a través del interfaz de usuario.

Ejemplo de información estática disponible en el interfaz de usuario para el caso del parque de Sotavento

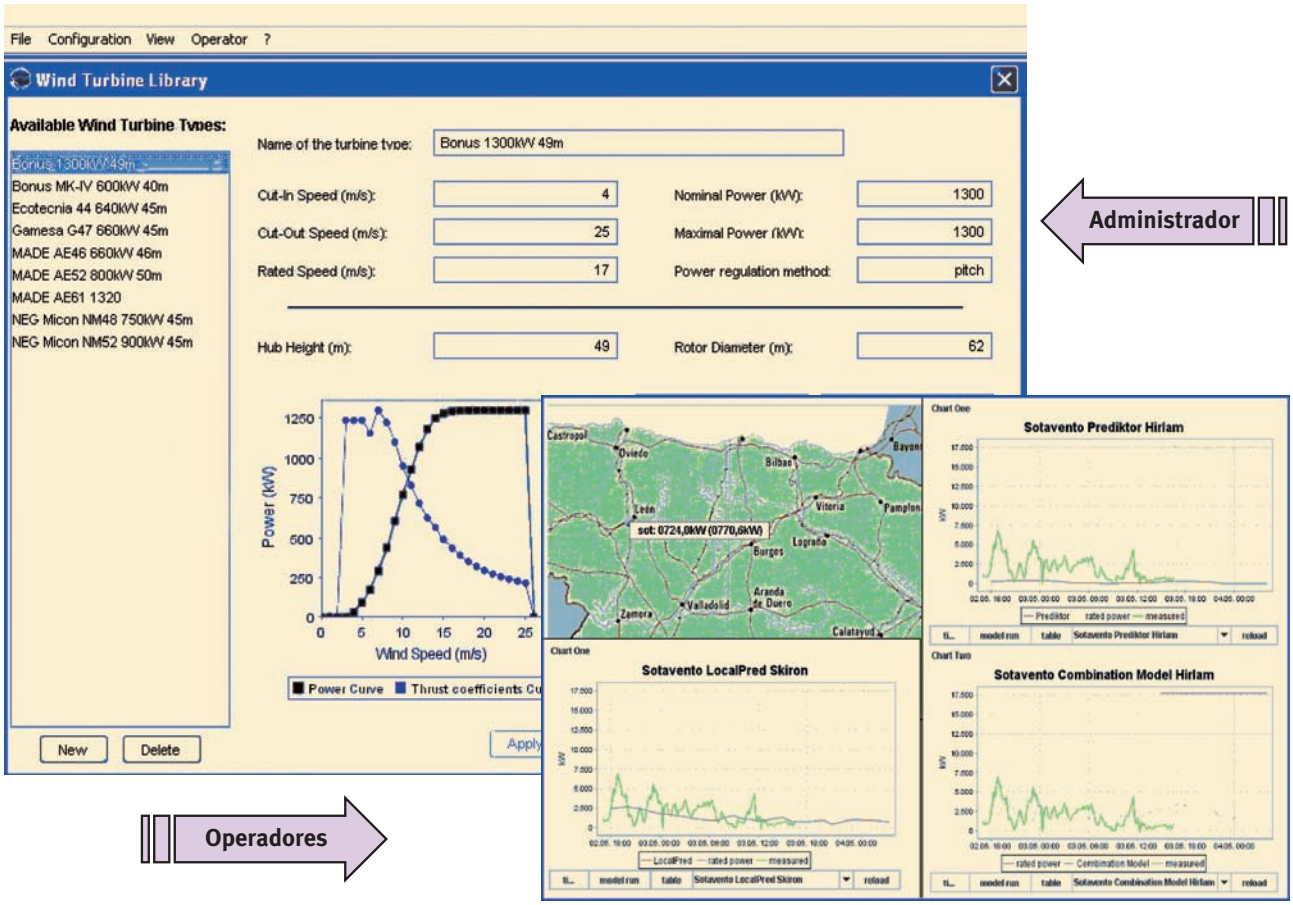


La interfaz permite modificar algunos de los parámetros de predicción, permitiendo también comparar los resultados de algunos modelos, tal como se puede apreciar en la siguiente figura.



Ejemplo de parámetros modificables

Arquitectura general de la plataforma ANEMOS



4

Evaluación comparativa de las predicciones

4 Evaluación comparativa de las predicciones

Se ha realizado una evaluación comparativa de los resultados de las predicciones para los casos de estudio teniendo en cuenta cada uno de los modelos participantes, y que a continuación se enumeran:

MODELOS QUE HAN INTERVENIDO EN LA COMPARATIVA		
NOMBRE	**ORGANISMO**	**DESCRIPCIÓN**
LOCALPRED	CENER (España)	Modelización física a partir de pronósticos HIRLAM y módulo MOS
SIPREOLICO	UC3M (España)	Modelización estadística utilizando filtros de Kalman
AWPPS	ARMINES (Francia)	Modelización estadística basada en redes neuronales
PREDIKTOR	RISO (Dinamarca)	Modelización física a partir de pronósticos HIRLAM con utilización del modelo WASP/PARK y MOS
WPPT	DTU (Dinamarca)	Modelización estadística basada en redes neuronales a partir de pronósticos HIRLAM
PREVIENTO	U. OLDENBURG (Alemania)	Modelización física a partir de pronósticos HIRLAM utilizando el modelo KAMM
RAL	CCLRC/RAL (Reino Unido)	Modelización estadística
NTUA	NTUA (Grecia)	Modelización estadística

Como se puede comprobar, en el proyecto ANEMOS han participado dos herramientas de predicción desarrolladas por grupos españoles: el modelo LocalPred, desarrollado por CENER, y el modelo Sipreólico, desarrollado por la Universidad Carlos III de Madrid. Estos dos grupos disponían de una gran experiencia previa en la predicción de la energía eólica en parques aislados. Mientras el modelo LocalPred realiza una adaptación local de las predicciones meteorológicas mediante técnicas físicas y estadísticas para obtener producciones individuales de parques, el modelo Sipreólico hace uso de algoritmos de predicción estadísticos que calculan las producciones de cada parque para posteriormente agruparlas por zonas.

Con el objeto de poder comparar el comportamiento de los modelos y los resultados obtenidos hasta la fecha, ha sido preciso diseñar una estructura que permitiera caracterizar el funcionamiento de éstos bajo las mismas condiciones de entrada. De este modo, se ha adoptado un formato común (DEPRI) adecuado para el procesamiento de datos meteorológicos y de producción, de modo que esta información pueda ser almacenada en una base de datos común. Por otra parte, se ha optado por una tecnología software basada en Servicios Web para gestionar toda la información.

Para cada caso de estudio, los modelos han utilizado la misma información tanto sobre los datos meteorológicos como de los parques. En algunos casos ha sido necesario un entrenamiento para el conjunto de datos disponibles con el fin de adecuar los modelos que así lo precisaran. De manera adicional, para cada caso de estudio se ha definido un periodo independiente de validación de los resultados.

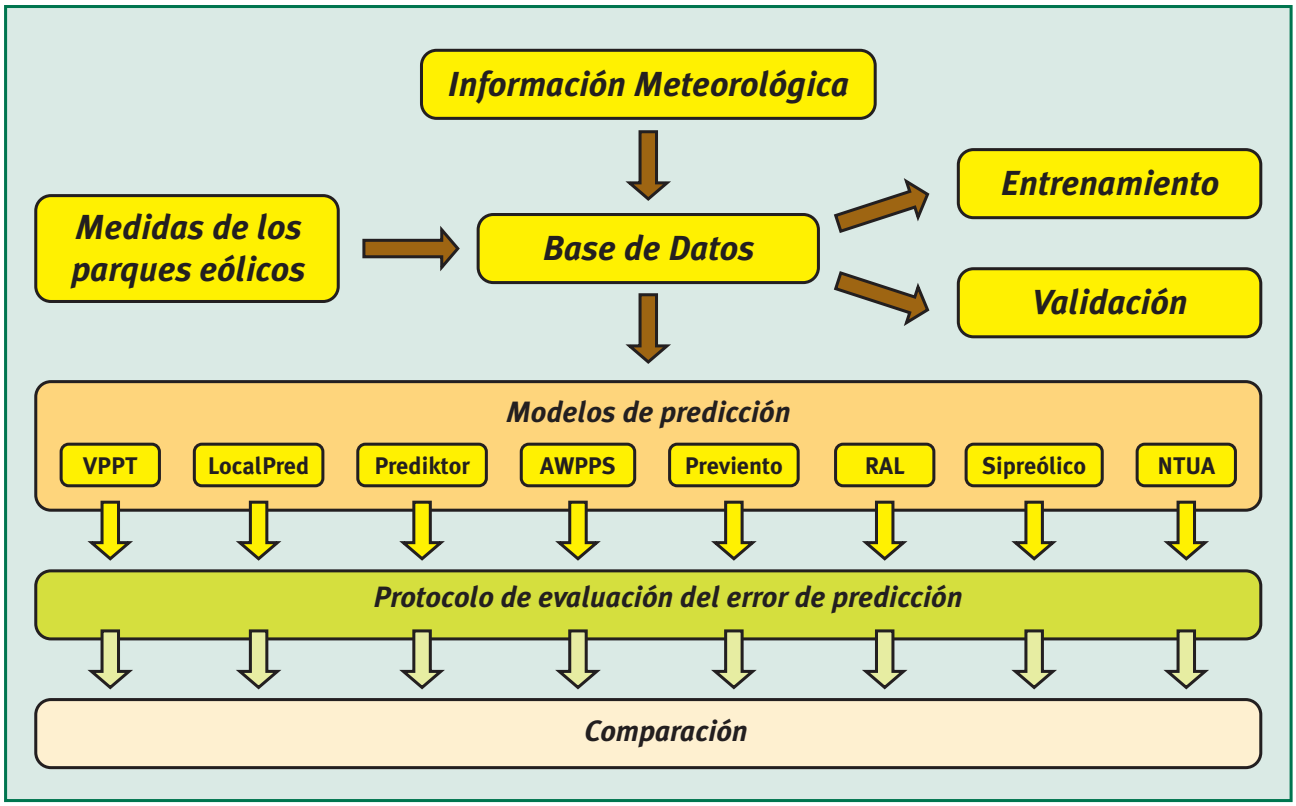
Para completar lo anterior se ha incluido un protocolo de evaluación de los errores, desarrollado para permitir la evaluación de los modelos sobre una base estandarizada.

La figura más adelante expuesta muestra la estructura del "laboratorio virtual" diseñado para esta comparación.

Una vez sentadas las bases que permitieran la comparación de los modelos, se han establecido dos marcos de comparación, uno de ellos basado en los resultados de la predicción con respecto a las medidas, y el otro basado en el estudio de la desviación de las predicciones.

El primero de ellos se ha basado en el estudio de una serie de errores de tipo estadístico definido de acuerdo a un protocolo de evaluación que permite extraer conclusiones sobre la precisión de las predicciones y los factores que las afecta (Madsen et al, 2004).

Laboratorio Virtual de Ínter comparación de Modelos

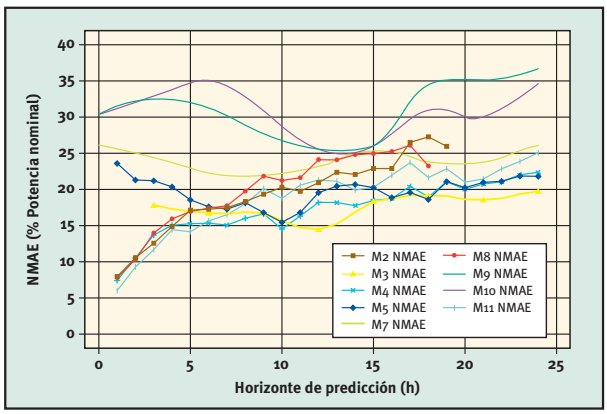


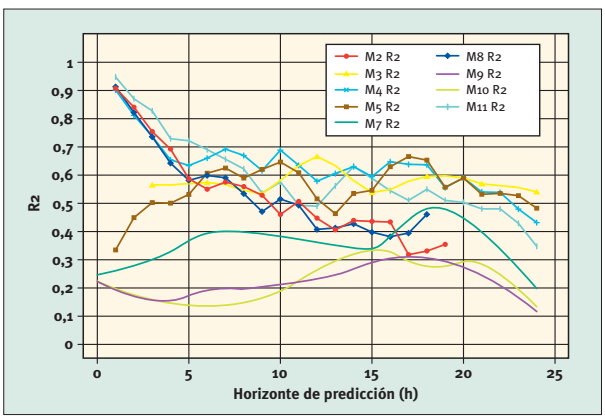
El segundo marco de comparación ha permitido centrarse en el análisis de las distribuciones de los errores y sus momentos, tales como el sesgo o kurtosis. Estos análisis han servido para caracterizar los errores de predicción y poder relacionarlos con los puntos débiles de cada modelo para cada caso modelizado. Este tipo de análisis es siempre un requisito para poder identificar cuáles son las áreas de mejora de un modelo de pronóstico.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los casos de Alaiz, Sotavento y Golagh, caracterizados respectivamente como terreno muy complejo y complejo, los dos últimos.

El parque de Alaiz se ha mostrado desde el principio como el más difícil de pronosticar, presentando para todos los modelos valores muy altos del error NMAE y con

Errores (NMAE) y Coeficientes de Determinación para el caso de Alaiz

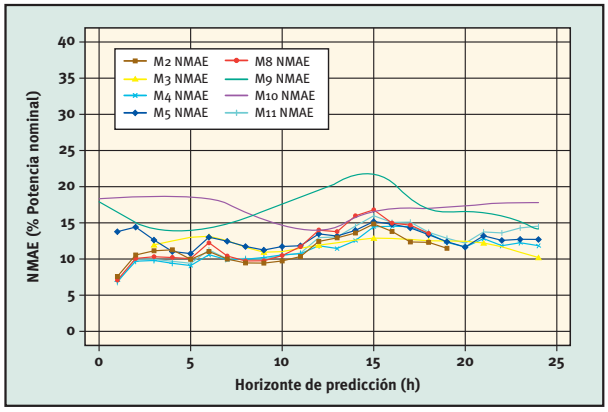


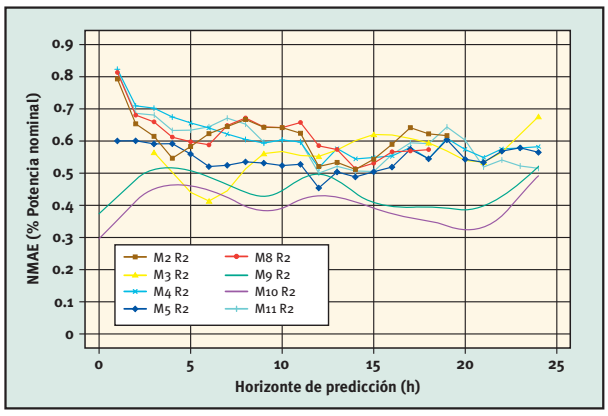


una gran dispersión de resultados. En este tipo de terreno complejo es donde se han alcanzado los valores más altos de este tipo de error, encontrándose entre el 20% y el 35% para horizontes de 24 horas. El coeficiente de determinación (R2)[14] varía considerablemente entre los distintos modelos, siendo relativamente bajo en algunos de ellos, lo cual, a su vez, indica una correlación deficiente entre los valores de potencia medidos y predichos.

Los resultados del parque de Sotavento muestran un comportamiento estable del error NMAE, sin apreciarse un incremento notable de los errores con el horizonte de predicción. Por otra parte, aunque no resulta tan evidente como en el caso de Alaiz, igualmente, se observa una dispersión significativa de los valores de error para los distintos modelos de predicción estudiados.

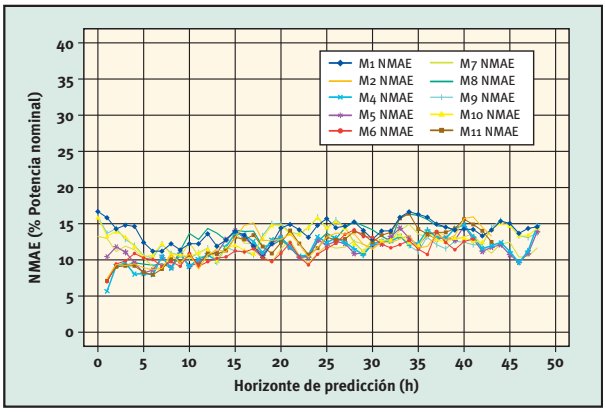
Errores (NMAE) y Coeficientes de Determinación para el caso de Sotavento

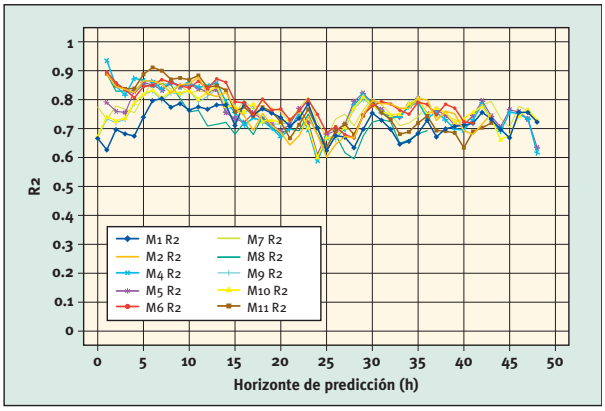




Para el caso del parque de Golagh, los valores del error NMAE dependen mucho menos del horizonte de predicción, y el rango de error varía entre un 10% y un 16%, comparable al obtenido para horizontes de predicción mayores.

Errores (NMAE) y Coeficientes de Determinación para el caso de Golagh





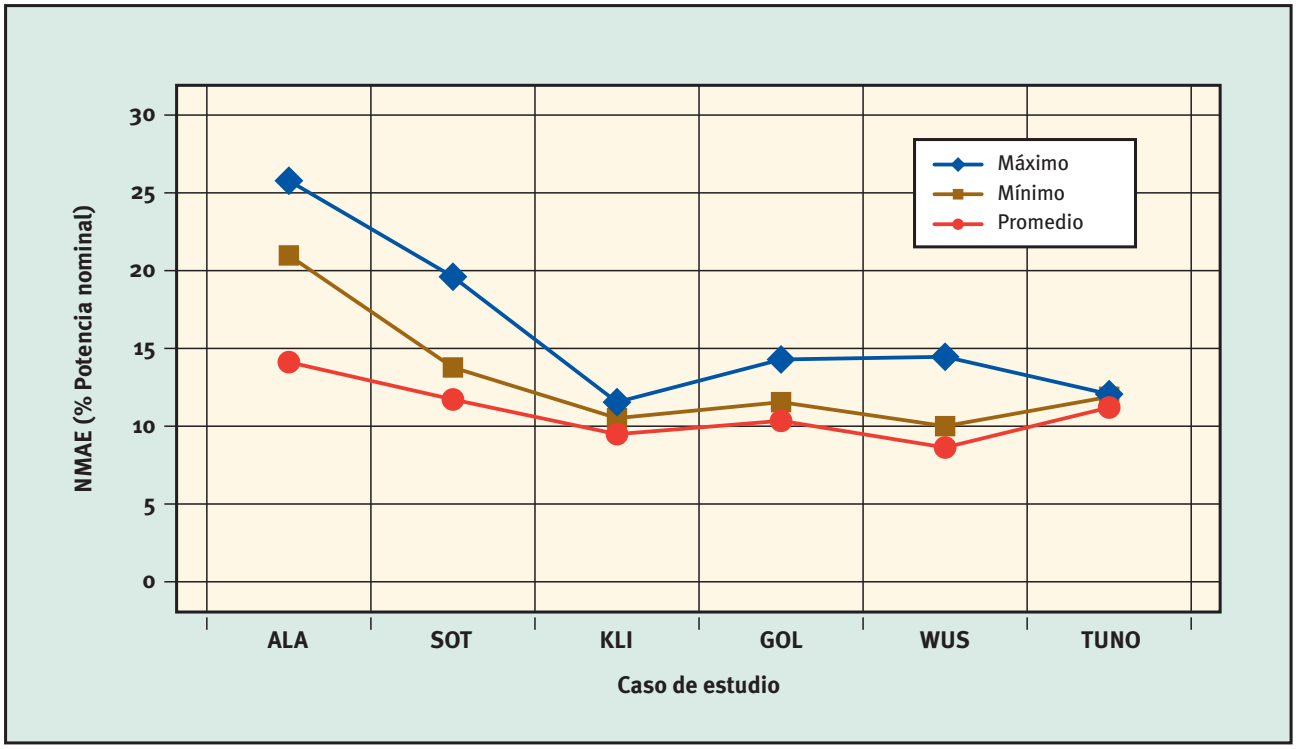
Un resultado interesante ha sido comprobar cómo, en general, los modelos con capacidades autoadaptativas muestran los mejores resultados, es decir, valores bajos del NMAE y valores altos del R2. Este hecho es especialmente acusado durante las primeras seis horas.

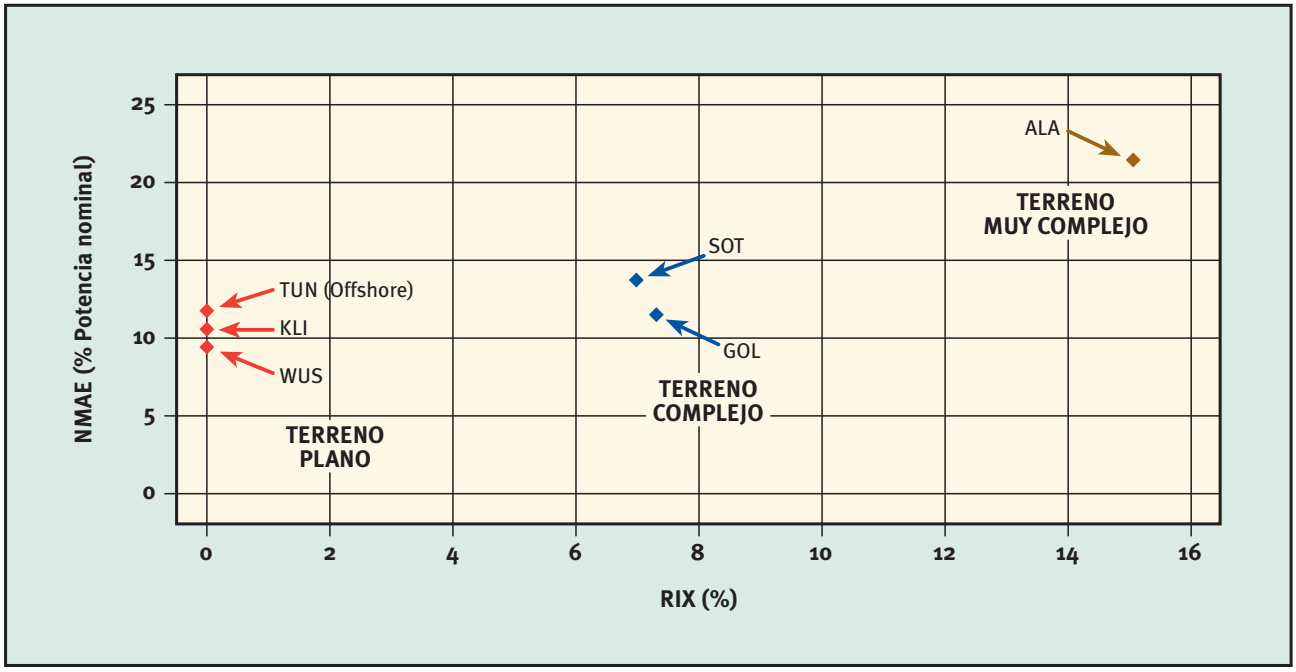
También se ha podido constatar que, tanto desde el punto de vista cualitativo como cuantitativo, la eficacia de las predicciones depende en gran medida de la complejidad del terreno, de forma que, a mayor complejidad del terreno (valores superiores del RIX[15]), menor eficacia en las predicciones. La influencia del terreno se refleja en las dos figuras de la página siguiente.

[14] R2 representa la habilidad de un modelo para explicar la varianza de los datos. Su valor varía entre 0 (malas predicciones) y 1 (predicciones perfectas).

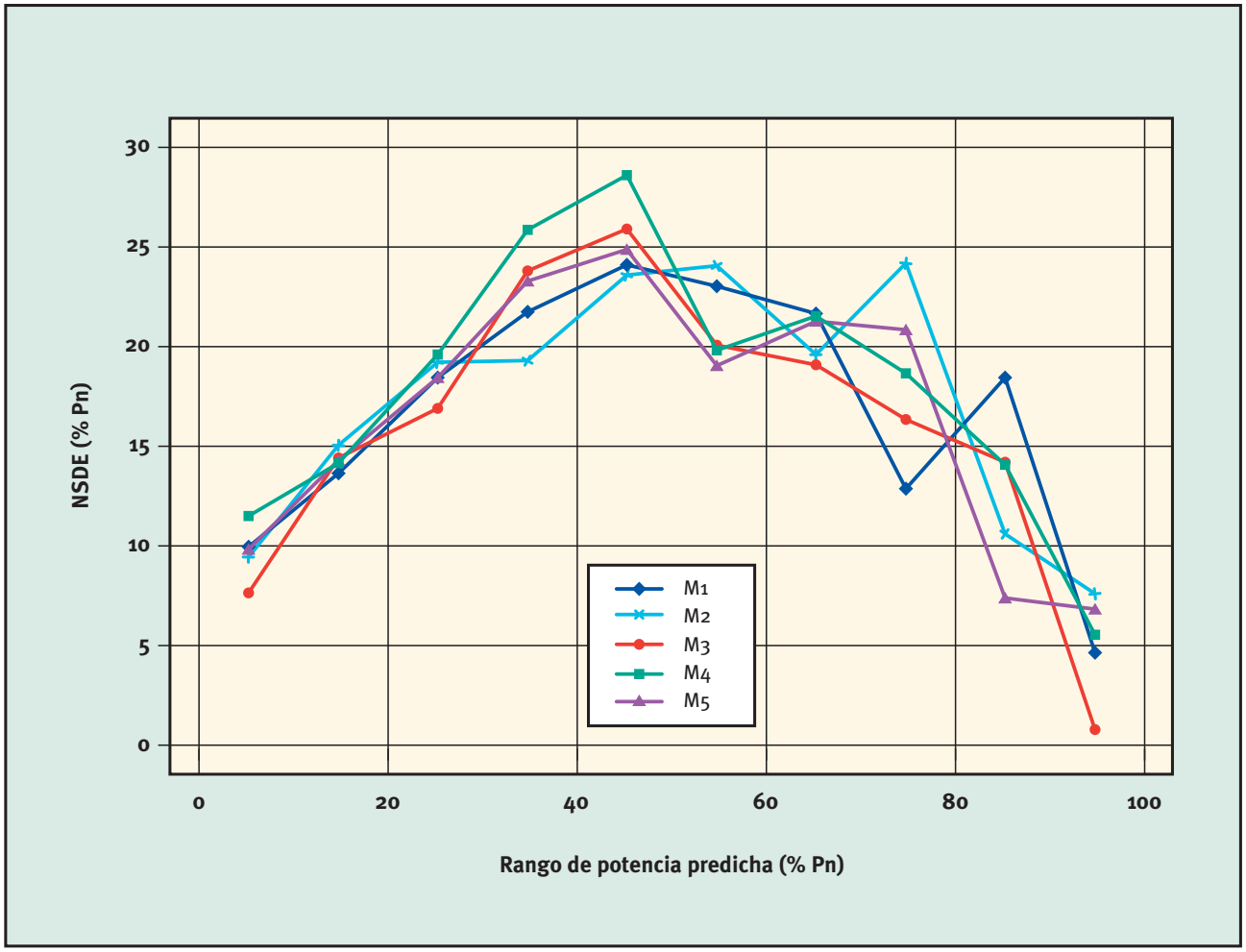
[15] RIX (Índice de Complejidad del Terreno).

Error de Predicción con relación a la complejidad del terreno para un horizonte de predicción de 12 horas





Desviación Estándar Normalizada de la distribución de los Errores frente al rango de potencia pronosticada

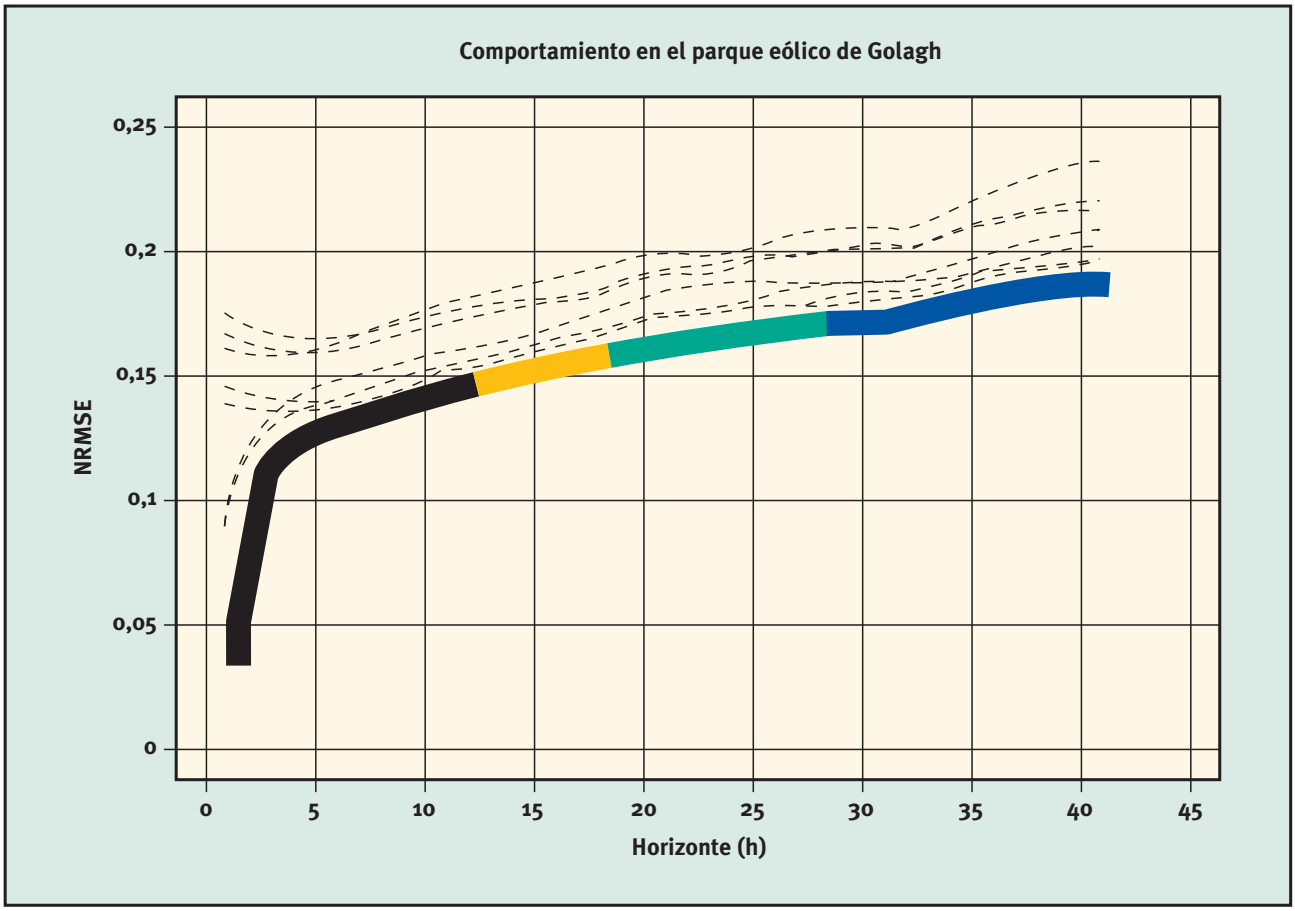


Igualmente se han llevado a cabo verificaciones de los resultados estudiando las distribuciones de los errores de las predicciones. Por ejemplo, es bien sabido que la curva de potencia modifica los errores de la predicción amplificando o disminuyendo éstos, dependiendo del nivel de velocidad de viento predicha y, por lo tanto, alterando la forma de las distribuciones de los errores. Son numerosos los estudios que se han centrado en el efecto que la curva de potencia tiene sobre el nivel general de error basándose en medidas de producción. Sin embargo, en este proyecto se ha ido más allá, habiéndose demostrado que el nivel de la potencia predicha tiene cierto impacto sobre las características del error. Un ejemplo de este aspecto sería la dependencia de la desviación estándar con la potencia predicha.

Otro aspecto importante y novedoso de este proyecto ha sido la posibilidad de combinar varios modelos para dar una predicción combinada. En este sentido, se han desarrollado diversos procedimientos alternativos, todos ellos de tipo adaptativo y fáciles de implementar en un sistema de predicción operativo. Inicialmente se consideraron distintas alternativas de combinación adaptativa basadas en diversas teorías, entre las que se pueden citar la teoría de la combinación óptima de las predicciones, la teoría del mínimo riesgo y la basada en regresiones con selección recursiva de variables.

Cabe destacar una última propuesta de combinación, conocida como *Combinación Exponencial Adaptativa (AEC)*, basada en una metodología de combinación de dos etapas donde se pretende aprovechar las ventajas ofrecidas por distintas metodologías de combinación. Dichas metodologías se clasifican en dos clases según su objetivo de combinación: combinación para mejora, y combinación para adaptación. La primera metodología persigue la mejor combinación lineal de un conjunto de predicciones, haciendo uso para ello de aproximaciones regresivas. Por su parte, la segunda es similar a una selección dinámica de modelos, en la que se busca la combinación que se comporte como la mejor predicción individual.

Ejemplo de los errores de predicción de los modelos individuales (líneas discontinuas) y mejora esperada con la combinación de ellos para el parque de Golagh



5

Beneficio de la predicción eólica

5 Beneficio de la predicción eólica

La participación de la producción de origen eólico en el mercado eléctrico requiere de un programa de predicción adecuado. En algunos países europeos existe un mercado diario donde se pueden presentar ofertas hasta con aproximadamente 12 horas de antelación respecto al periodo real de operación. Los desajustes entre la producción real y la predicha pueden suponer una pérdida de ingresos. En ocasiones, es posible reducir esta pérdida gracias al mercado intradiario donde pueden actualizarse las ofertas realizadas en el mercado diario. Los gestores de los parques eólicos pueden además hacer uso de herramientas de predicción con el fin de reducir aún más sus posibles pérdidas. Estas pérdidas dependen en buena medida de la precisión de las herramientas de predicción utilizadas. Dicha precisión, que ha sido evaluada en el marco del proyecto ANEMOS, difiere según el caso de estudio así como según el horizonte comprendido entre el cierre del periodo de recepción de ofertas y el tiempo de operación.

El importe de los ingresos de un parque eólico se ve afectado por el coste de compra-venta de la energía en el mercado de electricidad, siendo distinto según la situación. Este coste varía según los mercados y también a lo largo del tiempo, pudiendo ser nulo en caso de que las desviaciones incurridas sean de signo contrario a la desviación global del sistema. Como ya se ha mencionado con anterioridad, un parque eólico podrá utilizar un programa avanzado de predicción eólica similar al producto ANEMOS y reducir sus costes derivados de los desajustes entre la producción real y la programada. En este sentido, cabe destacar que uno de los objetivos prioritarios del proyecto ANEMOS ha sido determinar el valor de la predicción eólica para mejorar la competitividad de la energía eólica y estimular su participación en los mercados. Para este fin se han seguido dos enfoques:

- Uno **genérico**, que parte de una hipótesis simplificada para llegar a conclusiones generales independientes del mercado.

- Otro basado en una **simulación real de los mercados** (caso holandés y español), para poder evaluar con detalle los ingresos de los parques eólicos. En esta metodología se incluyen **estrategias** de presentación de ofertas basadas en la incertidumbre esperada asociada a las predicciones.

De acuerdo al primero de los enfoques, se consideran los precios medios del mercado eléctrico para todo el periodo de estudio, con lo que se consiguen resultados independientes del comportamiento de los precios de un sistema específico. Uno de los principales resultados es que para un parque eólico que participe en el mercado diario, asumiendo los mismos precios de compra o venta de energía en el mercado regulado, las pérdidas pueden disminuir en ocasiones hasta un 50% cuando se sustituye el modelo de persistencia por una herramienta de predicción.

Con relación al segundo enfoque, dentro del proyecto ANEMOS se ha desarrollado un programa capaz de simular en detalle el proceso de realización de ofertas de los parques eólicos. La herramienta permite considerar dos posibles escenarios de simulación de ofertas, diferenciándose entre sí en el uso o no de la incertidumbre asociada a las predicciones.

En el escenario más sencillo se procedería a utilizar únicamente las **"predicciones puntuales"**, asumiendo que éstas representan las ofertas óptimas. En este caso se pueden utilizar modelos avanzados de predicción o bien el propio modelo de persistencia, encontrándose una relación directa entre el coste de los desvíos y la precisión de la predicción.

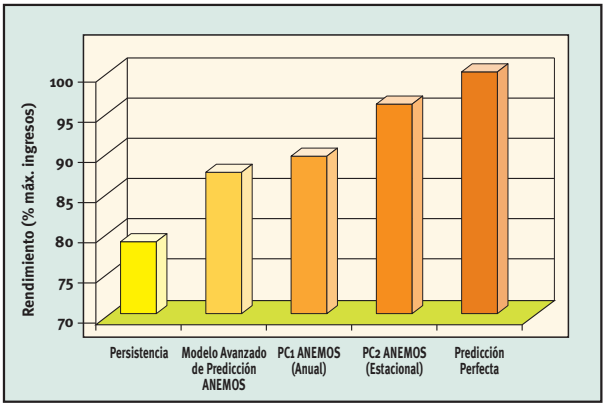
El escenario más complejo permite formular estrategias avanzadas de mercado al disponer de información complementaria como la incertidumbre, presentada ésta en forma de intervalos de predicción o predicciones probabilísticas. Esta información adicional se completa con una simulación del coste derivado de los errores de predicción, integrando ésta en un proceso de toma de decisiones. Con ello se pretende optimizar las ofertas, aspecto que adquiere una especial relevancia cuando se trata del mercado eléctrico. En este contexto, el mejor modelo no es necesariamente el que proporciona las predicciones más precisas, sino el que permite definir una estrategia óptima de realización de ofertas. Una de las formas de proceder es la **Opción Probabilística** *(Probabilistic Choice, PC)*, que trata de minimizar los costes esperados y, por tanto, maximizar los beneficios.

Por otra parte, conviene estimar los costes medios de los desvíos, tanto en base anual como en base estacional. Esto es debido a que, tanto la generación como los hábitos de consumo energético y respectivas necesidades de regulación, pueden variar significativamente de un periodo a otro, por lo que los costes de los desvíos también

tienden a variar de la misma forma. Así, cuando los costes se refieran a una base anual, se utilizaría un mismo modelo para todo el año (PC1), mientras que en caso contrario, se precisaría un modelo para cada estación (PC2), siendo más ventajosa la segunda opción, tal y como se puede apreciar en la figura expuesta más adelante.

Un análisis comparativo de distintas estrategias conduce a los resultados mostrados a continuación. Éstos se comparan con los ingresos que supondría el uso de predicciones perfectas.

Evaluación de los ingresos obtenidos en el mercado eléctrico para un parque eólico



Las estrategias expuestas, según orden de presentación, corresponden a ofertas basadas en el modelo de persistencia, en un modelo avanzado de predicción, y en la última metodología descrita (PC).

Se observa que el uso de modelos avanzados de predicción conduce a una mejora de los ingresos esperados al reducir el coste de los desvíos. La aplicación de estrategias optimizadas basadas en predicciones probabilísticas permite incrementar aún más los ingresos, aunque a expensas de aumentar los desvíos. No obstante, la energía desviada suele ir en sentido contrario al sistema, por lo cual resulta favorable al proceso de gestión.

Como conclusión, las herramientas de predicción eólica contribuyen a reducir las penalizaciones resultantes de los desvíos incurridos entre la producción real y la programada. De manera adicional, las estrategias orientadas al mercado permiten, no solo minimizar el riesgo derivado de la participación en el mercado, sino que, en general, también ayudan a reducir el desequilibrio global del sistema eléctrico, puesto que tienden a ir en sentido opuesto a éste.

	Persistencia	Modelo Avanzado ANEMOS	PC1	PC2	Predicción Perfecta
Energía Desviada (%)	74,6	40,6	45,7	84,7	0
Rendimiento (%)	79,1	87,0	89,1	96,2	100

6 Conclusiones

6 Conclusiones

La consecución de los objetivos establecidos en el proyecto ANEMOS ha sido posible gracias al carácter altamente multidisciplinar de los organismos que han formado el consorcio, constituido por centros de investigación, universidades, productores y distribuidores de energía, centros meteorológicos y otros organismos relacionados con la energía eólica en Europa. Este consorcio ha contado, además, con una alta participación española a través de seis entidades presentes en distintos grupos de trabajo, liderando algunos de ellos y poniendo a disposición del proyecto tanto herramientas de predicción como medidas reales de parques en operación.

Un aspecto importante que este proyecto ha permitido evaluar ha sido tanto la exactitud de las predicciones como la robustez y fiabilidad de los sistemas de predicción. Estas variables resultan críticas a la hora de conocer las capacidades operativas de estos sistemas con vistas a su uso de forma rutinaria.

En el seno del proyecto se ha establecido una especificación y estandarización de datos, tanto estáticos como dinámicos, procedentes de entornos y herramientas muy variadas, construyendo un marco que ha permitido realizar comparaciones y combinaciones de modelos.

Dado el alto número de parques eólicos propuestos para llevar a cabo el estudio se hizo necesaria una selección previa de los parques óptimos con los que comenzar el estudio de intercomparación de modelos. Para ello se atendió a aspectos clave, como la información técnica disponible sobre el parque, la información meteorológica, la disponibilidad de datos en tiempo real, los sistemas de adquisición de datos y la información geográfica. Los parques que han intervenido inicialmente en la evaluación de las herramientas de predicción fueron: parque de Wusterhusen, en Alemania, parques de Alaiz y de Sotavento, en España, parques de Klim y Tunø, en Dinamarca, y el Parque de Golagh, en Irlanda. Posteriormente, la evaluación se ha ido extendiendo a un mayor número de parques, aunque la instalación de la plataforma y evaluación en tiempo real de los modelos se ha limitado a los seis parques antes citados.

Para poder organizar la ingente cantidad de información procedente de los parques, de los modelizadores y de los centros externos de predicción, así como de los usuarios finales, se ha creado una base de datos relacional que ha permitido minimizar errores y ambigüedades, suficientemente genérica e independiente de la aplicación del usuario final, capaz de anticipar posibles cambios en el sistema, robusta, estable y de bajo mantenimiento. Como sistema de gestión de la base de datos se optó por el sistema "MySQL" por ser un entorno de software libre, muy extendido y aceptado para este tipo de aplicaciones.

Con respecto al protocolo de intercambio de datos, dada la complejidad del sistema, se ha desarrollado un sistema de servicios "Web" basados en el protocolo SOAP y programado en lenguaje Java. Esto ha permitido que cada componente del sistema ofrezca un servicio especializado y que esté disponible para otros sistemas a través de una interfaz de usuario.

En cuanto a las herramientas de predicción consideradas en el proyecto, éstas representan una buena muestra de las herramientas de predicción existentes que disponían ya de cierta experiencia en el campo de la predicción eólica al comienzo del proyecto. Por otra parte, este grupo de modelos representa un espectro muy variado en lo que respecta a las aproximaciones metodológicas, los tipos de datos que utilizan y los aspectos puramente operacionales. Un valor añadido de este proyecto ha sido la realización de un análisis comparativo de los resultados de los distintos modelos, junto con el estudio de la sinergia existente al combinar las salidas de unos con otros, así como el poder establecer futuras líneas de investigación y desarrollo que permitan aumentar la exactitud de los mismos.

Dentro de la categoría de los modelos de predicción basados en métodos estadísticos y empíricos *("downscaling estadístico")*, también se ha considerado una amplia variedad de aproximaciones. Entre las metodologías analizadas se encuentran los modelos que hacen uso de técnicas MOS, los que utilizan filtros de Kalman y los que se basan en redes neuronales o lógica borrosa. Con los modelos basados en filtros de Kalman se han conseguido reducciones del error en el pronóstico de hasta un 20% en algunos casos, especialmente para horizontes largos de predicción. En cuanto a los errores de predicción, cabe recordar que los errores en la predicción numérica del modelo meteorológico global o de área limitada representan la principal fuente de error. Por otro lado, en lo que respecta a los modelos basados en técnicas MOS, se ha avanzado en la selección de los predictores y en la utilización de los componentes principales para mejorar las predicciones.

Estos modelos se han revelado además como una herramienta casi indispensable como etapa final de un downscaling físico, especialmente en situaciones de terreno complejo, pudiendo reemplazar a las modelizaciones físicas de alta resolución que requerirían un mayor coste computacional.

Finalmente, los modelos basados en redes neuronales han permitido el desarrollo de curvas bidimensionales del parque al introducir, no solo la influencia de la velocidad de viento, sino también su dirección. Igualmente, se han mostrado como herramientas eficaces para la predicción de la producción a partir de las predicciones numéricas de un modelo regional o área limitada.

Otro resultado interesante y novedoso de este proyecto ha sido el desarrollo de herramientas de cálculo de la incertidumbre de las predicciones, un aspecto clave cuando se pretenden llevar a cabo predicciones de forma operativa. En este contexto, se han desarrollado herramientas basadas en la utilización de índices de riesgo relacionados con el grado de predictibilidad meteorológica de la predicción por conjuntos. Igualmente, se han desarrollado modelos de inferencia mediante lógica borrosa, que permiten obtener distribuciones condicionales del error, dependientes de las características de la predicción.

En lo que respecta a las técnicas relativas al downscaling físico, se han probado dos metodologías distintas. Por un lado, se han analizado los resultados obtenidos mediante el uso de modelos físicos anidados a una predicción numérica de menor resolución. Por otro lado, también se han evaluado los resultados obtenidos al dejar evolucionar un modelo de mesoescala hasta el estado estacionario a partir de unas condiciones iniciales prescritas. Asimismo, se han analizado aspectos tales como las parametrizaciones de la capa límite, la influencia de las secuencias de anidamiento y de la resolución en los errores de predicción.

Igualmente, en el marco de este proyecto se han desarrollado modelos de predicción estadísticos y físicos específicos para parques marinos, considerando para ello los últimos avances en meteorología marina, tales como las interacciones entre el viento y las olas o la influencia de la costa. Se han investigado asimismo los posibles beneficios que el uso de las imágenes vía satélite tiene sobre la determinación de los patrones meteorológicos a nivel local.

Por otra parte, en lo referente a las técnicas de modelización, se han contrastado y desarrollado modelos de regionalización de las predicciones *("Upscaling")*. Se han podido comprobar los beneficios derivados de la agrupación de parques, pudiendo destacar entre éstos la disminución de los errores debido a la atenuación espacial que sufren las predicciones, y el gran ahorro computacional con respecto a la predicción individual.

Adicionalmente, como resultado de las investigaciones y esfuerzos del proyecto, ha sido posible el desarrollo de una plataforma software de integración de los modelos de predicción, y finalmente la instalación de la misma en varios de los usuarios finales participantes en el proyecto, entre ellos los parques de Sotavento y Alaiz en España, a fin de optimizar las predicciones operativas, tanto a nivel de parques individuales como de agrupaciones de parques. Esta plataforma, a lo largo de los primeros meses de su desarrollo, ha demostrado una disponibilidad del 100%. Actualmente, se siguen incorporando a ella nuevos modelos con el fin de mejorar las posibilidades de combinación entre un mayor número de modelos, y con ello las predicciones.

Por otro lado, en lo que se refiere al valor económico de la predicción, se puede concluir que el uso de herramientas avanzadas de predicción supone un beneficio considerable para aquellos promotores que opten por participar en un mercado eléctrico liberalizado.

Dada la propia intermitencia inherente a la energía eólica siempre habrá un coste ligado a los errores de predicción, razón por la cual resulta conveniente considerar una orientación probabilística en la predicción de la producción eólica a fin de plantear estrategias óptimas de mercado.

Finalmente, el proyecto ANEMOS evidencia el buen nivel que Europa, y también nuestro país, presenta en el campo de la predicción eólica. Prueba de ello es la gran diversidad de centros tecnológicos, universidades y organismos variados presentes desde hace décadas en el panorama europeo, y que mediante proyectos como ANEMOS colaboran en un intento de aunar sus esfuerzos para la mejora del conocimiento y desarrollo actual en lo referente a la investigación en este ámbito de la predicción.

Los desarrollos alcanzados permitirán consolidar la posición de liderazgo que, como ya se mencionaba en la introducción inicial, Europa presenta en el sector de la energía eólica.

Apéndices

A.I Glosario de términos de error utilizados

Anotaciones:	
P_{inst}	Potencia instalada del parque eólico
K: 1,2,..$K_{máx}$	Horizonte de predicción (Nº de pasos temporales)
$K_{máx}$	Horizonte máximo de predicción
N	Nº de datos utilizados para la evaluación del modelo
p	Nº de parámetros estimados utilizando los datos considerados
P (t+k):	Potencia medida en el instante t+k
^P(t+k):	Potencia predicha para el instante t+k y efectuada en el instante t
e(t+k):	Error de predicción correspondiente al instante t+k para la predicción efectuada en el instante t
€(t+k):	Error de predicción normalizado (respecto a la capacidad instalada)

Definición de medidas de error:

Definiciones de error de predicción

En general, en el campo de la predicción de series temporales el error de predicción se define como la diferencia entre el valor medido y el valor predicho. El error de predicción en el horizonte k se define como:

$$e(t+k|t) = P(t+k) - \hat{P}(t+k|t)$$

A menudo, conviene normalizar el error de predicción con el fin de independizar los resultados del tamaño de los parques eólicos:

$$\epsilon(t+k|t) = \frac{1}{P_{inst}}(P(t+k) - \hat{P}(t+k|t))$$

Cualquier error se puede descomponer en un error aleatorio y otro sistemático. Es deseable que los modelos no presenten error sistemático. Sin embargo, el uso de un módulo MOS permite corregir esto tanto en los modelos físicos como estadísticos.

Definiciones de medidas de error

El sesgo **BIAS** se estima como el error medio sobre el periodo completo de evaluación, y se calcula para cada horizonte.

$$BIAS(k) = \frac{1}{N}\sum_{t=1}^{N} e(t+k|t)$$

Proporciona información sobre la tendencia del modelo a sobreestimar o subestimar una variable. Cuantifica el error sistemático del modelo.

Otros dos criterios básicos para reflejar el comportamiento de un predictor son el Error Absoluto Medio, **MSE** (Mean Square Error), y la Raíz del Error Cuadrático Medio, **RMSE** (Root Mean Square Error), estando presentes en ambos criterios tanto el error sistemático como el aleatorio.

El **Error Absoluto Medio** se define de la siguiente manera:

$$MAE(k) = \frac{1}{N}\sum_{t=1}^{N} |e(t+k|t)|$$

Por su parte, la **Raíz del Error Cuadrático Medio** se define como:

$$RMSE(k) = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{N}(e(t+k|t))^2}{N-p}} = \sqrt{MSE}$$

Una alternativa al uso del criterio *RMSE* es considerar la **Desviación Estándar de los Errores**, SDE (Standard Deviation of Errors):

$$SDE(k) = \left(\frac{\sum_{t=1}^{N}(e(t+k|t) - \overline{e(k)})^2}{N-(p+1)}\right)^{\frac{1}{2}}$$

El criterio *SDE* supone una estimación de la desviación estándar de la distribución de errores, y solo presenta una contribución del error aleatorio.

Estadísticamente, los valores del *BIAS (k)* y *MAE (k)* se asocian con el primer momento del error de predicción y, por tanto, están directamente relacionadas con la energía producida. Por su parte, los valores del *RMSE (k)* y *SDE (k)* se asocian con el momento de segundo orden, y por tanto, con la varianza del error de predicción.

Todas las medidas de error anteriores se pueden expresar en forma del error de predicción *e(t+k)* o bien en forma del error de predicción normalizado *€(t+k)*. En el segundo caso, las medidas de error se identificarían como NBIAS, NMAE, NRMSE y NSDE.

A.II Bibliografía

Barquero, G.C. *Development of Efficient Wind Power Prediction Systems: Anemos Project. Contribution of the IDAE*, CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition EWEC 2003, Madrid, Spain, June 16-19, 2003.

Barthelmie, R.J., Frandsen, S., Pryor, S. and Larsen, S. *Analytical and empirical modelling of large wind farm clusters*, The science of making torque from wind - EWEA special topic conference, Delft, April 2004, 292-303.

Barthelmie, R.J., Giebel, G., Jorgensen, B.H. and Badger, J. *Comparison of corrections to site wind speeds in the offshore environment: value for short-term forecasting*, CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC 2004, London, UK, 22-25 November 2004.

Barthelmie, R.J. and Pryor, S.C. *Challenges in predicting power output from offshore wind farms*, Journal of Energy Engineering on Sustainable Energy Systems (submitted), 2004.

Barthelmie, R.J., Giebel, G. and Badger, J. *Short-term forecasting of wind speeds in the offshore environment*, CD-Rom Proceedings of Copenhagen Offshore Wind 2005 Conference, Copenhagen, Denmark, 26-28 October 2005.

Bremen, L.v., Tambke, J., Poppinga, C., Graewe, U. and Heinemann, D. *On the Decision to take forecasted or analysed Wind Speeds for the Development of statistical Wind Power Prediction Algorithms*, Fifth Annual Meeting of the European Meteorological Society, Abstract-No. EMS05-A-00402, EMS Annual Meeting Abstracts, ISSN 1812-7053, Utrecht, 2005.

Cabezón, D., Marti, I., San Isidro, M.J. and Pérez., I. *Comparison of Methods for Power Curve Modelling*, CD-Rom Proceedings of the Global WindPower 2004 Conference, Chicago, Illinois, USA, March 28-31, 2004.

Focken, U., Lange, L., Tambke, J. and Waldl, H.P. *Predicting Offshore Windpower*, CD-Rom Proceedings of the 4th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind farms, Billund, Denmark, October 20-21, 2003.

Giebel, G., Landberg, L., Kariniotakis, G. and Brownsword, R. *State-of-the-Art on Methods and Software Tools for Short-Term Prediction of Wind Energy Production*, CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition EWEC 2003, Madrid, Spain, June 16-19, 2003.

Giebel, G., Kariniotakis, G. and Brownsword, R. *The State-of-the-Art in Short-Term Prediction of Wind Power - From a Danish Perspective*, CD-Rom Proceedings of the 4th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind farms, Billund, Denmark, October 20-21, 2003.

Giebel, G. et al. *Short-term Forecasting Using Advanced Physical Modelling - The Results of the Anemos Project. Results from mesoscale, microscale and CFD modelling*, In Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006, Athens, Greece, 27/2-2/3 2006.

Kariniotakis, G. et al. *ANEMOS: Development of a next generation wind power forecasting system for the large-scale integration of onshore and offshore wind farms*. Proceedings of the EGS-AGU-EUG Joint Assembly, 06-11 April 2003, Nice, France, Vol. 5, 13588.

Kariniotakis, G. et al. *ANEMOS: Development of a Next Generation Wind Power Forecasting System for the Large-Scale Integration of Onshore and Offshore Wind Farms*, CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition EWEC 2003, Madrid, Spain, June 16-19, 2003.

Kariniotakis, G. and the Anemos Team. *Towards Next Generation Sort-term Forecasting of Wind Power*, CD-Rom Proceedings of the Global WindPower 2004 Conference, Chicago, Illinois, USA, March 28-31, 2004.

Kariniotakis, G. and Pinson, P. *Uncertainty of Short-term Wind Power Forecasts - A Methodology for On-line Assessment*, CD-Rom Proceedings of 8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2004, Ames, Iowa, USA, September 12-16, 2004.

Kariniotakis, G. et al. *The ANEMOS Project: Next Generation Forecasting of Wind Power*, CD-Rom Proceedings of the 2004 German Wind Energy Conference DEWEC '04, Wilhelmshaven, Germany, 20-21 October 2004.

Kariniotakis, G., Pinson, P., Siebert, N., Giebel, G. and Bartelmie, R.J. *The State of the Art in Short-term Prediction of Wind Power - From an Offshore Perspective*, Symposium ADEME, IFREMER, "Renewable energies at sea", Brest, France, October 20-21, 2004.

Kariniotakis, G., Marti, I. et al. *What Performance Can Be Expected by Short-term Wind Power Prediction Models Depending on Site Characteristics?*, CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC 2004, London, UK, 22-25 November 2004.

Kariniotakis, G. *Development of a Next Generation Wind Power Forecasting System for the Large-Scale Integration of Onshore and Offshore wind farms*, In Proceedings of the 2nd IEA Joint Action Symposium on Wind Forecasting Techniques, Lyngby, Denmark, June 2004.

Kariniotakis, G. et al. *Next generation forecasting tools for the optimal management of wind generation*, Accepted after peer review for publication at the 2006 PMAPS Conference, IEEE Conference, "Probabilistic Methods Applied to Power Systems", Stockholm, Sweden, June 2006.

Kariniotakis, G. et al. *Next Generation Short-term Forecasting of Wind Power - Overview of the Anemos Project*, In Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006, Athens, Greece, 27/2-2/3 2006.

Lange, M. et al. *ANEMOS - Vergleich und Verbesserung existierender europäischer Windleistungvorhersagemodelle - ANEMOS - Comparison and Improvement of Existing European Wind Power Prediction Models*, Proceedings of the 2002 DEWEK Conference, Wilhelmshaven, Germany, October 23-24, 2002.

Lange, M. and Heinemann, D. *Relating the uncertainty of short-term wind speed predictions to meteorological situations with methods from synoptic climatology*, CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition EWEC 2003, Madrid, Spain, June 16-19, 2003.

Lange, M., Tambke, J., Focken, U., Wolff, J.O. and Bye, J.A.T. *Forecasting Offshore Wind Power*, CD-Rom Proceedings of the EWEA Special Topic Conference: "The Science of making Torque from Wind", Delft, The Netherlands, April 19-21, 2004.

Lange, M. *On the Uncertainty of Wind Power Predictions*, CD-Rom Proceedings of the EWEA Special Topic Conference: "The Science of making Torque from Wind", Delft, The Netherlands, April 19-21, 2004.

Louka, P., Galanis, G., Siebert, N., Kariniotakis, G., Katsafados, P., Kallos, G. and Pytharoulis, I. *Improvements in wind speed forecasts for wind power prediction purposes using Kalman filtering*, CD-Rom Proceedings of the CMMSE 2005, ISBN number 84-609-4844-7.

Madsen, H., Kariniotakis, G., Nielsen, H.Aa., Nielsen, T.S. and Pinson, P. *A Protocol for Standardising the Performance Evaluation of Short-Term Wind Power Prediction Models*, CD-Rom Proceedings of the Global WindPower 2004 Conference, Chicago, Illinois, USA, March 28-31, 2004.

Madsen, H., Kariniotakis, G., Nielsen, H.Aa., Nielsen, T.S. and Pinson, P. *Standardising the Performance Evaluation of Short-Term Wind Power Prediction Models*, Wind Engineering, vol 29, nº 6, pp. 475-489, December, 2005.

Marti, I. et al. *LocalPred and RegioPred. Advanced tools for wind energy prediction in complex terrain*, CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition EWEC 2003, Madrid, Spain, June 16-19, 2003.

Marti, I., San Isidro, M.J., Cabezón, D., Loureiro, Y., Villanueva, J., Cantero, E. and Pérez, I. *Wind Power Prediction in Complex Terrain: From the Synoptic Scale to the Local Scale*, CD-Rom Proceedings of the Conference: The Science of making Torque from Wind, Delft, The Netherlands, April 19-21, 2004.

Marti, I. et al. *Evaluation of Advanced Wind Power Forecasting Models - The Results of the Anemos Project*, In Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006, Athens, Greece, 27/2-2/3 2006.

Navarro, J. et al. *Using the MM5 model for wind prediction in a complex terrain site,* CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition EWEC 2003, Madrid, Spain, June 16-19, 2003.

Nielsen, T.S. et al. *Advanced Statistical Modelling and Uncertainty Assessment for Wind Power Forecasting*, In Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006, Athens, Greece, 27/2-2/3 2006.

Pinson, P. and Kariniotakis, G. *On-line Assessment of Prediction Risk for Wind Power Production Forecasts*, CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition EWEC 2003, Madrid, Spain, June 16-19, 2003.

Pinson, P., Siebert, N. and Kariniotakis, G. *Forecasting of Regional Wind Generation by a Dynamic Fuzzy-Neural Networks Based Upscaling Approach.*, CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition EWEC 2003, Madrid, Spain, June 16-19, 2003.

Pinson, P. and Kariniotakis, G. *Uncertainty and Prediction Risk Assessment of Short-term Wind Power Forecasts*, CD-Rom Proceedings of the Conference: The Science of making Torque from Wind, Delft, The Netherlands, April 19-21, 2004.

Pinson, P. and Kariniotakis, G. *On-line Adaptation of Confidence Intervals based on Weather Stability for Wind Power Forecasting*, CD-Rom Proceedings of the Global WindPower 2004 Conference, Chicago, Illinois, USA, March 28-31, 2004.

Pinson, P., Ranchin, T. and Kariniotakis, G. *Short-term Wind Power Prediction for Offshore Wind Farms - Evaluation of Fuzzy-Neural Network Based Models*, CD-Rom Proceedings of the Global WindPower 2004 Conference, Chicago, Illinois, USA, March 28-31, 2004.

Pinson, P. and Kariniotakis, G. *On-line Assessment of Prediction Risk for Wind Power Production Forecasts*, Wind Energy Journal, vol. 7, pp. 119-132, May-June 2004.

Pinson, P., Chevallier, C. and Kariniotakis, G. *Optimizing Benefits from Wind Power Participation in Electricity Markets using Wind Power Forecasting Embedded with Uncertainty Management Tools*, paper accepted for publication at the European Wind Energy Conference EWEC 2004, London, UK, 22-25 November 2004.

Pinson, P., Juban, J. and Kariniotakis, G. *On the Quality and Value of Probabilistic Forecasts of Wind Generation*, Accepted after peer review for publication at the 2006 PMAPS Conference, IEEE Conference, "Probabilistic Methods Applied to Power Systems", Stockholm, Sweden, June 2006.

Pinson, P., Nielsen, H.Aa., Nielsen, T.S., Madsen, H. and Kariniotakis. G. *Properties of interval and quantile forecasts of wind generation and their evaluation*, In Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006, Scientific Track, Athens, Greece, 27/2-2/3 2006.

Sánchez, I. *Recursive Estimation of Dynamic Models Using Cook's Distance*, With Application to Wind Energy Forecast", Technometrics, vol. 48, nº 1, pp. 61-73, 2006.

Sánchez, I. *Short-term prediction of wind energy production*, International Journal of Forecasting, vol. 22, Issue 1, pp. 43-56, January-March 2006.

Siebert, N. and Kariniotakis, G. *Reference wind farm selection for regional wind power prediction models*, In Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006, Athens, Greece, 27/2-2/3 2006.

Tambke, J., Focken, U., Lange, L. and Heinemann, D. *Previento meets Horns Rev - Short Term Wind Power Prediction- adaption to offshore sites*, CD-Rom Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition EWEC 2003, Madrid, Spain, June 16-19, 2003.

Tambke, J., Bye, J.A.T., Lange, M., Focken, U. and Wolff, J.O. *Wind Profiles over the North Sea - Measurements compared to an Air-Sea-Interaction Model*, CD-Rom Proceedings of the German Wind Energy Conference DEWEK'04, Wilhelmshaven, Germany, 20-21 October 2004.

Tambke, J., Lange, M. and Focken, U. *Wind Power Forecasts for the North and Baltic Sea*, CD-Rom Proceedings of the German Wind Energy Conference DEWEK'04, Wilhelmshaven, Germany, 20-21 October 2004.

Tambke, J., Bye, J.A.T., Poppinga, C., Lange, B., Claveri, L., Bremen, L.v. and Wolff, J.O. *Wind Speed Profiles above the North Sea*, EUROMECH Colloquium 464b Wind Energy, Oldenburg, 2005.

Tambke, J., Bye, J.A.T., Lange, M., Focken, U. and Wolff, J.O. *Modelling Offshore Wind Profiles using Inertially Coupled Wave Boundary Layers*, CD-Rom proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC 2004, London, UK, 22-25 November 2004.

Tambke, J., Poppinga, C., Bremen, L.v., Claveri, L., Lange, M., Focken, U., Bye, J.A.T. and Wolff, J.O. *Forecasting 25GW Wind Power above North and Baltic Sea*, Proceedings of the Copenhagen Offshore Wind Conference COW, Copenhagen, 2005.

Tambke, J., Lange, M. and Focken, U. *Forecasting Offshore Wind Speeds above the North Sea*, Wind Energy Journal, vol. 8, pp. 3-16, January-March 2005.

Tambke, J., Bremen, L.v., Poppinga, C., Wolff, J.O. and Bye, J.A.T. *Forecasting Wind Power above North and Baltic Sea using Combined and Refined Numerical Weather Predictions*, Proceedings of the Fifth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Glasgow, 2005.

Tambke, J., Bye, J.A.T., Lange, B. and Wolff, J.O. *Wind Velocity Profiles up to 100m above the North Sea - Observations compared to a Model of Wave-Coupled Ekman Layers*, Geophysical Research Abstracts, vol. 7, 06884, 2005, SRef-ID: 1607-7962/gra/EGU05-A-06884.

Tambke, J., Lange, M., Focken, U., Bremen, L.v. and Lange, B. *Wind Speed Forecasts for the North and Baltic Sea - Verification against 10m to 100m Observations*, Geophysical Research Abstracts, vol. 7, 10222, 2005, SRef-ID: 1607-7962/gra/EGU05-A-10222.

Tambke, J., Poppinga, C., Claveri, L., Bremen, L.v. and Graewe, U. *Quality of two different Wind Speed Forecasts for the North and Baltic Sea*, Fifth Annual Meeting

of the European Meteorological Society, Abstract-Nº EMS05-A-00410, EMS Annual Meeting Abstracts, ISSN 1812-7053, Utrecht, 2005.

Tambke, J.T., Bye, J.A., Claveri, L., Bremen, L.v., Lange, B. and Wolff, J.O. *Wind Speeds and Momentum Fluxes in the Marine Boundary Layer of the North Sea - Predictions and 1 Year Measurements up to 100m Height*, Fifth Annual Meeting of the European Meteorological Society, Abstract-Nº EMS05-A-00254, EMS Annual Meeting Abstracts, ISSN 1812-7053, Utrecht, 2005.

Tambke, J., Claveri, L., Bye, J.A.T., Poppinga, C., Lange, B., Bremen, L.v. and Wolff, J.O. *Marine Meteorology for Multi-Mega-Watt Turbines*, Proceedings of the Copenhagen Offshore Wind Conference COW, Copenhagen, 2005.

Tambke, J., Poppinga, C., Bremen, L.v., Claveri, L., Lange, M., Focken, U., Bye, J.A.T. and Wolff J.O. *Advanced Forecast Systems for the Grid Integration of 25GW Offshore Wind Power in Germany*, (peer reviewed) Proceedings of the Scientific Track of the European Wind Energy Conference EWEC, Athens, 2006.

Tambke, J., Claveri, L., Bye, J.A.T., Poppinga, C., Lange, B., Bremen, L.v., Durante, F. and Wolff, J.O. *Offshore Meteorology for Multi-Mega-Watt Turbines*, (peer reviewed) Proceedings of the Scientific Track of the European Wind Energy Conference EWEC, Athens, 2006.

Tambke, J. et al. *Short-term Forecasting of Offshore Wind Farms Production - Developments of the Anemos Project*, In Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006, Athens, Greece, 27/2-2/3 2006.

Usaola, J. and Angarita, J. *Benefits of short term wind power prediction programs for the integration of wind energy in electricity markets*, In Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006, Athens, Greece, 27/2-2/3 2006.

Waldl, H.P., Lange, B. and Focken, U. *Special Issues Concerning Wind Power Prediction for Offshore Wind Farms*, Proceedings of the European Seminar: "Offshore Wind Energy in Mediterranean and other European Seas", OWEMES, Naples, Italy, April 12-13, 2003.

Waldl, I. et al. *The ANEMOS Wind Power Forecasting Platform*, In Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006, Athens, Greece, 27/2-2/3 2006.

c/ Madera, 8 - 28004 Madrid
Tel.: 91 456 49 00. Fax: 91 523 04 14
comunicacion@idae.es
www.idae.es

ISBN 978-84-96680-12-8

P.V.P.: 20 € (IVA incluido)