# EJERCICIO DE PREDICCIÓN

INFORME FINAL

**Proyecto cofinanciado con el programa PROFIT**

**Con la Participación del Instituto Nacional de Meteorología**

**Diciembre 2006**

Autores:

AEE
Alberto Ceña
Jesús Gimeno
Fernando de Sisternes

CEZ
Francisco Mata
Nacho Soucheiron

ECYR
Belén Herrero
Gaspar Iniesta

ENERFÍN
Juan Pablo de Vicente

GAS NATURAL
Jose Antonio Marco
Elena Mateos

IBERDROLA
Iñigo Malo de Molina
Felipe Sánchez

IDAE
Pilar de Arriba,
Santiago González

NEO Energía
Ignacio Láinez

NEO Energía-Generaciones Especiales
Juan Garrido

NEO Energía-Desarrollos Eólicos
Antonio Ruiz

OMEL
Pedro Basagoiti
José Javier González

UNGE-EDP
Lorenzo Pascual
Silvia Muñoz

*GLOSARIO DE TERMINOS UTILIZADOS* ..... *4*

*RESUMEN EJECUTIVO* ..... *7*

**1.- Introducción y objetivos** ..... **9**

**2.- Los precios de la electricidad a lo largo del ejercicio de predicción.** ..... **10**

**3.- Descripción de los parques eólicos** ..... **12**

**4.- Descripción de los modelos** ..... **20**
4.1.- Características de cada modelo ..... 22

**5.- Procedimiento de recogida de la información** ..... **27**
5.1.- Comentarios y propuestas de mejoras por parte de los modelizadores ..... 27

**6.- Resultados del Ejercicio** ..... **29**

**6.1.- Diferencia entre Tarifa regulada y Mercado.** ..... **29**

**6.2.- Resultados por tareas** ..... **31**
6.2.1- Evolución de las predicciones a lo largo del tiempo ..... 31
6.2.2.- Rendimiento de los predictores al final del ejercicio ..... 35

**6.3.- Influencia del terreno. Índice de Complejidad del Terreno (ICT)** ..... **37**
6.3.1.- Introducción ..... 37
6.3.2.- Resultados ..... 38
6.3.2.1.- EMAP en función del ICT ..... 38
6.3.2.2.- EMAE en función del ICT ..... 38
6.3.2.3.- EMAE por direcciones de viento ..... 38
6.3.3.- Conclusiones sobre la influencia de la complejidad del terreno ..... 40

**6.4.- Impacto de la agrupación de parques** ..... **41**
6.4.1.- Evaluación del apantallamiento ..... 41
6.4.2.- Agrupación por parejas ..... 42
6.4.3.- Agrupación por parejas con la potencia de los parques normalizada ..... 45
6.4.3.1- Apantallamiento del Desvío en Función de los GWh de Desvío ..... 45
6.4.4.- Agregación de todos los parques ..... 46
6.4.5.- Coste del desvío al agregar todos los parques ..... 48
6.4.6.- Comparación de los resultados de la agregación de todos los parques utilizando dos predictores. ..... 48
6.4.7.- Conclusiones sobre la agrupación de parques ..... 49

**6.5.- Mejora del error de previsión con las sesiones intradiarias** ..... **49**
6.5.1.- Estudio de errores de previsión y errores en colas ..... 53
6.5.2.- Errores de previsión de Mercado y Tarifa totales ..... 53
6.5.3.- Errores de previsión de Mercado Tarifa en colas ..... 54

**6.6.- Análisis de la persistencia como método de predicción** ..... **54**
6.6.1.- Desarrollo ..... 54
6.6.2.- Resultados ..... 55
6.6.3.- Conclusiones ..... 57

**6.7.- Estudio de la incidencia de los desvíos** ..... **57**
6.7.1.- Efecto global de desvíos por defecto en el conjunto de los parques. ..... 57
6.7.2.- Efecto del Factor de Capacidad en los Desvíos ..... 58

**7.- Evaluación del error de las predicciones de viento de los modelos globales** ..... **60**

**8.- Conclusiones y comentarios** ..... **63**
8.1.- Conclusiones generales ..... 63
8.2.- Líneas de Mejora ..... 64
8.3.- Comentarios Adicionales ..... 66

**REFERENCIAS** ..... **68**

**ANEXO I: REPARTO DE TAREAS ENTRE LOS PARTICIPANTES EN EL EJERCICIO..... 69**
**ANEXO II: INDICE DE COMPLEJIDAD DEL TERRENO (ICT). ..... 70**
**ANEXO III: INSTRUCCIONES BASICAS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN ..... 72**

# GLOSARIO DE TERMINOS UTILIZADOS

Se presentan a continuación los parámetros que se utilizan a lo largo de este documento.

Uno de los objetivos fundamentales del proyecto fue precisamente armonizar y uniformizar los criterios para evaluar los errores que permitan, por un lado comparar los resultados de los diferentes modelizadores y por otro dar una visión exacta de los resultados que pueden alcanzarse en términos de error medios.

Para ello se proponen los dos primeros parámetros el EMAE (Error Medio Absoluto de Estado), que tiene en cuenta la Potencia Nominal del Parque y el EMAP (Error Medio Absoluto de Producción), independiente de la Potencia del Parque, calculados para cada hora predicha y computados para cada mes, para los objetivos de este trabajo.

La utilización extensiva de ambos errores entre los predictores posibilitaría un análisis comparativo más exacto que el realizado hasta la fecha.

| PARÁMETRO | SIGNIFICADO | FÓRMULA |
|---|---|---|
| **EMAE [%]** | Error medio absoluto de estado para las horas computadas | $\frac{\sum_{i=1}^{N} \frac{\lvert P_{predicha,i} \cdot d_i - P_{real,i} \rvert}{P_{nominal}}}{N} \cdot 100$ |
| **EMAP [%]** | Error medio absoluto de producción para las horas computadas | $\frac{\sum_{i=1}^{N} \lvert P_{predicha,i} - P_{real,i} \rvert}{\sum_{i=1}^{N} P_{real,i}} \cdot 100$ |
| **NºHoras** | Nº de horas en los que se tiene dato de producción y predicción para esa combinación | $N$ |
| **Fc [%]** | Factor de capacidad medio del parque para las horas computadas | $\frac{\sum_{i=1}^{N} P_{real,i}}{N \cdot P_{nominal}} \cdot 100$ |

| PARÁMETRO | SIGNIFICADO | FÓRMULA |
|---|---|---|
| **P_TR [c€/KWh]** | Para TR, penalización en c€ por cada KWh producido | $\frac{\sum_{\substack{i=1 \\ \forall>0}}^{N}\left(\lvert P_{predicha,i} - P_{real,i} \rvert - 0{,}2 \cdot P_{predicha,i}\right)}{\sum_{i=1}^{N} P_{real,i}} \cdot 0{,}1 \cdot TMR$ |
| **P_TR [%]** | Para TR, penalización en relación a la remuneración de la energía | $\frac{P_TR}{0{,}9 \cdot TMR} \cdot 100$ |
| **P_MD [c€/kWh]** | Para MD, penalización en relación a la remuneración de la energía | $\frac{\sum_{i=1}^{N}\left\lvert P_{predicha,i} - P_{real,i}\right\rvert \cdot a \cdot p_i}{\sum_{i=1}^{N} P_{real,i}}$ |
| **P_MD [%]** | Para MD, penalización en relación a la remuneración de la energía | $\frac{\sum_{i=1}^{N}\left\lvert P_{predicha,i} - P_{real,i}\right\rvert \cdot 0{,}1 \cdot p_i}{\sum_{i=1}^{N} P_{real,i} \cdot \left(p_i + 0{,}5 \cdot TMR + 0{,}481\right)} \cdot 100$ |
| **(MD-TR)/TR [%]** | Aumento de ingresos en MD respecto a TR | $\frac{MD - TR}{TR} \cdot 100$ |

donde:

TMR: Tarifa Media Regulada en cent€/kWh
MD: Ingresos del Mercado Diario
TR: Ingesos en Tarifa Regulada
N: nº de horas donde se tiene dato de $P_{real}$ y $P_{predicha}$
$P_{real}$: Energía producida para una hora i [KWh]
$P_{predicha}$: Energía predicha para una hora i [KWh]
$P_{nominal}$: Potencia nominal del parque [KW]
$d_i$: Disponibilidad del parque eólico
$p_i$: precio de la hora i en el Mercado Diario
a: valor variable entre 0,1 y 0,3. Es la fracción –en tanto por uno- que supone el coste del desvío frente al precio $p_i$

El análisis realizado en este proyecto ha tenido una clara orientación económica por lo que se han estimado los ingresos en dos posibles escenarios:

<u>MD: Ingresos obtenidos durante N horas en el Mercado Diario [€]. MD se calcula de la manera siguiente</u>:

$$MD^* = \sum_{i=1}^{N} P_{real,i} \cdot (p_i + 0{,}5 \cdot TMR + 0{,}481)/100 - \sum_{i=1}^{N}\left\lvert P_{predicha,i} - P_{real,i}\right\rvert \cdot a \cdot p_i /100 \quad [€]$$

donde 0,481 cent€/kWh es la prima percibida por participar en el mercado

* Los desvíos se calculan como un porcentaje del precio del mercado $p_i$, que en el periodo de realización de este proyecto han oscilado entre el 10% y el 30% (valor del parámetro a entre 0,1 y 0,3).

*La TMR se define como la Tarifa Media Regulada que se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:*

$$TMR = \frac{\text{Coste total del suministro de electricidad}}{\text{Demanda estimada}} = 76{,}59\text{€/MWh} = \boxed{7{,}659 \text{ cent€/kWh en 2005}}$$

TR: Ingresos obtenidos durante N horas acogiéndose a Tarifa Regulada [€]

$$TR = \sum_{i=1}^{N} P_{real,i} \cdot 0{,}9 \cdot TMR/100 - \sum_{\substack{i=1 \\ \forall>0}}^{N} \left( \left| P_{predicha,i} - P_{real,i} \right| - 0{,}2 \cdot P_{predicha,i} \right) \cdot 0{,}1 \cdot TMR/100 \quad [€]$$

donde TMR en cent€/kWh.

Del resto de los conceptos que se manejan en este proyecto, los más importantes son:

Predictores o modelizadores son las empresas que realizan la predicción de los parques finalmente seleccionados.

Predicción se refiere tanto a la previsión de los datos meteorológicos en un plazo determinado como a la de la producción del parque.

Programación de la producción: en algunos casos se utiliza como sinónimo de predicción de la producción.

# RESUMEN EJECUTIVO

La Asociación Empresarial Eólica (AEE), ha promovido, dentro de sus actividades técnicas, un proyecto relacionado con la predicción de la producción de energía de parques eólicos, conocido como Ejercicio de Predicción. El proyecto ha contado con la financiación de la AEE, de las empresas propietarias de los parques y subvención del programa PROFIT del Ministerio de Educación y Ciencia.

Sobre un conjunto de siete parques eólicos se ha realizado por diferentes empresas predictoras la predicción operativa diaria durante un periodo que ha abarcado desde Agosto de 2004 hasta finales de Marzo de 2006.

- Los resultados de los diferentes modelos de predicción han mostrado la importancia de la calidad de los datos meteorológicos de los modelos globales de entrada, que deben mejorar tanto por la reducción de la malla de definición como por el uso combinado de diferentes modelos de mesoescala.
- Resulta, asimismo, importante reducir los plazos entre la recogida de los datos meteorológicos, su tratamiento y la salida de los Modelos Numéricos de los Centros Meteorológicos; especialmente de cara a los mercados intradiarios.
- Para evitar discrepancia entre los resultados que presentan los modelizadores, para el cálculo de los errores deben utilizarse únicamente dos parámetros:
    - EMAP: Error medio absoluto de producción para un periodo determinado. Puede interpretarse como el porcentaje que supone la suma de los valores absolutos de los errores respecto a la producción total.
    - EMAE: Error medio absoluto de estado, igual que el anterior pero dividido para la potencia nominal, y también para un periodo de un mes. Puede interpretarse como el valor medio del error absoluto del factor de capacidad predicho.
- Para el escenario de este Ejercicio, se ha demostrado que los modelos estadísticos muestran un grado de exactitud suficiente a un coste razonable. El EMAP promedio para todos los predictores se sitúa en el entorno del 45%.
- El EMAP mensual mínimo alcanzable es del orden del 25% y mejoras adicionales sólo pueden obtenerse por la mejora los datos de entrada, el suministro de datos de los parques y el “ensemble” de modelos.
- No se ha encontrado una relación directa entre los resultados de los modelos y su complejidad, costes y necesidades de datos de entrada.
- Los modelos desarrollados al amparo del RD436 han mostrado una evidente mejoría, mientras que los ya existentes mantuvieron sus características o las mejoraron levemente, mostrándose más homogéneos y consistentes a lo largo del ejercicio. En general todos los modelos han mejorado su rendimiento pero el referente ha mantenido siempre unos buenos resultados en comparación con el resto.

- La influencia de la complejidad del terreno sobre la predicción es, o bien despreciable, o bien lo muy pequeña comparada con otros factores, por lo que no es determinante a la hora de evaluar las bondades de los modelos de predicción.
- La agrupación de predicciones de parques disminuye los errores. La máxima disminución se consigue con la agrupación de los siete parques del Ejercicio, y supone alrededor de la mitad del error original del parque sin agrupar.
- Los errores a corto plazo son menores que los del día D-1, considerando para cada intradiario los períodos incluidos exclusivamente en él. En cualquier caso los resultados no son concluyentes, ante la falta de disponibilidad de datos meteorológicos y de producción de los parques en tiempo real.
- Los cambios reglamentarios en la determinación del coste económico de los desvíos han tenido un impacto importante para la aplicación de los modelos y lo tendrá más en el futuro con la aplicación de criterios diferentes si los errores van a favor o en contra del sistema.

## *1.- Introducción y objetivos*

La Asociación Empresarial Eólica (AEE), ha promovido, dentro de sus actividades técnicas, un proyecto relacionado con la predicción de la producción de energía de parques eólicos, conocido como Ejercicio de Predicción. El proyecto ha contado con la financiación de la AEE, de las empresas propietarias de los parques y subvención del programa PROFIT del Ministerio de Educación y Ciencia (Proyecto FIT-120000-2004-63).

Sobre un conjunto de siete parques eólicos, descritos en el capítulo 3, diferentes empresas predictoras han realizado la predicción operativa diaria durante un periodo que ha abarcado desde Agosto de 2004 hasta Septiembre de 2005, aunque posteriormente se han ampliado los resultados hasta finales de Marzo de 2006 debido al interés de algunos predictores de mostrar las mejoras de sus modelos.

Hay que destacar que la predicción se ha realizado en condiciones reales de la explotación comercial, no en unas condiciones controladas de ideales.

El desarrollo del ejercicio ha implicado continuos intercambios de información entre los propietarios de los parques, los predictores y la AEE, los cuales se han realizado cumpliendo unos estrictos plazos de entrega de la información y han supuesto un importante esfuerzo para todos los partícipes.

El presente documento constituye el informe final de las actividades desarrolladas dentro del Ejercicio de Predicción.

El objetivo principal del Ejercicio ha sido el análisis de las limitaciones principales de los modelos de predicción y el avance en los factores que intervienen de forma determinante en los desvíos, con el fin de proponer soluciones que los minimicen.

Los objetivos complementarios son los siguientes:

- Desarrollar y poner a punto una metodología uniforme de evaluación y presentación de errores.

- Determinar los procedimientos necesarios para el intercambio de los datos, tanto para un parque como para un conjunto de ellos.

- Avanzar en los criterios para la optimización de la generación de varios parques conectados a un mismo nudo, sin superar la potencia máxima evacuable.

- Realizar el análisis coste/beneficio para los propietarios de los parques y para el sistema en su conjunto.

A continuación se presentan los resultados alcanzados a lo largo del Ejercicio que han permitido cumplir con los objetivos previstos. Sin embargo, el hecho de que los parques eólicos aún siendo representativos del mercado nacional sean limitados en número, hace que algunos paradigmas comúnmente aceptados por el sector no hayan sido fácilmente demostrados tal y como luego se comenta.

En paralelo a la realización de este Ejercicio ha entrado en vigor el RD 436/2004 lo que ha provocado que la predicción se haya utilizado de forma extensiva y por lo tanto, gran parte de la experiencia obtenida ha sido utilizada directamente tanto por predictores como por los propietarios de los parques.

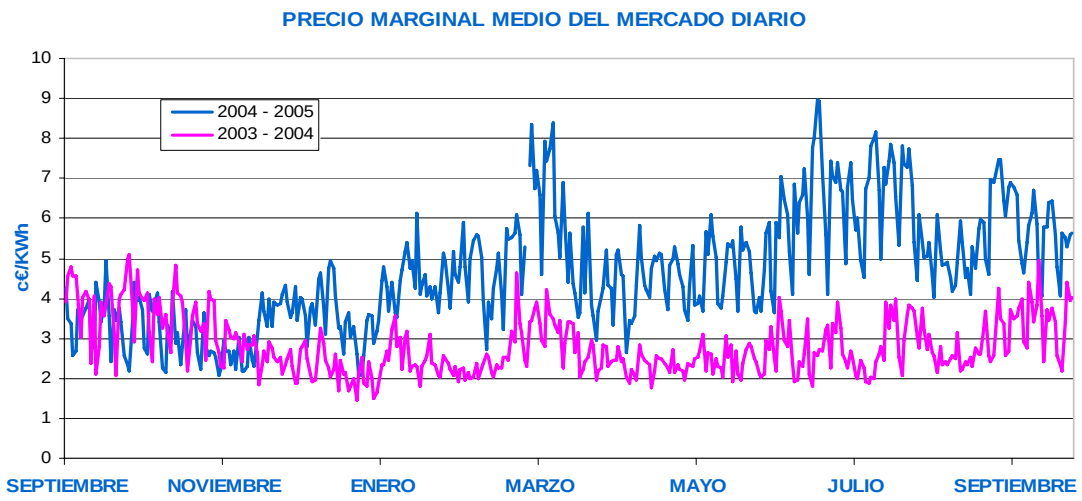
Por otro lado, las particularidades de la remuneración del marco legal español que fija el RD 436/2004 hacen necesario contextualizar los resultados económicos dentro de la evolución de los precios que se presentan a continuación.

## *2.- Los precios de la electricidad a lo largo del ejercicio de predicción.*

Los precios de la energía eléctrica han mostrado durante todo el desarrollo del Ejercicio un nivel alto y creciente, debido tanto al aumento del precio del petróleo/gas natural como a la baja hidraulicidad de este año, aunque han estado sometidos a fuertes variaciones inter-diarias.

Un factor que también ha tenido gran importancia en la evolución creciente de los precios ha sido la progresiva internalización de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, superior a la prevista por la necesidad de utilizar centrales térmicas por la escasez de lluvias. Tal y como se muestra en la siguiente figura estos precios han tenido una clara tendencia al alza, aunque no han estado exentos de cierta volatilidad.

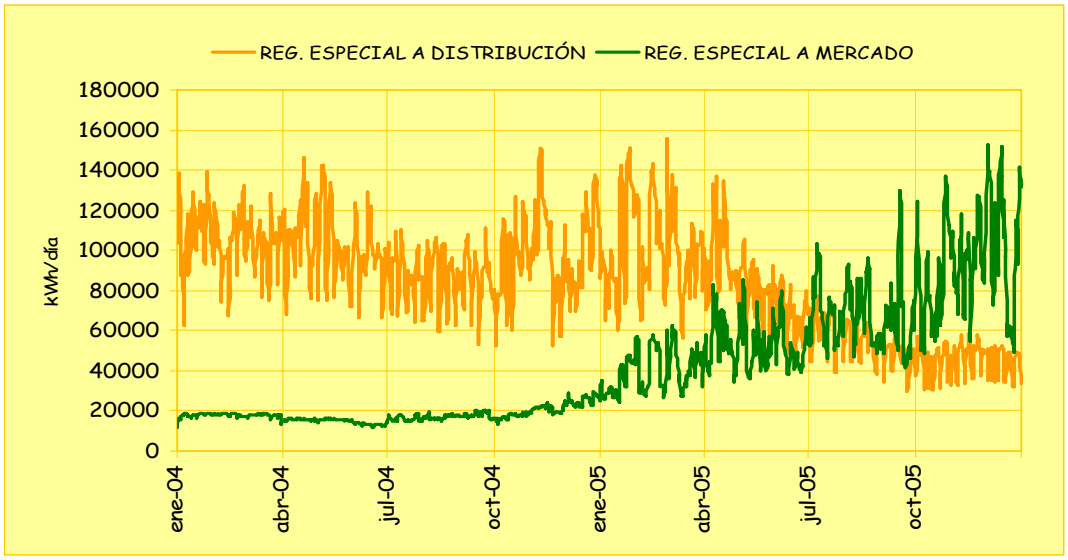
Se representa a continuación un resumen de la evolución de precios desde el inicio del Ejercicio comparado con el mismo período del año anterior.




Si se comparan los datos de precios con los del mismo período del año pasado, se puede observar, que un año después éstos han aumentado en valor promedio, aunque también presentan mayores fluctuaciones.

Los elevados precios han hecho que la mayor parte de la energía eólica se haya incorporado al mercado, ya que aunque los costes de los desvíos son mayores de lo previsto, por la anulación de la regla 21.8.4, la diferencia frente a tarifa regulada todavía sigue siendo importante. Tal y como se verá en los párrafos siguientes la diferencia de ingresos se sitúa en el entorno de los 2,5 cent€/Kwh.

Por lo que respecta al coste unitario de los desvíos la aplicación del coste real de los mismos ha hecho que en lugar de un coste previsto de 0,14 cent€/kWh este se haya situado en el entorno de los 0,54 cent€/kWh.




Por último, dentro de este apartado es importante indicar que esta evolución dentro de los precios no es exclusiva del mercado español ya que ha sido similar en otros países europeos, también afectados por la elevación del precio de los derivados del petróleo y, en general, de los combustibles fósiles.

## *3.- Descripción de los parques eólicos*

En la Figura siguiente se reflejan los parques eólicos cuya producción se ha predicho a lo largo del Ejercicio. La selección de los mismos se ha realizado buscando tener parques en las condiciones típicas de tamaño de parque, orografía y climatología, que pueden presentarse en España, además de utilizar diferentes tipos de aerogeneradores, representativos del mercado español.

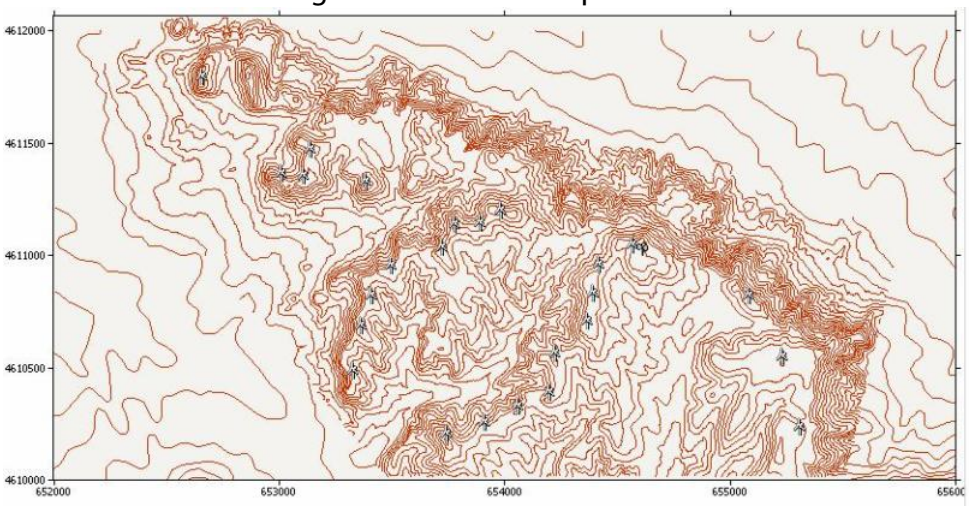
| Nombre | Ubicación | Orografía | Nº Aerog. | Potencia Total | Modelizadores |
|---|---|---|---|---|---|
| Buenavista | Cádiz | Costa | 26 | 7.800 KW | Casandra, cener |
| El pilar | Zaragoza | Medio | 25 | 15.000 KW | Casandra, cener, METEOTEMP |
| Muela | Albacete | Llano | 69 | 45.540 KW | cener, meteosim, AleaSoft |
| Paramo de Poza | Burgos | Medio | 66 | 49.500 KW | cener, METEOTEMP |
| Pena Da Loba | La Coruña | Complejo | 74 | 48.840 KW | Casandra, cener, METEOTEMP, meteosim, AleaSoft |
| Punta Gaviota | Gran Canaria | Costa | 11 | 6.930 KW | Casandra, cener |
| Villacastín | Ávila | Complejo | 26 | 14.520 KW | cener, AleaSoft |

Previsiones durante prolongación del Ejercicio

A continuación se describen las características de los parques que se cuantifican posteriormente por el Índice de Complejidad Topográfica (ICT) que se define en el ANEXO II de este informe.

### *3.1. Parque eólico EL PILAR*

Está situado en La Muela (Zaragoza). Corresponde a una orografía semicompleja, pues se encuentra en el límite de la meseta que da al Valle del Ebro y que supone la mayor concentración de energía eólica de toda España:

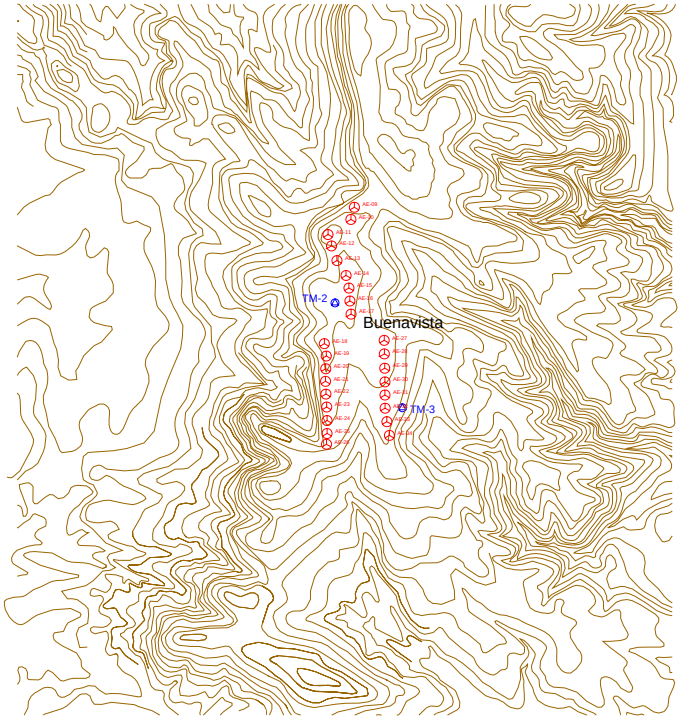



- Potencia instalada: 15MW
- Nº de aerogeneradores: 25
- Modelo: GAMESA G-44
- Potencia unitaria: 600kW
- Altura del buje: 45m

La producción del parque del Pilar la predicen: Aeolis, Casandra, Cener, Meteológica y Meteotemp

### *3.2. Parque eólico BUENAVISTA*

Corresponde a un parque de costa sito en el término municipal de Barbate (Cádiz), con las siguientes características:



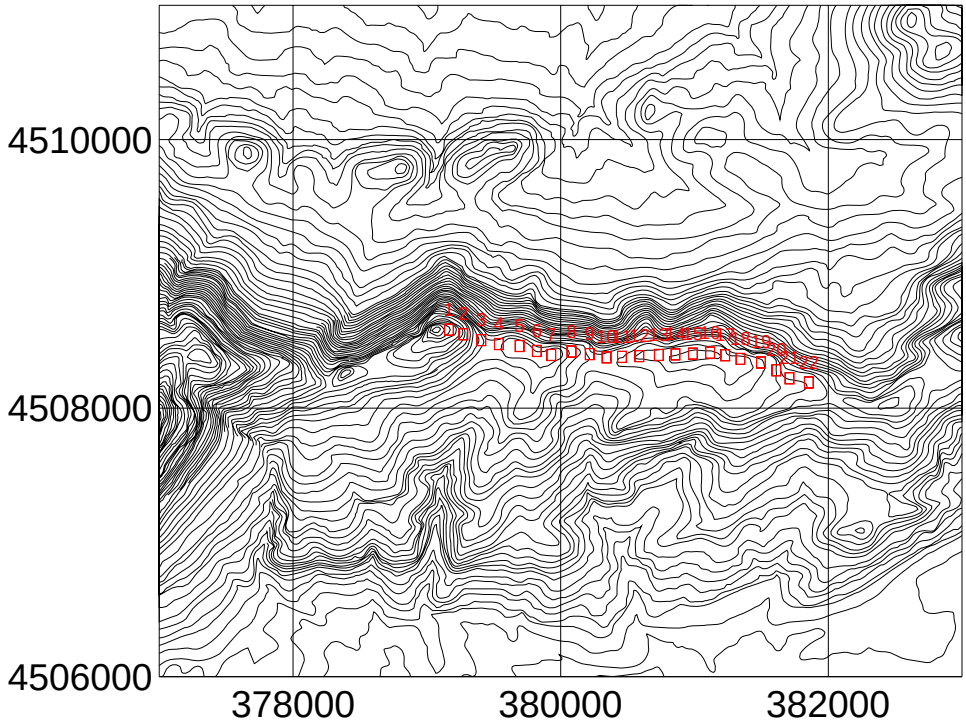

- Potencia instalada: 7,8MW
- Nº de aerogeneradores: 26
- Modelo: A300 paso variable, fabricada y diseñada por Desarrollos Eólicos
- Potencia unitaria: 300kW
- Altura del buje: 30m

Este parque eólico, por ubicarse cerca de la costa, tiene además una importante influencia de vientos locales térmicos.

La producción del parque de Buenavista la predicen: Aeolis, Aleasoft, Casandra, Cener y Meteológica.

### *3.3. Parque eólico VILLACASTÍN*

**Parque en** terreno complejo sito en Villacastín (Segovia), con las siguientes características:




- Potencia instalada: 14,520MW
- Nº de aerogeneradores: 22
- Modelo: G47 Ingecom
- Potencia unitaria: 660kW
- Altura del buje: 45 m

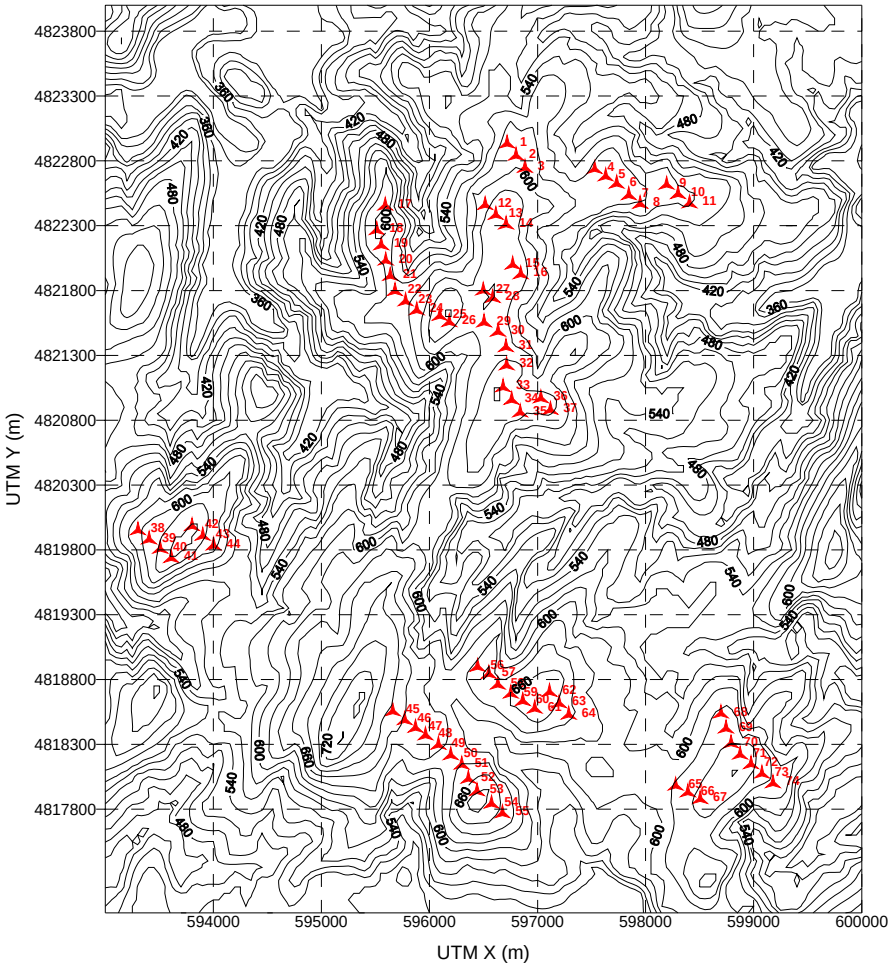
Tiene la característica de que todos los aerogeneradores están ubicados en una sola hilera en una única cordal.

La producción del parque de Villacastín la predicen: Aeolis, Aleasoft, Cener, Garrad-Hassan y Meteológica.

### *3.4. Parque eólico PENA DA LOBA-CAXADO*

**Parque en** terreno complejo sito en los municipios de Mañón y As Pontes (La Coruña), con las siguientes características:

Parque Eólico Pena da Loba-Caxado



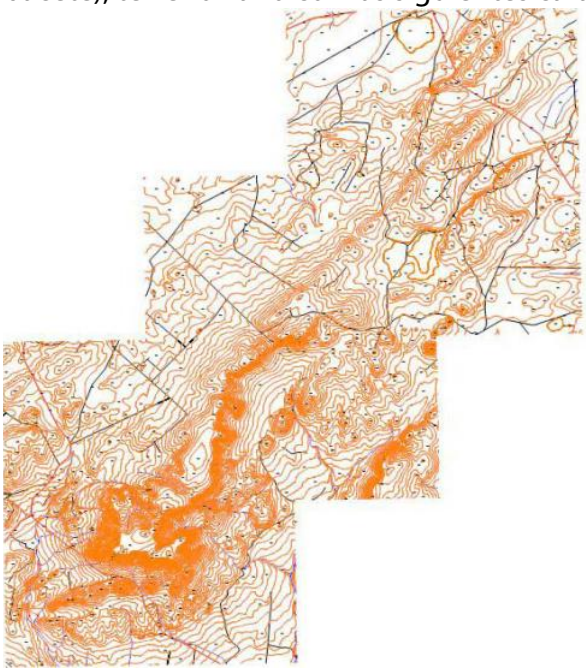

- Potencia instalada: 48,84MW
- Nº de aerogeneradores: 74
- Modelo: MADE AE-46
- Potencia unitaria: 660kW
- Altura del buje: 45m

Parque afectado por las condiciones de vientos de la circulación general al noroeste de la Península Ibérica.

Pena da Loba es el único parque para el que predicen todos los predictores del ejercicio y se utilizará como comparador.

### *3.5. Parque eólico LA MUELA*

Sito en Chinchilla (Albacete), terreno llano con las siguientes características:

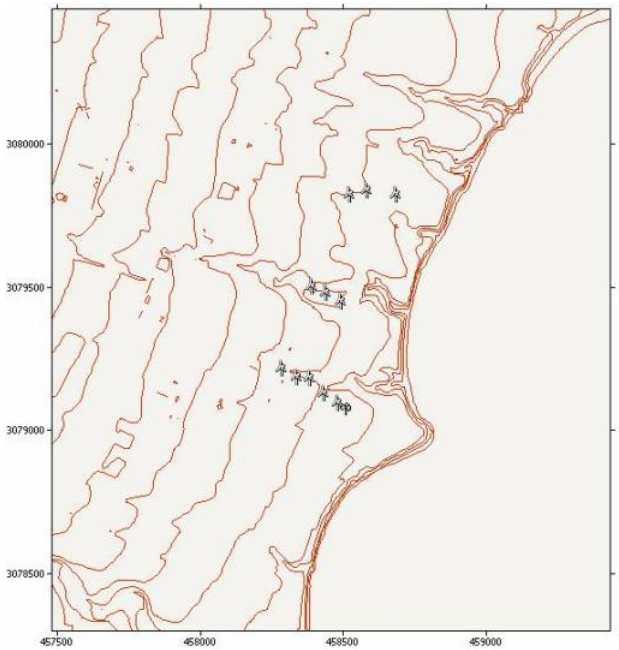


- Potencia instalada: 45,54 MW
- Nº de aerogeneradores: 69
- Modelo: Gamesa G-47 INGECOM
- Potencia unitaria: 660 kW
- Altura del buje: 55 m

La producción del parque de La Muela la predicen: Aeolis, Aleasoft, Cener, Meteológica y Meteosim.

### *3.6. Parque eólico PUNTA GAVIOTA*

Sito en Santa Lucía (Las Palmas de Gran Canaria), en un régimen de vientos costero e insular, con las siguientes características:



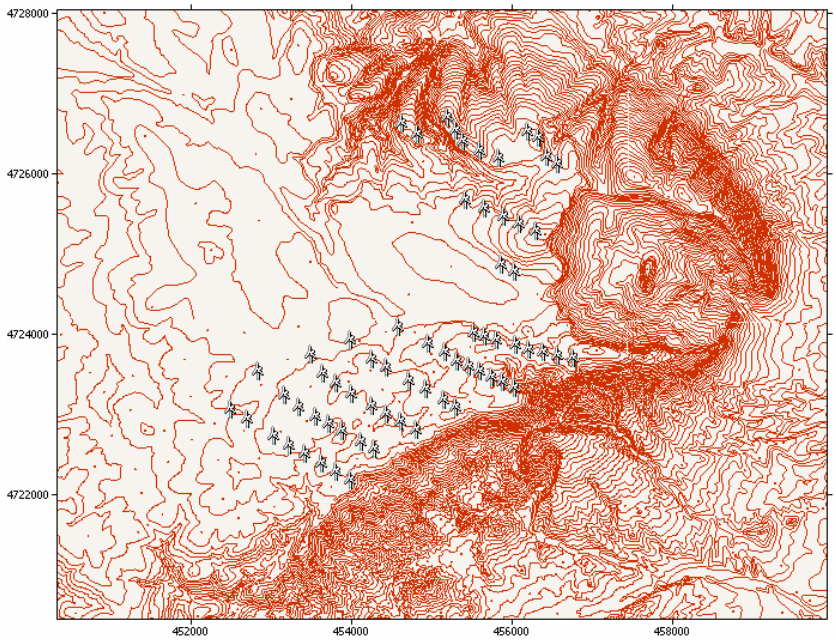

- Potencia instalada: 6,93 MW
- Nº de aerogeneradores: 11
- Modelo: ECOTECNIA (modelo 44/640 de paso fijo con limitación de potencia)
- Potencia unitaria: 630 kW
- Altura de buje: 45m

Parque afectado por vientos alisios y por fenómenos térmicos locales por ubicarse en las proximidades de la costa.

La producción del parque de Punta Gaviota la predicen: Aeolis, Casandra, Cener y Meteológica.

### *3.7. Parque eólico PÁRAMO DE POZA*

Terreno semicomplejo sito en Poza de la Sal y Castil de Lences (Burgos), con las siguientes características:




- Potencia instalada: 49,5 MW
- Nº de aerogeneradores: 66
- Modelo: ECOTECNIA 48/750
- Potencia unitaria: 750 kW.
- Altura del buje: 55 m.

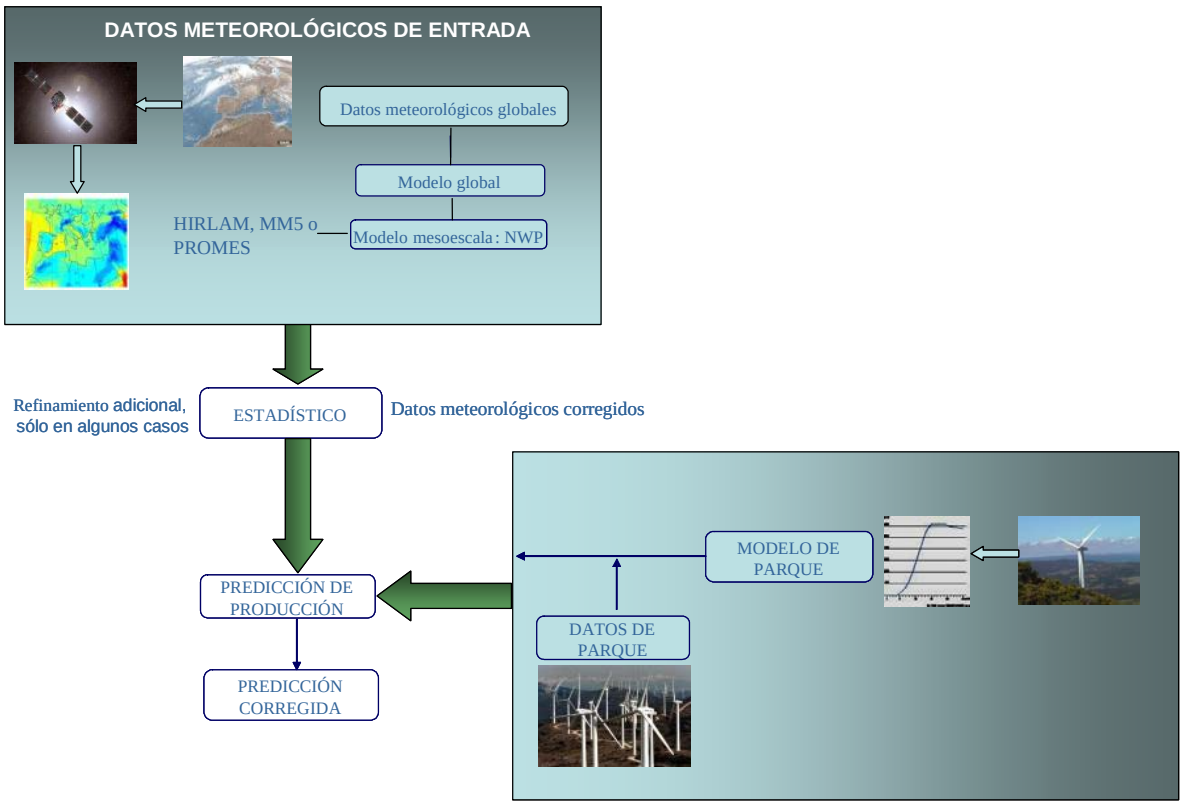
La producción del parque de Páramo de Poza la predicen: Aeolis, Cener, Meteológica y Meteotemp

## *4.- Descripción de los modelos*

Dado que el objetivo del Ejercicio no es determinar qué modelo es el que presenta los menores errores, sino evaluar el estado actual de la predicción, en los capítulos siguientes se denominarán los predictores como 'predictor 1', 'predictor 2' …, sin corresponder este orden con el del apartado 4.1.

Para poder evaluar el verdadero estado actual de la predicción se ha contado dentro del Ejercicio con la participación de las empresas españolas y extranjeras de mayor relevancia en este ámbito.

Todos los modelos se basan siempre en un esquema similar que se presenta en la figura siguiente:




En general, todos los predictores parten de las pedicciones sobre la evolución de la atmósfera que les suministran los modelos numéricos (NWP) de por ejemplo: el GFS (Global Forecast System) gratuito, del Gobierno americano, el European Center for Médium Range Forecast (ECMWF) o el Instituto Nacional de Meteorología (INM); o bien una combinación de algunos o todos ellos.

A partir de esas predicciones, se pueden presentar dos tipos de predictores:

- Los que refinan los datos mediante un modelo numérico adicional de predicción como MM5 o PROMES para posteriormente realizar un "downscaling" estadístico que es lo que se conoce como Modelización físico/estadística.

- Los que parten directamente de las salidas de los modelos numéricos de los centros meteorológicos, para realizar solamente un "downscaling" estadístico. De entre estos los hay a su vez de dos tipos:

    - Los modelizadores que realizan la previsión del viento y calculan la producción a partir de la curva o modelo del parque.
    - Los modelizadores que a partir de una configuración atmosférica concreta determinan la producción de los parques, sin pasar por los datos de viento.

En general, el horizonte de predicción va de 6 horas (que es el tiempo mínimo necesario para recoger los datos y realizar el postproceso de la información) a 240 horas, aunque normalmente se limite a 42 horas debido a los importantes errores más allá de ese plazo.

Para el muy corto plazo se utiliza el modelo persistente, que mantiene la producción de una hora, durante las horas siguientes, o bien se utilizan técnicas de series temporales para el ajuste del modelo que luego predicen basado en la información de contorno del parque.

Un tema importante desde el principio ha sido la uniformización de los parámetros de medida de los errores y ello se consiguió con el uso en todos los casos de los mismos criterios de medida.

Otro asunto también importante fue el coste de los servicios. En ningún caso se instaló el modelo en el parque, sino que cada predictor suministraba las predicciones al propietario del parque y a la AEE a la hora convenida.

En la Figura siguiente se sintetizan los diferentes costes de la predicción:

*i)* *Datos de Entrada al Modelo*

→ Datos gratuitos en Internet.
→ Datos del ECMWMF con coste alto

*ii)* *Costes Desarrollo del Modelo*

→ Muy Altos para modelos 'Físicos', pues requiere comprensión de la relación física meteorología/ producción y de modelación estadística.

*iii)* *Costes de Procesamiento*

→ Altos para los modelos 'Físicos', pues requieren adecuarse al ritmo Recepción de Datos/Envío de Predicciones que impone el mercado eléctrico (o el RD 436/2004).
→ Bajos para los modelos estadísticos habituales (menor requerimiento computacional).

*iv)* *Costes de Mantenimiento + Actualización*

→ Proporcionales a los de desarrollo

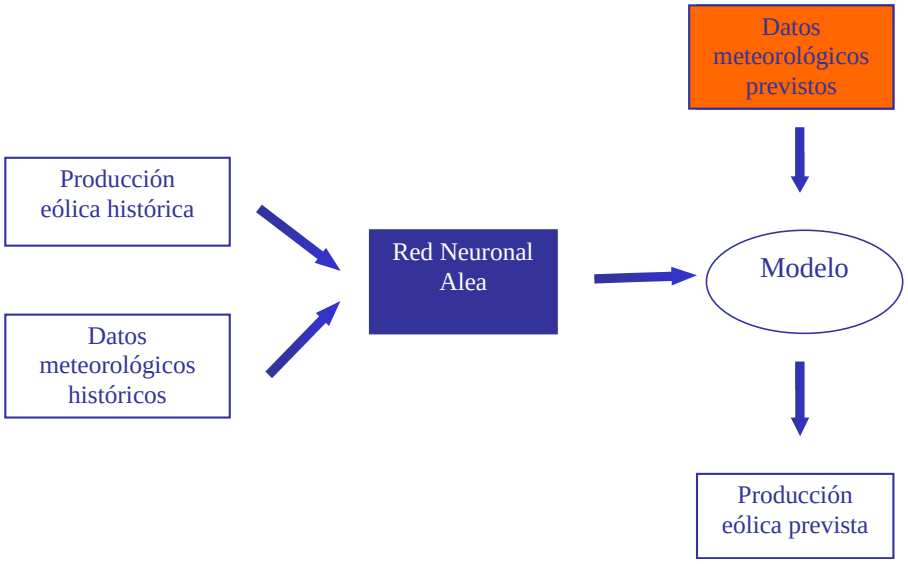
En general, cuando se inició el Ejercicio los precios anuales de predicción oscilaban entre 2.000 €/parque hasta 30.000 €/parque. En la práctica, para el desarrollo del Ejercicio se negociaron los precios con los más caros, pero aún con todo los costes unitarios oscilaron entre los 2000 €/parque y los 15.000 €/parque.

## 4.1.- Características de cada modelo

Se presentan a continuación las características principales de los diferentes modelos y la metodología básica que utilizan para las previsiones.

### *4.1.1.- ALEASOFT*

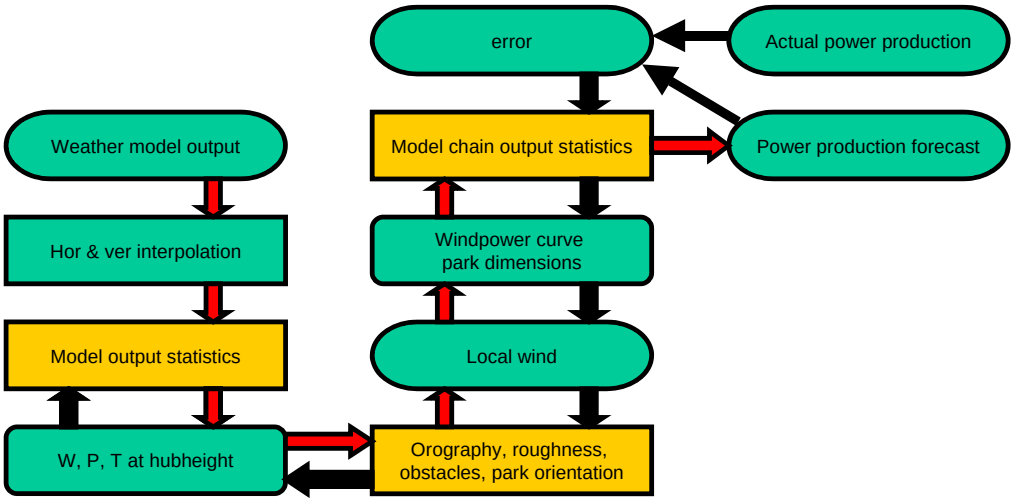
Este modelo presenta la particularidad de la utilización de una red neuronal para realizar el modelo del comportamiento del parque, a partir del cual, introduciendo las previsiones meteorológicas se obtendrá la predicción.




Predice la producción de los parques de: Buenavista, La Muela, Pena da Loba y Villacastín.

### *4.1.2.- AEOLIS*

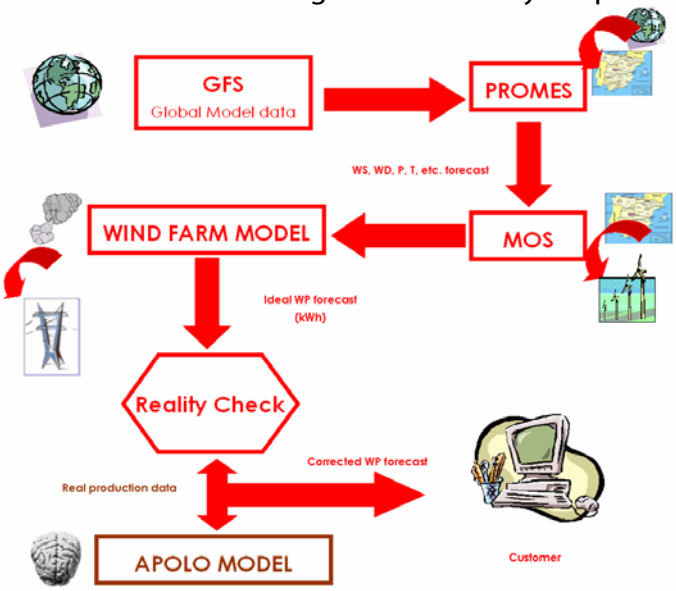
Aeolis utiliza un modelo físico del parque al que ajusta a diferentes niveles por medio de estadísticos históricos para hacer frente a variables desconocidas y otras posibles desviaciones del comportamiento real.




Predice la producción de todos los parques del Ejercicio.

### *4.1.3.- CASANDRA*

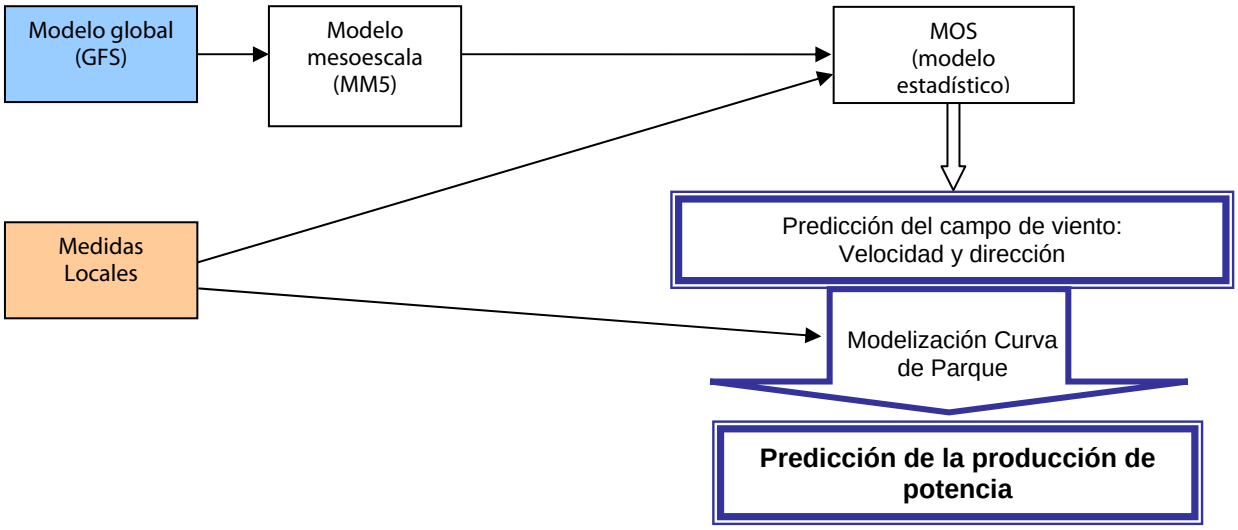
El sistema de Predicción Casandra esta basado en el modelo mesoescalar PROMES anidado en el modelo global del National Center for Enviromental Preddiction. Una vez obtenida la predicción de viento se introduce en un modelo estadístico para obtener mediante técnicas de downscalling el viento concreto para cada parque y se introduce en el farm model que trasforma dicho viento en producción, teniendo en cuenta diversos factores como la orografía detallada y el tipo de aerogeneradores.




Predice la producción de los parques de: Buenavista, El Pilar, Pena da Loba y Puntagaviota.

### *4.1.4.- CENER*

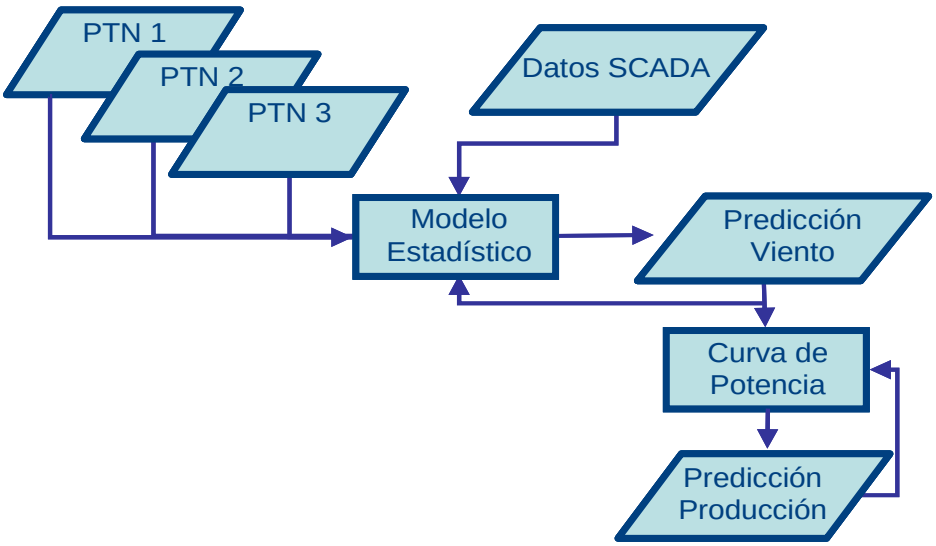
Cener utiliza la información proporcionada por el modelo global GFS como condiciones de contorno del modelo de mesoescala. La ejecución de dicho modelo es a través de anidamiento, realizando así un downscaling dinámico para aumentar la precisión de la estimación. Posteriormente, se eliminan efectos locales a través de un downscaling estadístico. De este modo, se obtienen predicciones locales del campo de viento. Finalmente, a través de la modelización de potencia del parque se obtiene la predicción de potencia.




Predice la producción de todos los parques del Ejercicio.

### *4.1.5.- GARRAD HASSAN*

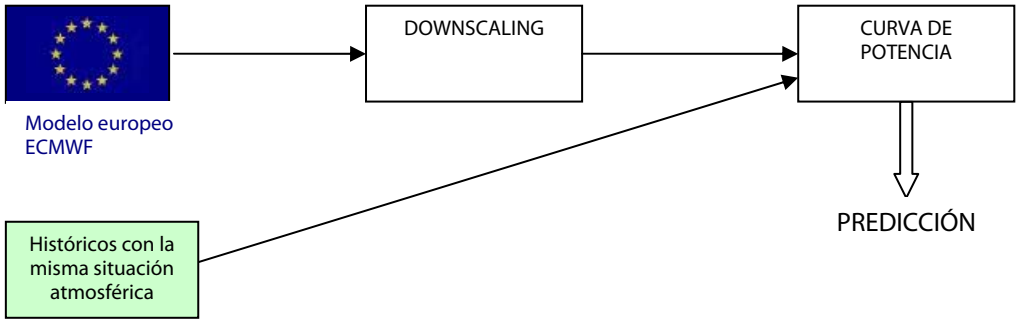
G&H combina los datos de diversas predicciones meteorológicas, así como datos scada como datos de entrada de su modelo, como medio de optimizar la predicción meteorológica inicial. Obtenida la predicción de viento se combina con una curva de potencia del parque realizada a partir de históricos de entre uno y dos años.




Predice la producción de los parques de: Pena da Loba y Villacastín.

### *4.1.6.- METEOLÓGICA*

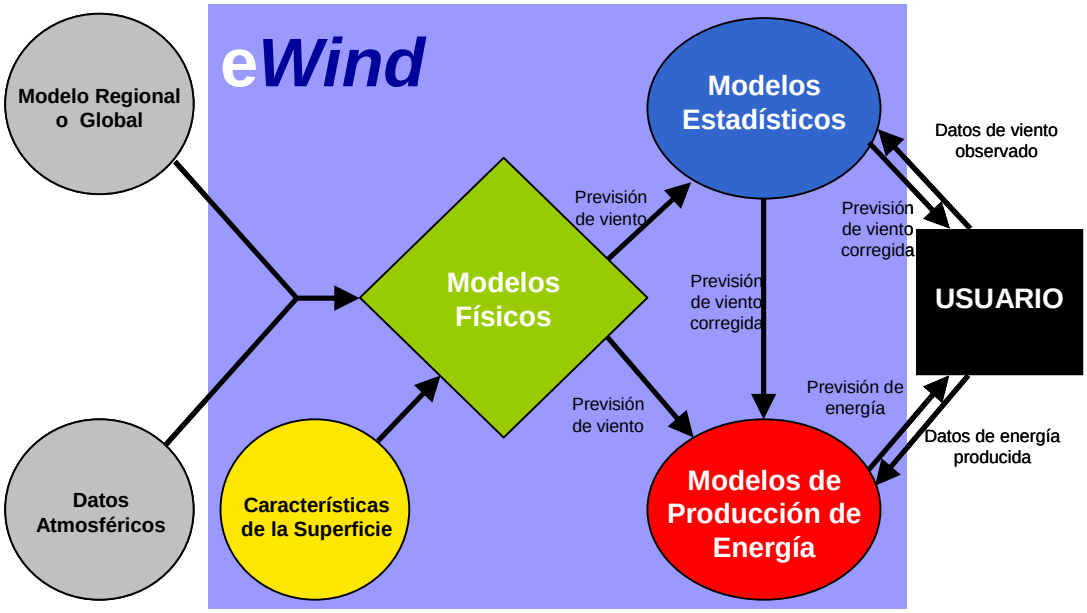
Las predicciones de Meteológica provienen de aplicar la curva de potencia a los datos de viento obtenidos del downscaling del modelo ECMWF comparado con datos históricos en los que se registraron las mismas condiciones meteorológicas, de forma que sólo se comparan condiciones similares para extraer las predicciones.




Predice la producción de todos los parques del Ejercicio.

### *4.1.7.- METEOSIM*

Meteosim utiliza el modelo de predicción eWind, el cual utiliza un modelo meteorológico de mesoescala que ha sido adaptado para producir previsiones fiables del viento cerca de la superficie. Éste modelo emplea como datos de entrada las salidas del modelo global GFS, junto con observaciones de la red sinóptica. Las previsiones del modelo de mesoescala se introducen a continuación en un sistema de adaptación estadística, que ajusta constantemente las previsiones de viento y de producción eléctrica




Predice la producción de los parques de: La Muela y Pena da Loba.

### *4.1.8.- METEOTEMP*

A la hora de realizar la previsión de potencia de un campo eólico se tienen en cuenta: Modelos globales de previsión meteorológica del ECMWF corregidos a mesoescala por el HIRLAM, datos históricos de velocidad de viento y la curva de potencia del parque correspondiente.

Así, a la hora de previsión del parque se cuenta con:

- Una salida del MOS de velocidad de viento. La potencia correspondiente se obtiene de introducir la velocidad del viento en la curva empírica de potencia del parque.
- Una salida del MOS de potencia.
- Una salida de velocidad de viento prevista por el modelo MM5, que se introduce en la curva del parque con el fin de obtener la potencia pronosticada.
- A partir de agosto de 2005 se han realizado algunos cambios: se hacreado un nuevo MOS , se han actualizado las curvas empíricas de potencia de los parques y se ha eliminado el modelo MM5 por su mal resultado para bajas velocidades de viento.

Predice la producción de los parques de: El Pilar, Páramo de Poza y Pena da Loba.

## *5.- Procedimiento de recogida de la información*

El proceso es prácticamente automático con la recogida de las predicciones en los servidores de los predictores por parte de una aplicación ubicada en el servidor de AEE, que a su vez realiza un primer cálculo y síntesis de los datos recibidos.

En el ANEXO III, se incluye la metodología utilizada para la sistematización de la recogida de la información y la presentación de la misma.

Por lo que respecta a los datos de producción de los parques, estos son o bien recogidos por el servidor o enviados a una dirección de correo electrónico del servidor de AEE, en aquellos parques que no disponen de servidores propios.

En general y excepto problemas puntuales, el proceso ha funcionado de forma automática tanto en cuanto a la recogida de las predicciones como a las producciones de los parques.

### 5.1.- Comentarios y propuestas de mejoras por parte de los modelizadores

Los modelizadores realizaron una serie de comentarios que se incuyen porque pueden ser interesantes de cara a futuras actividades de predicción:

- En el caso de que sean necesarios los datos meteorológicos, es importante colocar la torre en emplazamientos que no estén distorsionados por la proximidad de los aerogeneradores.

- Asimismo es importante vigilar la calidad y continuidad de los datos suministrados por los parques eólicos.
- Es importante que los sensores estén calibrados de forma periódica y garantizada la calidad de los registros. En este sentido, es importante informar sobre eventualidades no previstas sobre los equipos de medida de datos de viento y meteorológicos (en algunos casos por ejemplo la veleta estaba enclavada y no se han suministrado datos adecuados de dirección).
- Otro tema, sin duda alguna fundamental, es conocer con antelación la indisponibilidad del parque eólico, para el correcto análisis posterior de los resultados o la presentación de ofertas al mercado de electricidad.
- En algunos casos, se han detectado discrepancias entre los datos estadísticos generados por el predictor y los previstos por AEE, fundamentalmente en los periodos de cambio horario.

Las **mejoras** deben venir a partir de:

- Continuidad en el suministro de los datos y la fiabilidad de la información, con un cierto grado de continuidad, especialmente de cara a las ofertas en los mercados Intradiarios.
- Hay que ser especialmente riguroso en los compromisos sobre los periodos en que los datos son colocados en los servidores, así como en la calidad de los mismos.
- En algunos casos, sería importante conocer la disponibilidad horaria y la velocidad media en cada aerogenerador o al menos del parque eólico.
- En otros, sería posible la generación de correcciones con los datos horarios del parque a través de un programa residente en el parque, con el objetivo de minimizar los intercambios de información.

Se considera que el suministro de datos en tiempo real por parte de los parques mejoraría las predicciones a corto plazo.

En cualquier caso, es importante indicar que de acuerdo con la experiencia acumulada en este proyecto, y al menos por lo que respecta a la programación del día D-1, mercado diario, los predictores que han dado los mejores resultados no han necesitado datos continuos de los parques, sino solamente información histórica para la puesta a punto de los modelos.

## *6.- Resultados del Ejercicio*

En esta sección se van a analizar los resultados de los diferentes modelizadores del ejercicio, como paso previo al estudio de los parámetros de influencia y se extraerán conclusiones sobre los procedimientos para mejorar las predicciones en el futuro.

Es importante indicar de entrada, que además de los resultados que aquí se presentan, el Ejercicio ha sido un acicate para que los modelizadores mejoraran sus herramientas y los promotores tuvieran un conocimiento más exhaustivo de las potencialidades y diferentes instrumentos de modelización. Después de un año se puede concluir que su puesta a punto es óptima y las predicciones obtenibles son escasamente mejorables.

Dados los diferentes procedimientos para calcular el impacto económico de los errores, se realiza un análisis comparativo de ambas remuneraciones: tarifa regulada y mercado, calculadas tal y como se indica en el GLOSARIO al principio de este documento.

Es claro que la evolución de los precios del mercado, a pesar del incremento del coste de los desvíos, hace que esta siga siendo la opción más interesante de remuneración, aunque esta situación podría cambiar en un futuro.

Los parámetros utilizados para analizar el rendimiento de los predictores son dos: uno es el error medio absoluto de producción EMAP y el otro el error medio absoluto de estado EMAE.

- Por un lado el EMAP además de ser utilizado para el cálculo de las penalizaciones en Tarifa Regulada, indica claramente cómo de acertada ha sido una predicción, ya que al ajustarse según la producción es válido para cualquier valor de ésta, siempre que se agregue durante un cierto lapso de tiempo, ya que para una producción nula el EMAP instantáneo sería infinito.

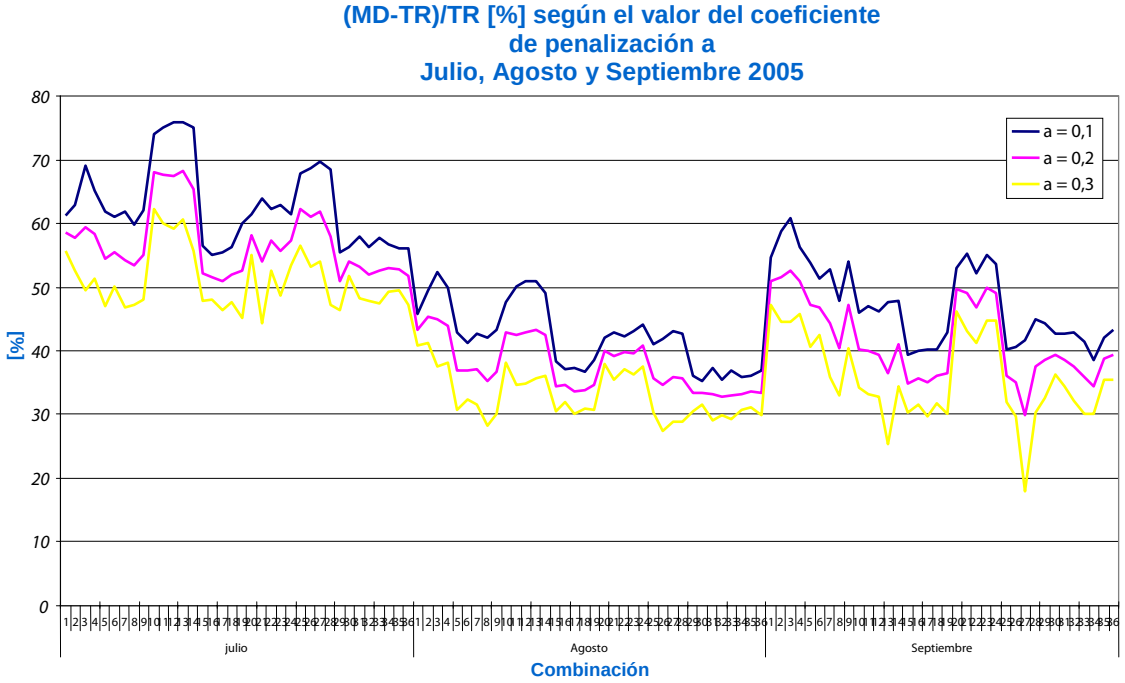
- El EMAE, expresado en función del factor de capacidad media, permite comparar los distintos modelos en diferentes parques, eliminando de la comparación el sesgo que introduce el estado del parque

Dadas las diferentes conclusiones que pueden obtenerse con ambos parámetros, en los resultados que a continuación se presentan se utilizan ambos.

### *6.1.- Diferencia entre Tarifa regulada y Mercado.*

Como se explicó anteriormente, la mayoría de la generación de energía eólica se ha incorporado a mercado, debido a los precios crecientes de la electricidad. Haciendo una comparación de los beneficios a obtener por predictor y parque en mercado diario (MD) frente a tarifa regulada (TR), se observa que para todos los casos los beneficios del primero superan a los del segundo, incluso tomando como referencia la mayor penalización a los desvíos.

Si observamos el gráfico del último período se aprecia que exceptuando una predicción particularmente desviada en un parque durante el mes de septiembre, los beneficios son superiores en más de un 30% para cualquier combinación [predictor,parque].




Hay que tener en cuenta que los nuevos PPOO 14.x [3] que regulan la liquidación por desvíos diferencian el coste de los mismos si se opera a favor o en contra del sistema. En la Tabla adjunta se realiza una comparativa teórica de la aplicación de ambos sistemas que para un escenario de desvíos equidistantes supondría un menor impacto de los mismos para los parques que van a mercado, lo cual supone una vez más una mejora comparativa sobre los que lo hacen a tarifa regulada.

SISTEMA LIQUIDACIÓN VIGENTE

| | | Sobrecoste por Desvío | | | Liquidación Desvíos | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ventas Parque 30MW (MWh/año) | Volumen desvío neto por A.V. (MWh) | % | Carga Base PMD 2005 (€/MWh) | Sobrecoste 2005 (€/MWh) | Coste Desvíos 2005 (€) | Precio Desvíos PD 2005 (€/MWh) | % PD/PMD |
| 67.350,00 | 23.572,50 | 30,0% | 55,00 | 16,5 | 388.946,25 | 5,78 | 10,5% |

SISTEMA LIQUIDACIÓN PO14

| | | | | Sobrecoste por Desvío | | | Liquidación Desvíos | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Caso | Descripción | Ventas Parque 30MW (MWh/año) | Volumen desvío neto por A.V. (MWh) | % | Carga Base PMD 2005 (€/MWh) | Sobrecoste 2005 (€/MWh) | Coste Desvíos 2005 (€) | Precio Desvíos PD 2005 (€/MWh) | % PD/PMD |
| Caso 1 | Desvío a subir a favor del sistema | 67.350,00 | 5.893,13 | 0,0% | 55,00 | 0 | 0 | 0 | 0% |
| Caso 2 | Desvío a bajar a favor del sistema | 67.350,00 | 5.893,13 | 0,0% | 55,00 | 0 | 0 | 0 | 0% |
| Caso 3 | Desvío a subir contra el sistema | 67.350,00 | 5.893,13 | 16,7% | 55,00 | 9,2 | 54.020,31 | 0,8 | 1,5% |
| Caso 4 | Desvío a bajar contra el sistema | 67.350,00 | 5.893,13 | 43,3% | 55,00 | 23,8 | 140.452,81 | 2,1 | 3,8% |

donde PD=Precio Desvíos, PMD= Precio Medio Diario.

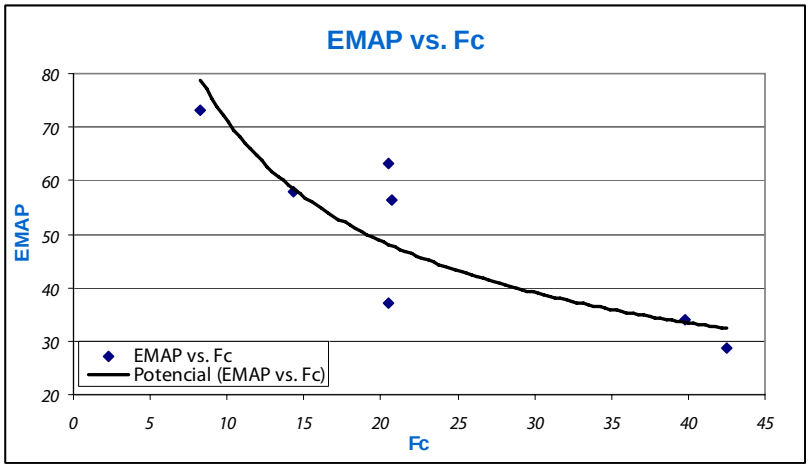
## *6.2.- Resultados por tareas*

Se resumen a continuación los resultados de las tareas realizados por los representantes de los parques que han participado en el Ejercicio, de acuerdo con el reparto que se incluye en el ANEXO II

### 6.2.1- Evolución de las predicciones a lo largo del tiempo

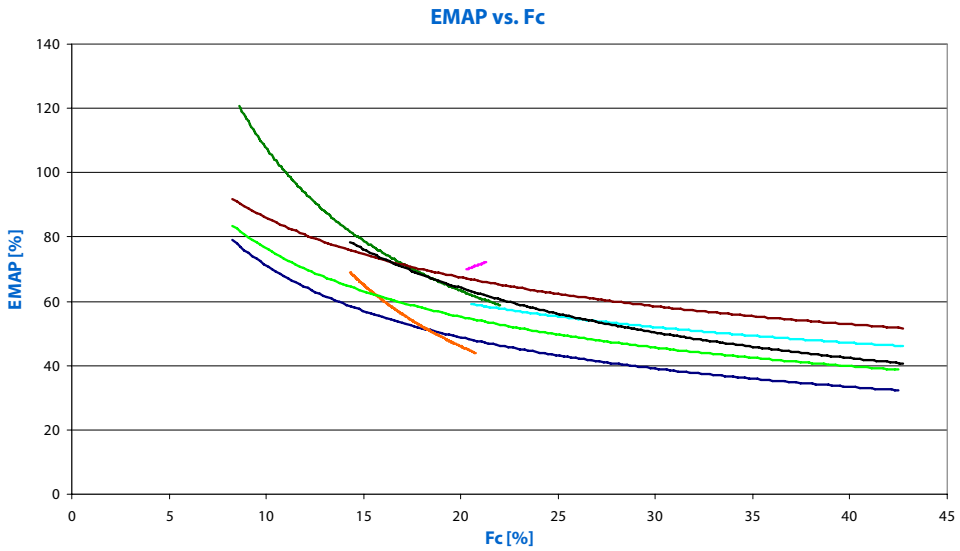
La predicción de la producción eólica no es igual de exacta para cualquier intensidad de viento, de forma que para bajas producciones los errores serán más altos por la mayor dificultad de predecir para esos valores.

De esta manera, para analizar el funcionamiento de los predictores de forma general, se realizan las gráficas de EMAP vs. Factor de capacidad (Fc) donde cada punto representa el EMAP de un predictor en un parque que ha tenido un Fc medio determinado en ese mes.




| | Error | Fc |
|---|---|---|
| Parque 1 | 63,27 | 20,54 |
| Parque 2 | 28,83 | 42,51 |
| Parque 3 | 56,49 | 20,66 |
| Parque 4 | 37,09 | 20,54 |
| Parque 5 | 58,07 | 14,31 |
| Parque 6 | 33,94 | 39,83 |
| Parque 7 | 73,11 | 8,27 |

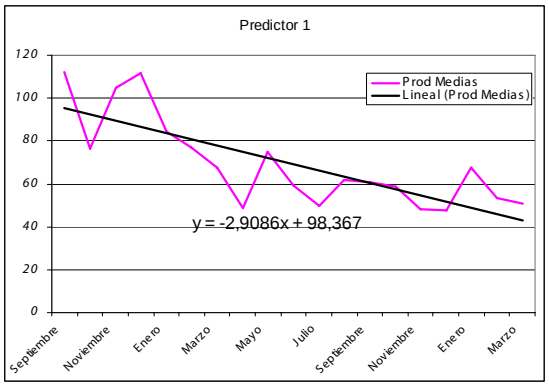
Con lo que para un mes determinado se puede comparar el rendimiento de los diferentes predictores

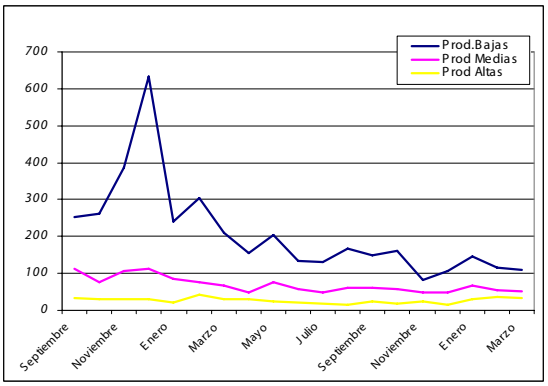


En general el mejor predictor ha mantenido está posición desde el principio, aunque el resto se han ido acercando de forma progresiva al mismo especialmente en los primeros meses correspondientes al 2006, en el periodo de extensión del ejercicio.

Los siguientes gráficos muestran esta evolución para uno de los predictores, en un parque, con lo que podemos apreciar la tendencia de mejora que han seguido y cuál puede ser el límite mínimo de EMAP al que se puede aspirar con la tecnología actual de predicción.

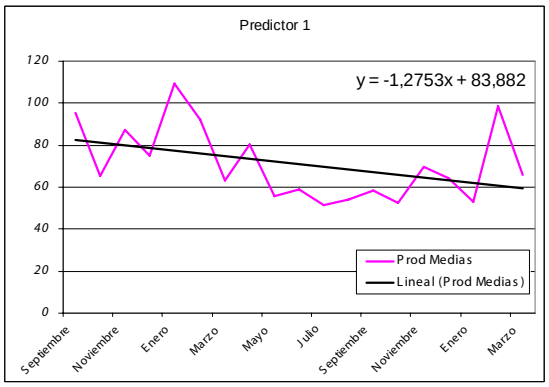
Cada punto representa el EMAP en un mes para un rango del Fc, de forma que se puedan comparar datos de diferentes meses, dado que se analiza sólo la franja de cada mes con una producción comprendida entre unos valores de Fc. Producciones Bajas son para un Fc inferior al 15%, Producciones medias para un Fc entre el 15% y el 35% y Producciones Altas para un Fc superior al 35%.

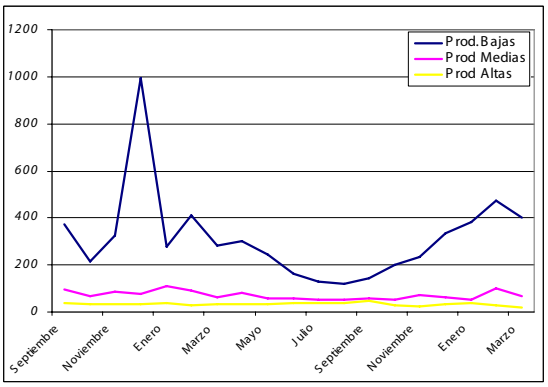


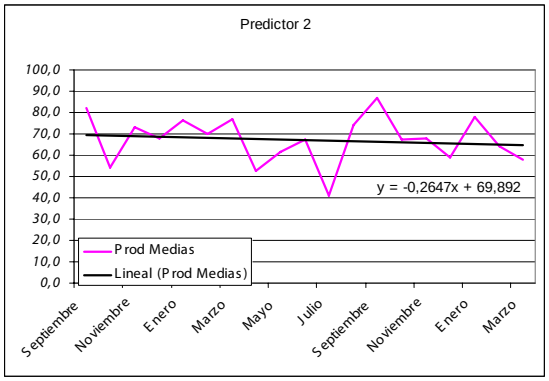

En este caso el aprendizaje es particularmente acusado. Ésto no ocurre ni en todos los parques ni para todos los predictores, aunque la tendencia general ha sido que los modelos mejoren con el tiempo, según obtienen más datos y ajustan sus modelos al parque.

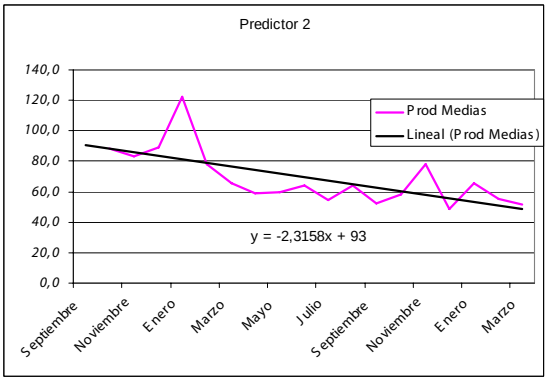
Para el mismo predictor en otro parque, los resultados son:



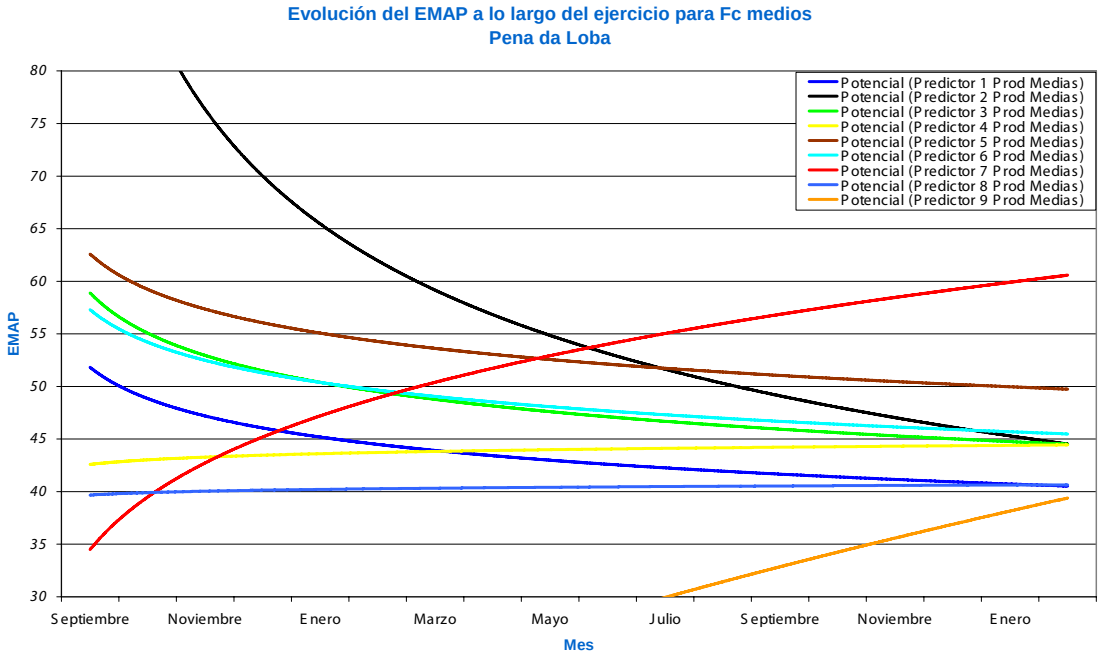



Mientras que otro predictor en los mismos parques que el anterior se comporta así:



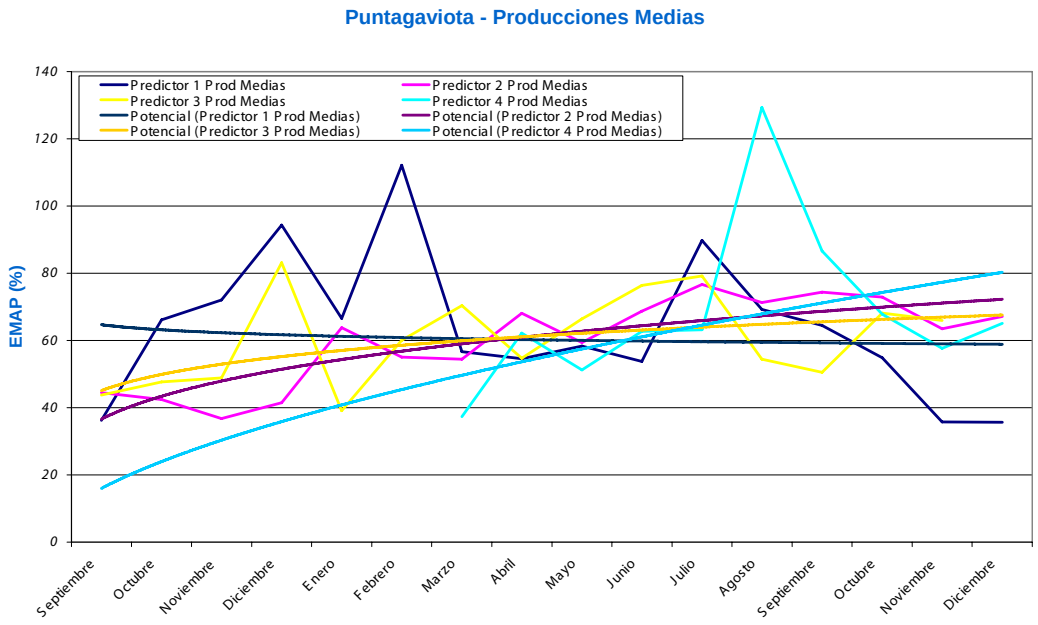




Y comparando las evoluciones de todos los predictores para valores medios de producción en un parque determinado:

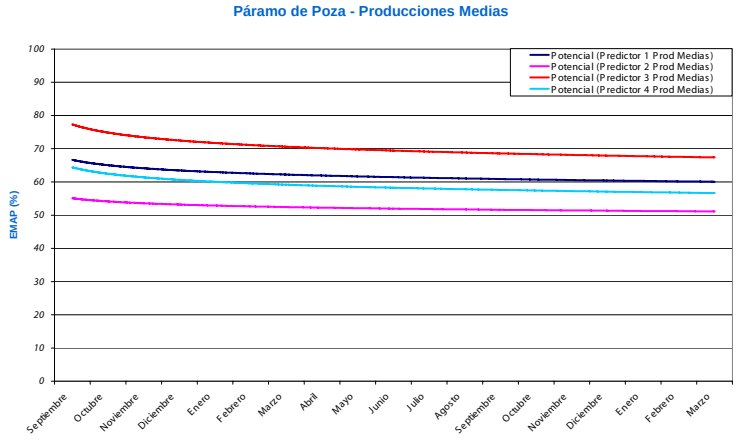



Se observa que no todos los predictores en este parque mejoran sus predicciones con el tiempo, aunque esa es la tendencia normal. En este caso es apreciable que por debajo de la banda del 40-50% las tendencias de predicción de valores de producción medios no mejoran, aunque los valores puntuales de los diferentes meses pueden ser mejores y el EMAP conjunto es inferior por la influencia de las producciones altas, que por lo general resultan más sencillas de predecir, como se ha podido apreciar en las dos gráficas del predictor 1 algo más arriba.

El parque de Puntagaviota en las islas Canarias es un caso particular, donde la experiencia adquirida no parece haber sido suficiente para mejorar las predicciones:

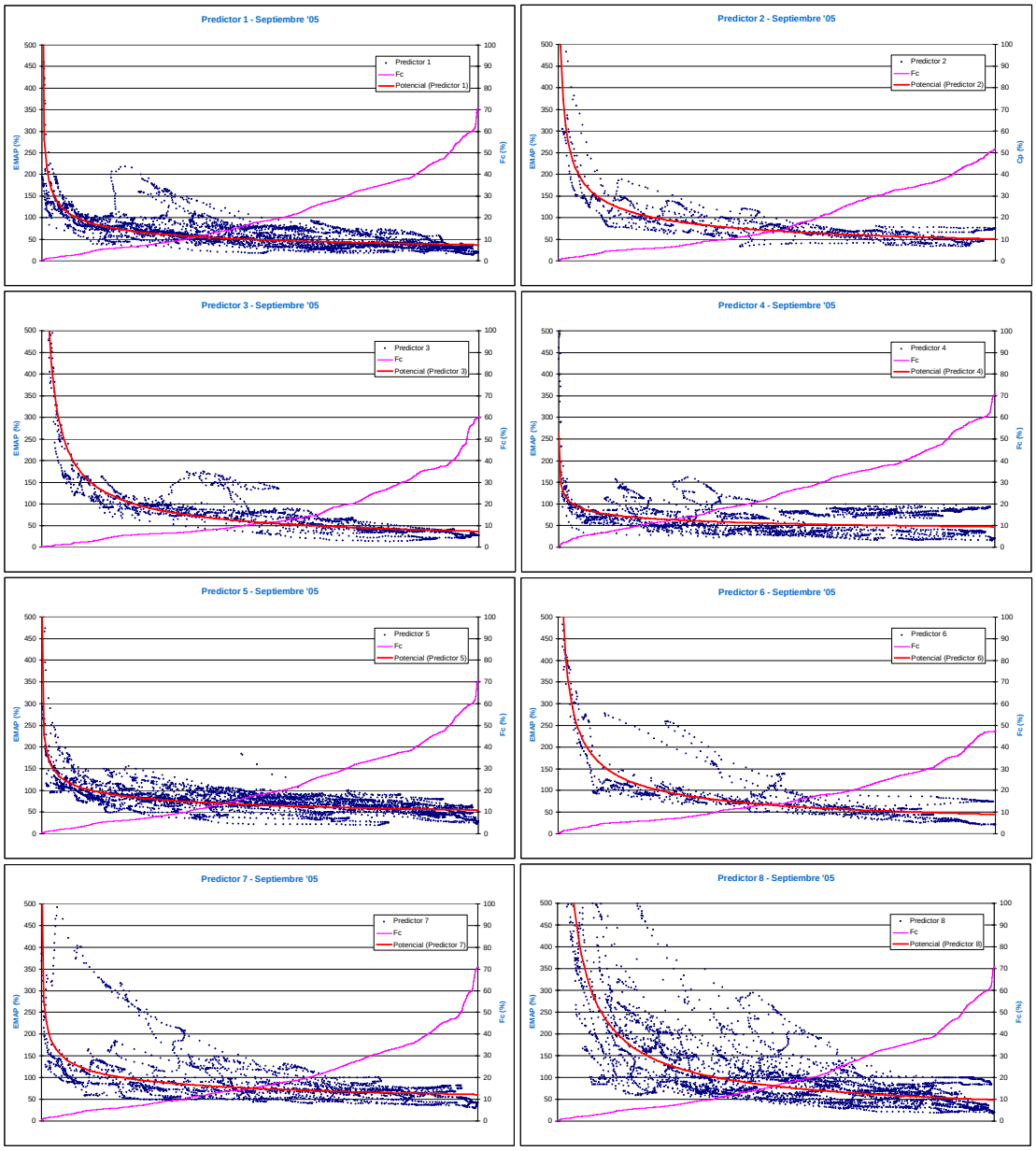



Y finalmente, un parque como el de Páramo de Poza ha tenido un desarrollo similar de los diferentes modelos y si bien obviamente la exactitud de los resultados es la particular de cada uno, en este caso no difiere notablemente.



## 6.2.2.- Rendimiento de los predictores al final del ejercicio

Dado que el EMAP es un resultado promedio en el tiempo, a fin de observar su evolución interesa que el intervalo de agregación sea lo más corto posible, para que los errores sean suficientemente representativos y no queden laminados por periodos excesivamente largos. De esta manera, si se agregan los errores para intervalos de 72 horas tomados hora a hora, y se ordenan los datos en orden de Fc creciente, se obtienen las siguientes gráficas:

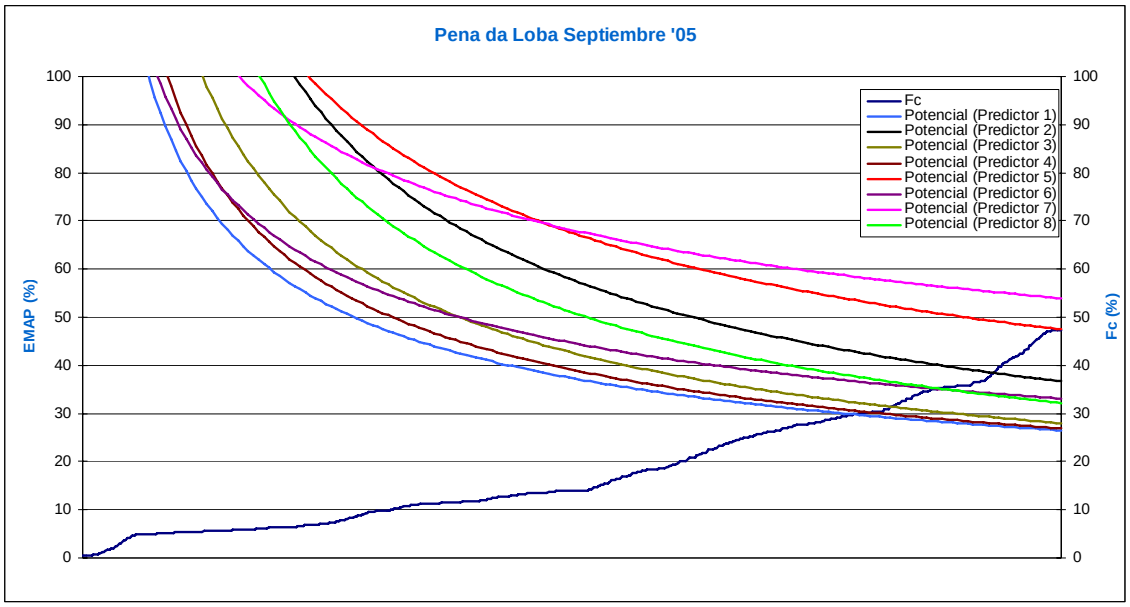



Los datos se han ordenado según el valor de Fc y no en su secuencia temporal ni por parque, de forma que se obtiene una nube de puntos que siguen una tendencia rápidamente decreciente al principio y que se estabiliza para grandes valores de Fc. Aparte de estos factores comunes, se aprecian claramente las diferencias de cada predictor.

La curva de tendencia nos muestra los errores máximos que vamos a encontrar y cual es el error mínimo alcanzable por cada predictor, también el Fc mínimo para el que podemos esperar predicciones fiables. Estas curvas nos muestran que existe para cada predictor un punto por debajo del cual no mejoran su exactitud y hace pensar que con los datos de entrada actuales y los modelos existentes, hay un umbral de error de predicción dado por los diferentes factores de incertidumbre.

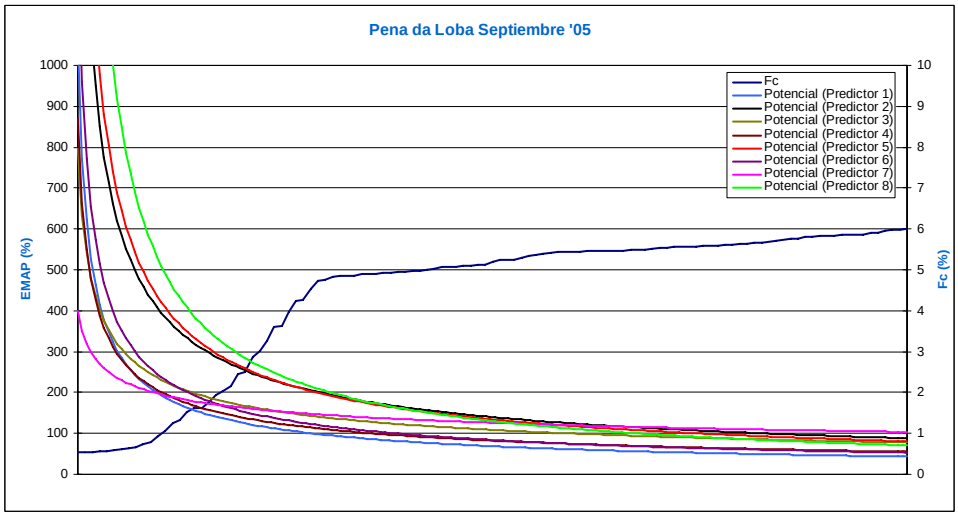
Es importante recordar que siguen siendo datos agregados de 72 horas y no errores individuales.

Para datos comparativos, se toman los datos del EMAP para el parque de Pena da Loba, que es el único para el que todos los predictores realizan predicciones y se observan las diferentes tendencias.




Error vs. Fc - Pena da Loba septiembre 2005

Y para Fc muy bajos (0% – 6%):




Detalle de error vs. Fc - Pena da Loba septiembre 2005 para Fc inferior a 6%

Se observa cómo el error mínimo tiende al 25% para el mejor de los predictores con altos valores de Fc y cómo puede ser acotado por debajo del 50% para valores de factores de capacidad superiores al 12%, que es un valor de producción bastante bajo. Es importante reseñar, que el mes de septiembre el Fc del parque de Pena da Loba fue del 17,23%, un valor particularmente bajo, con lo que esos datos de EMAP representan un buen rendimiento.

Para muy bajos Fc, se aprecia la velocidad con la que cada predictor acota sus errores y cómo para apenas un 5% el EMAP se reduce por debajo del 150% para todos los predictores. Estos factores de capacidad representan sólo un pequeño porcentaje de los datos del mes, incluso para un mes con muy bajo viento.

## *6.3.- Influencia del terreno. Índice de Complejidad del Terreno (ICT)*

### 6.3.1.- Introducción

En este capítulo se analiza la influencia de la complejidad del terreno en la calidad de la predicción de producción de parques eólicos. Para ello se ha definido un parámetro denominado Índice de Complejidad del Terreno ICT, (ver Anexo II), con el objeto de disponer de una variable que permitiera cuantificar dicha complejidad y valorar de un modo no subjetivo su influencia en la predicción.

Los valores de ICT obtenidos para cada uno de los parques eólicos del ejercicio son los siguientes:

| Parque eólico | I.C.T. |
|---|---|
| Punta Gaviota | 0.38 |
| La Muela | 1.78 |
| Villacastín | 2.72 |
| El Pilar | 3.84 |
| Buenavista | 4.18 |
| Páramo de Poza | 7.98 |
| Pena da Loba | 12.00 |

En los sucesivos informes que se han presentado a lo largo del ejercicio se ha visto que existen factores que tienen una mayor influencia en la predicción de la producción que la complejidad del terreno donde se ubican los parques: los datos meteorológicos globales de partida (diferencias por zonas), las características especiales de cada parque, efectos locales, el factor de capacidad, etc. Todos estos factores dificultan aislar la influencia del terreno de la de los otros factores.

Por ello, en un primer intento se realizó el estudio acotando el factor de capacidad en varios tramos, analizando la variación del EMAE con el ICT, para así eliminar la influencia del factor de capacidad, considerado como el factor más influyente en el análisis. Los resultados no fueron muy concluyentes pues no se discriminaron otro tipo de variables, como los ya comentados.

Posteriormente, en un intento de aislar completamente el efecto de la complejidad del terreno de otras variables se decidió hacer un análisis por direcciones, para tres parques eólicos: Pena da Loba, El Pilar y Páramo de Poza.

Se presentan en este informe las siguientes gráficas para el periodo acumulado de 1 año:

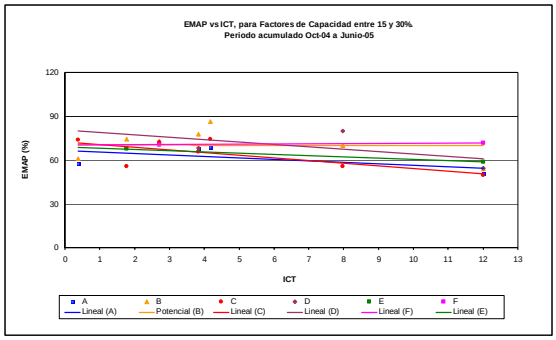
1. Líneas de tendencia del EMAP en función del ICT, para factores de capacidad comprendidos entre el 15% y el 30%:
   - Para cada modelo de predicción
   - Agrupando los llamados modelos físicos y estadísticos

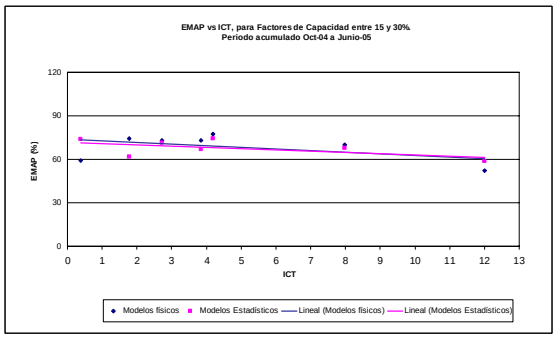
2. Líneas de tendencia del EMAE en función del ICT, para todo los factores de capacidad para cada modelo de predicción.

3. Líneas de tendencia del EMAP y del EMAE en función del ICT asociado a cada sector de la rosa de vientos con una frecuencia superior al 5%, para los parques de Pena da Loba, El Pilar y Páramo de Poza.

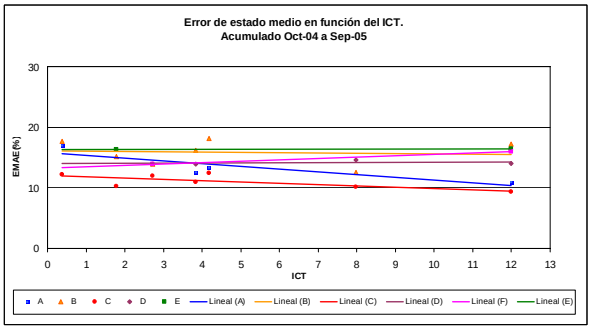
## 6.3.2.- Resultados

### 6.3.2.1.- EMAP en función del ICT




### 6.3.2.2.- EMAE en función del ICT




### 6.3.2.3.- EMAE por direcciones de viento

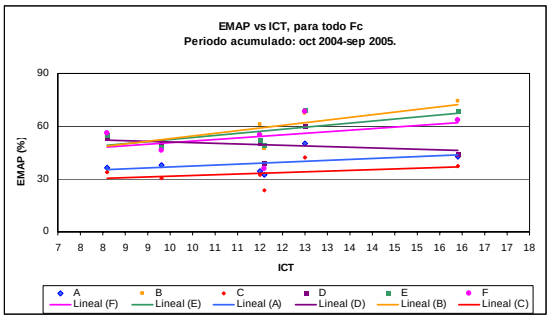
Se analiza la posible influencia de la complejidad del terreno en el EMAP y EMAE haciendo un análisis de los mismos por direcciones de viento. En lugar de considerar un único valor del parámetro ICT para todo el parque (valor que ha sido promediado entre los distintos ICT para cada aerogenerador y para cada dirección de viento ponderada por su frecuencia), se considera el valor de ICT que resulta para cada uno de los 16 sectores de la rosa de vientos.

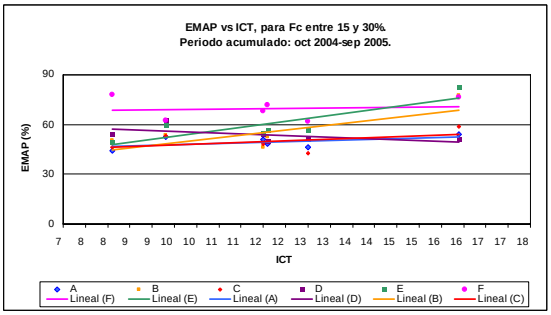
Ocurre sin embargo, que muchas direcciones de viento se dan con poca frecuencia, con lo que la producción es muy baja en esas direcciones, y los errores son poco representativos. Se decide por tanto filtrar los sectores menos frecuentes y representar únicamente los rumbos con una frecuencia de ocurrencia superior al 5%.

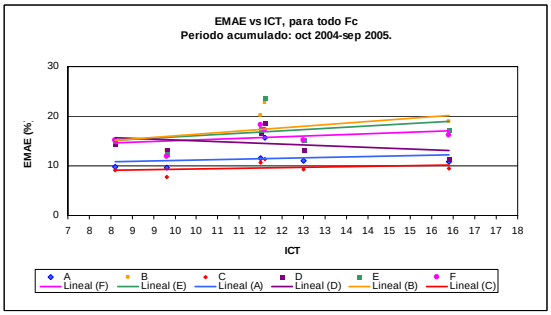
Se ha decidido realizar este análisis en los parques de Pena da Loba, El Pilar y Páramo de Poza. Para cada parque se van a representar las siguientes gráficas:

- EMAP vs ICT para todo factor de capacidad y para sectores cuya frecuencia es superior al 5%.
- EMAP vs ICT para un tramo de factor de capacidad acotado entre el 15% y el 30%, y para sectores cuya frecuencia es superior al 5%.
- EMAE vs ICT, para todo Fc y para sectores cuya frecuencia es superior al 5%.

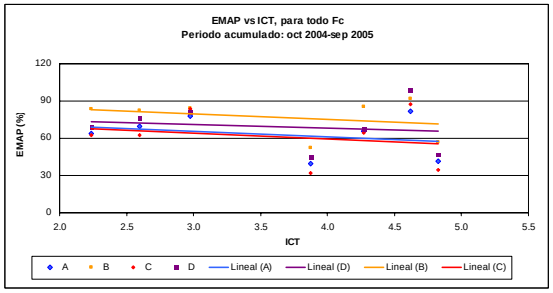
## Pena da Loba

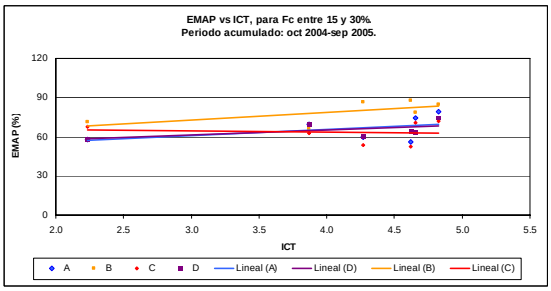


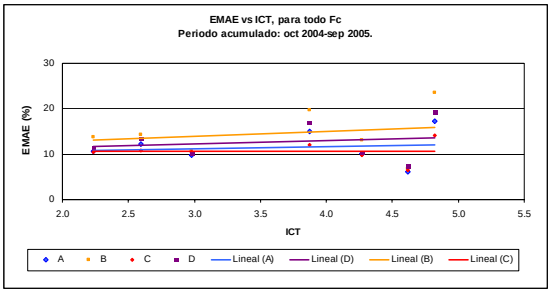



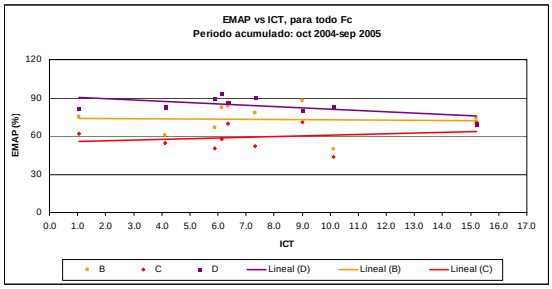

## El Pilar

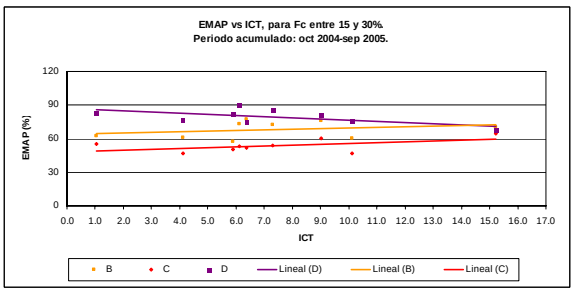


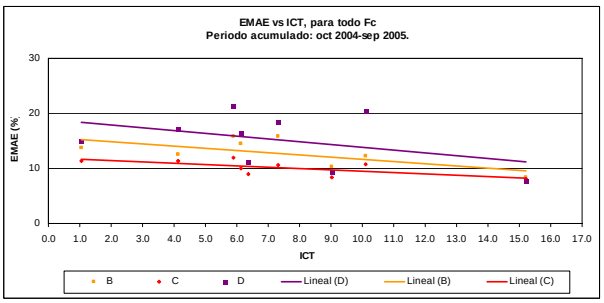






Páramo de Poza




## 6.3.3.- Conclusiones sobre la influencia de la complejidad del terreno

A lo largo de las sucesivas aproximaciones que se han hecho al estudio de la influencia de la complejidad del terreno en el error de predicción, se ha llegado a la conclusión de que resultaba necesario ir aislando diversos factores que parecían enmascarar esta influencia.

Se ha visto a lo largo del ejercicio que el factor de capacidad es un elemento determinante en el error. Por ello en un primer momento se pensó en tratar de aislar su influencia, acotando el análisis por tramos de factor de capacidad y mediante el análisis del error de estado.

Las conclusiones sin embargo parecían indicar que la influencia del terreno era bastante aleatoria. Factores como los datos meteorológicos globales de entrada, factores locales, y características propias de los parques parecían tener mayor influencia y parecían enmascarar la acción del terreno.

Por otro lado, si se esperaba encontrar una relación distinta entre el EMAP y la complejidad del terreno, para el conjunto de modelos físicos y para el conjunto de modelos estadísticos, hay que concluir que no se aprecia una relación distinta para unos modelos u otros. Sí es cierto que aquellos modelos que presentan una relación

creciente más acusada, son modelos físicos, Sin embargo existen otros modelos físicos que no parecen verse demasiado afectados por la complejidad del terreno.

En definitiva los resultados obtenidos parecen indicar que existe una influencia de la complejidad del terreno en el error, pero que ésta, además de ser pequeña, no es determinante a la hora de analizar las bondades de un modelo de predicción en un parque, y esto se debe a que existen otros factores más determinantes, como pueden ser los efectos del modelo global, las características intrínsecas del parque, u otro tipo de efectos locales, que tienen una influencia mucho mayor en el error de predicción y que enmascaran los efectos del terreno.

## *6.4.- Impacto de la agrupación de parques*

Las reglas del mercado eléctrico liberalizado permiten compensar desvíos de la programación entre dos o más unidades de producción en régimen especial, siempre que dichas programaciones sean presentadas al mercado bajo una misma unidad de oferta de régimen especial de un agente vendedor. A esta compensación se le denomina apantallamiento del desvío, y al grupo de parques que se presentan bajo la misma unidad de oferta, cartera.

En este apartado se tratan los siguientes aspectos relativos al apantallamiento de desvíos en la agregación de parques:

- Evolución durante el ejercicio de la mejora del apantallamiento entre parejas de parques.

- Mejora de apantallamiento si se consideran todos los parques de la misma potencia.

- Influencia del desvío individual en la disminución del desvío de la cartera.

- Disminución del Error de Producción y Coste del Desvío cuando se consideran todos los parques en la agregación. Evolución mensual. Comparación de dos modelos.

### 6.4.1.- Evaluación del apantallamiento

En todo este apartado se considera el reparto de la mejora del desvío dentro de una cartera de parques, en proporción al desvío individual respecto al total de desvíos individuales, esto es: Para un número de horas "N" y un grupo de "P" parques, el desvío de un "parque_j" tras el apantallamiento vendrá expresado por:

$$Desvío_{Parque\ j} = \sum_{t=1}^{N} \left\{ \frac{\left| Desvío\ individual_t \right|_{Parque\ j}}{\sum_{i=1}^{P} \left| Desvío\ individual_{i,t} \right|} \cdot \left| \sum_{i=1}^{P} Desvío\ individual_{i,t} \right| \right\}$$

## 6.4.2.- Agrupación por parejas

La agrupación más evidente es la de dos parques entre sí. A continuación se presenta la mejora del error de producción mensual de cada parque que participa en este ejercicio al agregarse con cada uno de los demás.

Para cada parque se marcan en naranja los valores mínimos para identificar el mejor parque con el cual agregarse(*), para cada uno de los meses de los que se dispone de información.

(*) La mejora de producción se contabiliza como [EMAP Final-EMAP Inicial].

| *Pena da Loba* | Pena | Páramo | Pilar | Villacastín | Buenavista | Muela | Gaviota |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Oct | -- | -6.7% | -4.0% | -4.5% | -2.3% | -11.3% | -3.1% |
| Nov | -- | -9.0% | -6.4% | -6.8% | -4.0% | -9.5% | -4.4% |
| Dic | -- | -7.7% | -6.9% | -5.6% | -4.2% | -12.7% | -7.7% |
| Ene | -- | -6.3% | -3.7% | -5.0% | -3.5% | -5.5% | -2.6% |
| Feb | -- | -12.1% | -7.6% | -6.6% | -6.0% | -7.4% | -4.5% |
| Mar | -- | -8.4% | -6.6% | -6.8% | -5.0% | -8.2% | -2.8% |
| Abr | -- | -6.6% | -4.9% | -5.8% | -2.5% | -6.6% | -3.7% |
| May | -- | -7.0% | -4.4% | -5.3% | -3.5% | -8.7% | -3.6% |
| Jun | -- | -6.9% | -6.0% | -6.1% | -6.0% | -8.2% | -4.8% |
| Jul | -- | -4.2% | -3.9% | -3.6% | -2.5% | -4.0% | -3.7% |
| Ago | -- | -5.1% | -4.0% | -3.7% | -2.2% | -6.7% | -3.7% |
| Sep | -- | -8.2% | -4.1% | -6.4% | -5.7% | -8.3% | -7.8% |
| **Promedio** | -- | -7.3% | -5.2% | -5.5% | -4.0% | -8.1% | -4.4% |
| **Desviación típica** | -- | 1.9% | 1.3% | 1.1% | 1.4% | 2.3% | 1.6% |

| *Páramo de Poza* | Pena | Páramo | Pilar | Villacastín | Buenavista | Muela | Gaviota |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Oct | -6.6% | -- | -4.3% | -5.3% | -3.4% | -8.9% | -2.8% |
| Nov | -13.9% | -- | -10.4% | -9.9% | -3.6% | -13.9% | -5.1% |
| Dic | -9.8% | -- | -9.4% | -10.1% | -5.1% | -11.4% | -7.3% |
| Ene | -10.4% | -- | -4.3% | -7.6% | -5.1% | -9.6% | -3.5% |
| Feb | -9.5% | -- | -6.6% | -9.6% | -5.3% | -10.9% | -6.2% |
| Mar | -10.5% | -- | -6.1% | -9.4% | -5.5% | -11.9% | -3.5% |
| Abr | -9.4% | -- | -7.4% | -7.5% | -4.1% | -11.3% | -4.1% |
| May | -12.2% | -- | -9.4% | -10.8% | -6.1% | -14.2% | -6.9% |
| Jun | -14.2% | -- | -9.7% | -12.8% | -10.2% | -14.5% | -11.6% |
| Jul | -12.4% | -- | -12.7% | -9.0% | -7.1% | -12.7% | -10.0% |
| Ago | -14.6% | -- | -10.6% | -12.2% | -6.8% | -15.9% | -13.7% |
| Sep | -16.3% | -- | -11.1% | -8.3% | -6.5% | -13.6% | -11.0% |
| **Promedio** | -11.7% | -- | -8.5% | -9.4% | -5.7% | -12.4% | -7.1% |
| **Desviación típica** | 2.6% | -- | 2.6% | 2.0% | 1.8% | 2.0% | 3.5% |

| *El Pilar* | Pena | Páramo | Pilar | Villacastín | Buenavista | Muela | Gaviota |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Oct | -19.3% | -17.4% | -- | -17.6% | -13.1% | -18.8% | -11.8% |
| Nov | -18.0% | -18.5% | -- | -9.0% | -5.4% | -18.1% | -9.9% |
| Dic | -10.6% | -10.4% | -- | -13.4% | -8.6% | -8.7% | -10.2% |
| Ene | -7.1% | -5.1% | -- | -6.8% | -5.0% | -8.0% | -4.2% |
| Feb | -9.3% | -7.9% | -- | -10.7% | -7.6% | -9.5% | -9.6% |
| Mar | -11.1% | -9.4% | -- | -12.5% | -5.9% | -13.5% | -6.5% |
| Abr | -14.6% | -13.7% | -- | -12.1% | -9.9% | -12.3% | -11.8% |
| May | -10.8% | -11.9% | -- | -12.9% | -10.3% | -10.9% | -10.1% |
| Jun | -16.1% | -12.2% | -- | -13.7% | -14.0% | -12.4% | -12.5% |
| Jul | -8.0% | -10.0% | -- | -8.3% | -7.1% | -8.0% | -6.9% |
| Ago | -8.4% | -6.4% | -- | -7.5% | -5.8% | -9.9% | -7.9% |
| Sep | -5.8% | -13.6% | -- | -10.6% | -10.6% | -11.4% | -12.3% |
| **Promedio** | -11.6% | -11.4% | -- | -11.3% | -8.6% | -11.8% | -9.5% |
| **Desviación típica** | 4.2% | 3.9% | -- | 3.0% | 2.9% | 3.4% | 2.5% |

| *Villacastín* | Pena | Páramo | Pilar | Villacastín | Buenavista | Muela | Gaviota |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Oct | -11.3% | -10.8% | -9.4% | -- | -5.6% | -11.2% | -5.0% |
| Nov | -18.8% | -19.7% | -13.9% | -- | -8.8% | -11.8% | -5.3% |
| Dic | -18.4% | -24.0% | -29.7% | -- | -10.1% | -22.3% | -9.6% |
| Ene | -13.3% | -12.2% | -10.2% | -- | -6.4% | -11.4% | -6.0% |
| Feb | -11.3% | -17.0% | -14.8% | -- | -7.4% | -8.3% | -7.5% |
| Mar | -11.5% | -10.6% | -11.5% | -- | -6.5% | -13.0% | -6.6% |
| Abr | -13.2% | -12.7% | -9.3% | -- | -7.1% | -16.1% | -9.9% |
| May | -16.0% | -14.9% | -14.6% | -- | -10.5% | -16.8% | -10.9% |
| Jun | -12.9% | -11.7% | -13.5% | -- | -8.6% | -14.4% | -10.5% |
| Jul | -12.9% | -11.7% | -13.5% | -- | -8.6% | -14.4% | -10.5% |
| Ago | -14.8% | -15.9% | -12.8% | -- | -11.1% | -12.8% | -12.7% |
| Sep | -16.4% | -11.4% | -12.5% | -- | -15.0% | -20.8% | -16.6% |
| **Promedio** | -14.2% | -14.4% | -13.8% | -- | -8.8% | -14.4% | -9.3% |
| **Desviación típica** | 2.5% | 4.0% | 5.1% | -- | 2.5% | 3.9% | 3.2% |

| *Buenavista* | Pena | Páramo | Pilar | Villacastín | Buenavista | Muela | Gaviota |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Oct | -13.4% | -14.7% | -14.6% | -12.2% | -- | -13.7% | -7.8% |
| Nov | -13.6% | -7.7% | -7.1% | -8.3% | -- | -10.2% | -11.4% |
| Dic | -14.3% | -10.7% | -19.6% | -9.4% | -- | -13.4% | -10.6% |
| Ene | -12.3% | -10.0% | -9.1% | -7.3% | -- | -8.4% | -5.4% |
| Feb | -18.3% | -19.1% | -20.6% | -14.8% | -- | -14.0% | -13.0% |
| Mar | -10.0% | -14.9% | -7.3% | -10.6% | -- | -13.7% | -6.9% |
| Abr | -9.1% | -8.2% | -10.7% | -10.9% | -- | -9.5% | -9.5% |
| May | -10.1% | -9.2% | -11.2% | -8.9% | -- | -10.0% | -6.9% |
| Jun | -8.9% | -8.4% | -8.6% | -7.5% | -- | -6.9% | -7.3% |
| Jul | -8.6% | -8.4% | -9.3% | -8.5% | -- | -7.5% | -6.2% |
| Ago | -4.2% | -7.0% | -7.8% | -7.2% | -- | -6.3% | -6.2% |
| Sep | -9.0% | -6.9% | -9.4% | -10.0% | -- | -7.4% | -9.5% |
| **Promedio** | -11.0% | -10.4% | -11.3% | -9.6% | -- | -10.1% | -8.4% |
| **Desviación típica** | 3.5% | 3.7% | 4.4% | 2.2% | -- | 2.8% | 2.3% |

| *Muela* | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Pena** | **Páramo** | **Pilar** | **Villacastín** | **Buenavista** | **Muela** | **Gaviota** |
| Oct | -15.5% | -12.7% | -7.9% | -8.4% | -4.5% | -- | -3.6% |
| Nov | -9.8% | -11.0% | -8.9% | -5.9% | -2.6% | -- | -3.3% |
| Dic | -8.4% | -4.9% | -4.4% | -5.1% | -2.7% | -- | -3.7% |
| Ene | -6.1% | -7.1% | -5.2% | -4.5% | -2.3% | -- | -1.9% |
| Feb | -5.5% | -6.7% | -4.7% | -3.3% | -2.7% | -- | -3.6% |
| Mar | -10.2% | -9.7% | -8.1% | -9.0% | -5.3% | -- | -3.7% |
| Abr | -6.6% | -6.8% | -4.1% | -7.2% | -2.8% | -- | -3.9% |
| May | -13.0% | -12.1% | -7.1% | -8.3% | -5.4% | -- | -5.7% |
| Jun | -12.7% | -10.8% | -7.8% | -9.5% | -6.9% | -- | -8.8% |
| Jul | -8.5% | -8.4% | -7.5% | -7.7% | -4.3% | -- | -7.5% |
| Ago | -13.6% | -12.5% | -11.1% | -8.0% | -5.8% | -- | -9.7% |
| Sep | -8.7% | -7.4% | -5.9% | -9.7% | -6.0% | -- | -8.5% |
| **Promedio** | -9.9% | -9.2% | -6.9% | -7.2% | -4.3% | -- | -5.3% |
| **Desviación típica** | 3.1% | 2.5% | 2.0% | 2.0% | 1.5% | -- | 2.5% |

| *Punta Gaviota* | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Pena** | **Páramo** | **Pilar** | **Villacastín** | **Buenavista** | **Muela** | **Gaviota** |
| Oct | -25.9% | -23.3% | -22.0% | -20.8% | -12.8% | -16.2% | -- |
| Nov | -35.4% | -26.1% | -38.8% | -13.9% | -23.8% | -17.6% | -- |
| Dic | -22.9% | -22.2% | -30.7% | -12.6% | -10.7% | -18.4% | -- |
| Ene | -26.8% | -19.0% | -23.6% | -19.9% | -19.6% | -13.8% | -- |
| Feb | -39.0% | -49.4% | -61.3% | -34.4% | -34.4% | -35.7% | -- |
| Mar | -15.8% | -11.9% | -16.8% | -18.3% | -15.6% | -17.1% | -- |
| Abr | -7.7% | -5.3% | -10.9% | -10.6% | -7.1% | -10.4% | -- |
| May | -6.2% | -6.3% | -7.5% | -7.3% | -5.6% | -6.4% | -- |
| Jun | -7.9% | -9.8% | -8.4% | -8.4% | -8.5% | -9.4% | -- |
| Jul | -8.1% | -7.8% | -6.7% | -6.2% | -4.0% | -7.8% | -- |
| Ago | -8.8% | -9.3% | -8.6% | -7.8% | -5.9% | -9.0% | -- |
| Sep | -11.7% | -8.6% | -9.4% | -10.0% | -8.7% | -11.5% | -- |
| **Promedio** | -18.0% | -16.6% | -20.4% | -14.2% | -13.0% | -14.4% | -- |
| **Desviación típica** | 11.1% | 12.1% | 15.8% | 7.7% | 8.6% | 7.5% | -- |

De las tablas anteriores se deduce que dado un parque, la mejora que se obtiene al apantallar con otro no varia significativamente en el tiempo, esto también lo indica el valor bajo de la desviación típica. Esto, sin embargo, no es válido para el parque de Punta Gaviota.

De estás tablas, no se pueden extraer conclusiones sobre agregaciones zonales, debido a la diferencia de potencia entre parques.

Por último se muestra una tabla donde se analiza la mejora en el EMAP utilizando el periodo anual octubre 04 septiembre 05:

| | ... agregándolo con este, en un .... | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Pena | Páramo | Pilar | Villacastín | Buenavista | Muela | Gaviota | Desviación Típica |
| El error de este parque mejora | Pena | -- | -7.1% | -5.0% | -5.4% | -3.7% | -8.0% | -4.0% | 1.6% |
| | Páramo | -10.5% | -- | -7.4% | -8.6% | -5.1% | -11.5% | -5.6% | 2.4% |
| | Pilar | -11.0% | -10.6% | -- | -10.8% | -8.2% | -11.1% | -9.0% | 1.1% |
| | Villacastín | -13.7% | -13.9% | -12.9% | -- | -8.2% | -13.8% | -8.6% | 2.5% |
| | Buenavista | -10.4% | -10.0% | -10.6% | -9.3% | -- | -9.7% | -8.0% | 0.8% |
| | Muela | -9.2% | -8.6% | -6.3% | -6.7% | -3.8% | -- | -4.6% | 2.0% |
| | Gaviota | -12.3% | -11.4% | -13.4% | -10.6% | -8.9% | -11.2% | -- | 1.4% |

### 6.4.3.- Agrupación por parejas con la potencia de los parques normalizada

Dada la influencia del tamaño del parque en la agregación se ha normalizado tanto la producción como la predicción de cada parque a una potencia de 50MW, esto supone que se asume que un parque pequeño como Buenavista tiene el mismo EMAP con 7.8 MW que con 50MW. Bajo estas premisas se tienen los siguientes resultados al agregar dos parques entre si:

| | ... agregándolo con este, en un .... | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Pena | Páramo | Pilar | Villacastín | Buenavista | Muela | Gaviota | Desviación Típica |
| El error de este parque mejora | Pena | -- | -7.0% | -7.7% | -7.9% | -8.2% | -8.2% | -8.5% | 0.5% |
| | Páramo | -10.5% | -- | -11.2% | -12.7% | -11.1% | -11.8% | -12.4% | 0.8% |
| | Pilar | - 9.0% | -8.7% | -- | -10.9% | -10.3% | -9.9% | -11.2% | 0.9% |
| | Villacastín | -10.6% | -11.1% | -12.8% | -- | -10.6% | -11.3% | -11.5% | 0.8% |
| | Buenavista | - 9.1% | -8.3% | -9.6% | -8.6% | -- | -8.0% | -8.3% | 0.5% |
| | Muela | - 9.1% | -8.4% | -9.7% | -9.8% | -8.1% | -- | -10.5% | 0.8% |
| | Gaviota | -10.5% | -9.5% | -11.4% | -9.6% | -8.6% | -10.3% | -- | 0.9% |

La mejora debido a la agregación con otro parque tiene menos variabilidad (desviación típica menor) que si no se normaliza.

Dada la baja desviación típica (si consideramos válida la hipótesis de normalización) se concluye que elegido un parque no hay grandes diferencias entre agregarse con un parque de una cuenca u otra.

#### 6.4.3.1- Apantallamiento del Desvío en Función de los GWh de Desvío

Intuitivamente es lógico pensar que un parque apantallará mejor sus desvíos, cuanto más desvío aporte el otro parque que forma la cartera.

En las siguiente gráfica se muestra cómo desciende el EMAP en el periodo anual oct04-sep05 de un parque dado, en función de los GWh de desvío del parque con el que apantalla (a lo largo del ejercicio se ha podido ver que esta propiedad se cumple mensualmente).

En el caso que nos ocupa, en el que todos los parques pertenecen a cuencas eólicas distintas, se puede comprobar cómo el parámetro que domina el apantallamiento es el tamaño del desvío que se pone en común.

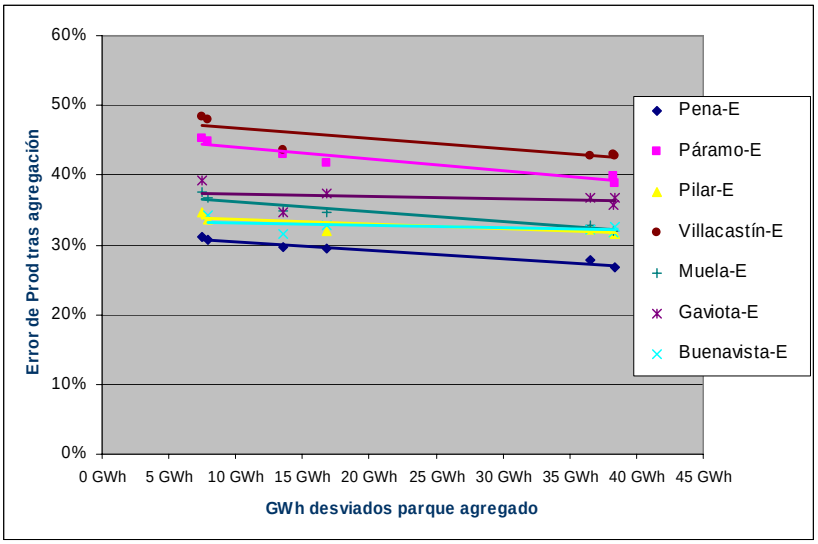
En casos de parques en una misma cuenca eólica, este efecto se vería probablemente distorsionado, dado que el signo desvío de ambos parques sería el mismo con mayor frecuencia, y por tanto disminuiría su compensación o apantallamiento.

Así, en la gráfica que sigue, se puede observar cómo cualquier parque eólico, disminuye su error al agregarse con otros, pero apantalla más desvío al aumentar los GWh de desvío que el otro aporta.

En la gráfica, se representa dado un parque: en el eje de abscisas los GWh que un parque dado aporta como desvío cada mes, en el eje de ordenadas se representa el desvío final tras el apantallamiento, al aprovechar los GWh aportados cada mes por el otro parque.

Cada familia de puntos de un mismo color representa un parque.

La interpretación de la gráfica es la siguiente: Dado un parque (el de puntos azules), Pena da Loba parte, sin agregar, con un error aproximado al 32% (i.e. agregando 0 GWh), y en función de con quién forme la cartera, reducirá su desvío en mayor o en menor medida (a más GWh que aporte su 'compañero de cartera', más apantallará Pena da Loba).




## 6.4.4.- Agregación de todos los parques

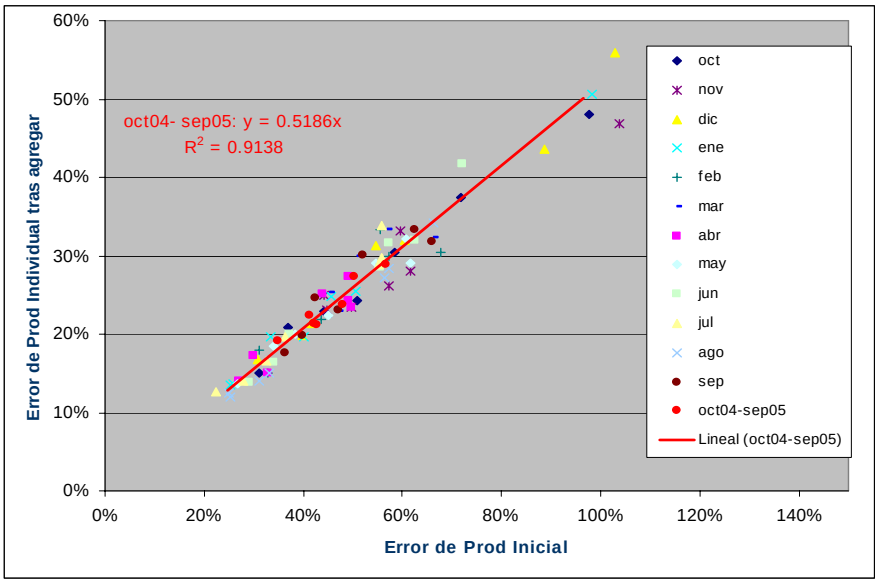
Dado un grupo de parques eólicos que agrupan sus ofertas a mercado para apantallar desvíos, el porcentaje de error (respecto a la producción) que mejoran depende linealmente del error inicial de cada parque.

Efectivamente dada una cartera de parques eólicos, cada parque disminuye su error en un porcentaje fijo que caracteriza la efectividad de esa cartera para apantallar.

Al igual que con carteras de dos parques, la mejora se ha mantenido constante mes a mes a lo largo del Ejercicio.

En la siguiente gráfica presentamos el error de producción de cada parque frente al error de producción de cada parque una vez agregado con el resto, donde cada color muestra un mes.

La linealidad de los errores iniciales y finales indica la homogeneidad del beneficio de la agregación; esto es, ningún parque se beneficia significativamente más que otro de la agregación.




En la siguiente tabla se presenta la pendiente de la recta de tendencia mes a mes (que indica la mejora tras agregarse), así como el R^2, que muestra la bondad del ajuste de los puntos a la recta.

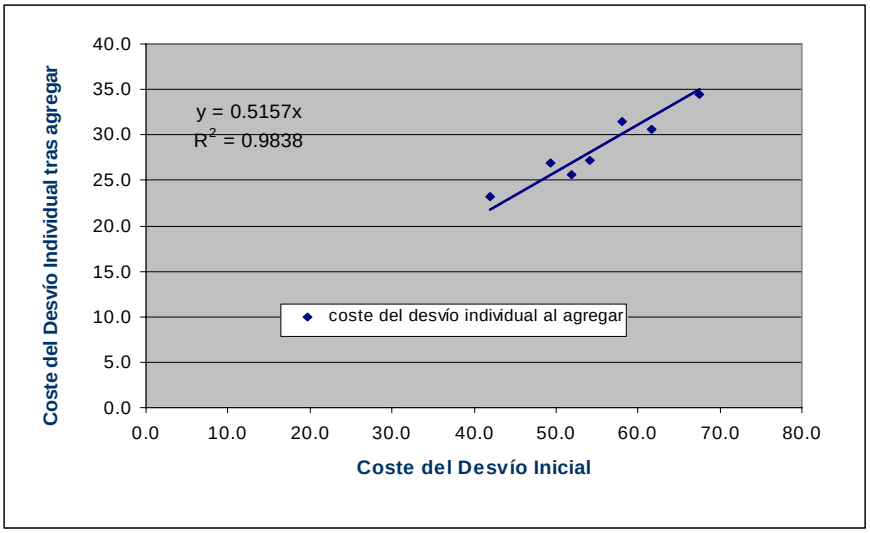
| | Pendiente | R^2 |
|---|---|---|
| **oct-04** | 0.5057 | 0.9856 |
| **nov-04** | 0.4808 | 0.8833 |
| **dic-04** | 0.5269 | 0.9827 |
| **ene-05** | 0.5197 | 0.9912 |
| **feb-05** | 0.5124 | 0.8284 |
| **mar-05** | 0.5361 | 0.6831 |
| **abr-05** | 0.5180 | 0.8676 |
| **may-05** | 0.5110 | 0.9623 |
| **jun-05** | 0.5362 | 0.9681 |
| **jul-05** | 0.5467 | 0.9604 |
| **ago-05** | 0.4909 | 0.9866 |
| **sep-05** | 0.5209 | 0.8835 |

| | | |
|---|---|---|
| **oct04-sep05** | 0.5186 | 0.9138 |

Se puede observar que la pendiente de la recta no varía significativamente mes a mes, lo que indica que la mejora individual al agregarse se mantiene constante.

### 6.4.5.- Coste del desvío al agregar todos los parques

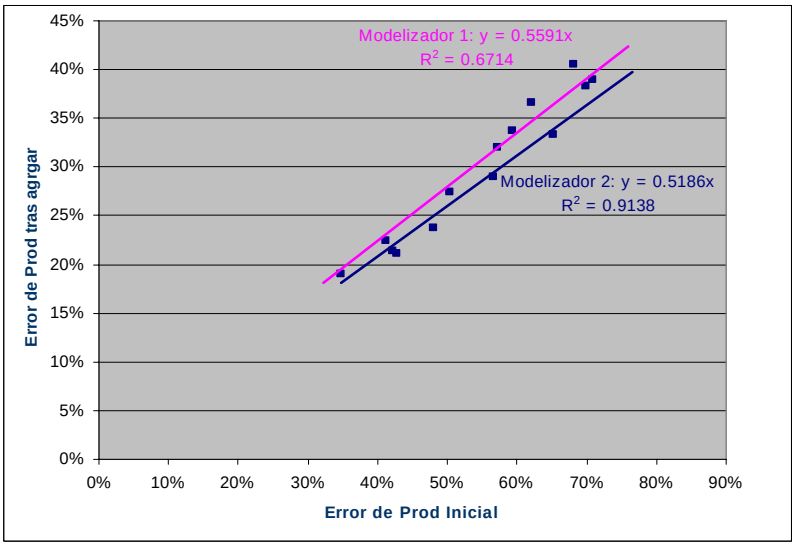
A continuación se presenta una gráfica donde se puede observar la disminución del coste del desvío al agregar todos los parques. Se muestra el resultado al considerar todos los datos desde octubre 04 a septiembre 05.




Se ha supuesto un 27% del PMD como penalización por desvíos.

### 6.4.6.- Comparación de los resultados de la agregación de todos los parques utilizando dos predictores.

En este apartado se han seleccionado dos predictores que predicen todos los parques. A continuación se presentan los resultados para ambos modelizadores en el periodo de octubre 2004 a septiembre 2005 (cada punto representa el error inicial individual de un parque frente al su error después de agregarse con el resto):




Se puede observar que la pendiente de la recta es muy parecida, aunque el coeficiente de correlación del Predictor 1 es más bajo.

### 6.4.7.- Conclusiones sobre la agrupación de parques

Las conclusiones de este apartado son las siguientes:

- Evolución en los meses del Ejercicio de la mejora del apantallamiento entre parejas de parque:

  - La mejora en el apantallamiento se mantiene como una característica casi constante entre parques mes a mes [apartado 6.4.2.].

  - En cuencas eólicas distintas, no se puede concluir que exista una dependencia entre la mejora por apantallamiento y la cuenca eólica donde se encuentra el compañero de mercado.

- Dependencia de la mejora por apantallamiento con los GWh de desvío aportados por el parque:

  Dados dos parques que agregan sus desvíos para apantallar, la mejora es proporcional a los GWh aportados. La pendiente de mejora depende del parque con que se agregue.

- La característica de la mejora por apantallamiento entre todos los parques se mantiene constante:

  - El desvío de un parque se reduce aproximadamente a la mitad cuando se agrega con este grupo de parques [apartado 6.4.4.], manteniéndose este comportamiento mes a mes.
  - La característica de la mejora por apantallamiento entre todos los parques no depende de los modelos estudiados [apartado 6.4.6.].

## *6.5.- Mejora del error de previsión con las sesiones intradiarias*

Del estudio de los precios de la energía en las dos opciones retributivas se ha podido concluir:

- Los ingresos medios por mercado superan, en todos los casos, los ingresos medios por tarifa. Este resultado debe tomarse con cautela ya que está claramente condicionado a los altos precios del pool registrados en este año (de los 42.7€/Mwh en Enero, a los 64.4 €/Mwh de Julio).

Se ha evaluado asimismo la mejora que supone la realización de predicciones para acudir a los mercados intradiarios. Como se verá, la mejora más significativa se produce en el sexto intradiario.

**Ganancias medias– Marzo 2005**

| Ganancia (cént €/kwh) | Penalización 10% Mercado | Penalización 30% Mercado |
|---|---|---|
| Mercado sobre Tarifa | 2,80 | 2,18 |
| Mercado: MD-MI6 | 0,0457 | 0,0567 |
| Tarifa: TD-TI6 | 0,0375 | |

**Ganancias medias – Abril 2005**

| Ganancia (cént €/kwh) | Penalización 10% Mercado | Penalización 30% Mercado |
|---|---|---|
| Mercado sobre Tarifa | 1,77 | 1,40 |
| Mercado: MD-MI6 | 0,0193 | 0,0886 |
| Tarifa: TD-TI6 | 0,0437 | |

**Ganancias medias – Mayo 2005**

| Ganancia (cént €/kwh) | Penalización 10% Mercado | Penalización 30% Mercado |
|---|---|---|
| Mercado sobre Tarifa | 2,02 | 1,57 |
| Mercado: MD-MI6 | 0,0176 | 0,0394 |
| Tarifa: TD-TI6 | 0,0312 | |

**Ganancias medias – Junio 2005**

| Ganancia (cént €/kwh) | Penalización 10% Mercado | Penalización 30% Mercado |
|---|---|---|
| Mercado sobre Tarifa | 3,39 | 2,67 |
| Mercado: MD-MI6 | -0,0084 | 0,0168 |
| Tarifa: TD-TI6 | 0,0225 | |

**Ganancias medias - Julio 2005**

| Ganancia (cént €/kwh) | Penalización 10% Mercado | Penalización 30% Mercado |
|---|---|---|
| Mercado sobre Tarifa | 3,96 | 3,34 |
| Mercado: MD-MI6 | 0,0586 | 0,1248 |
| Tarifa: TD-TI6 | 0,0325 | |

**Ganancias medias - Agosto 2005**

| Ganancia (cént €/kwh) | Penalización 10% Mercado | Penalización 30% Mercado |
|---|---|---|
| Mercado sobre Tarifa | 2,66 | 2,15 |
| Mercado: MD-MI6 | 0,0230 | 0,0693 |
| Tarifa: TD-TI6 | 0,1084 | |

**Ganancias medias - Septiembre 2005**

| Ganancia (cént €/kwh) | Penalización 10% Mercado | Penalización 30% Mercado |
|---|---|---|
| Mercado sobre Tarifa | 2,88 | 2,34 |
| Mercado: MD-MI6 | 0,0382 | 0,1234 |
| Tarifa: TD-TI6 | 0,0773 | |

De todo ello se concluye:

- Los errores de previsión en el 6º intradiario no son siempre menores que los correspondientes a la sesión diaria. Esto puede ser debido a que los modelizadores no cuentan con datos de producción ni meteorológicos de los parques lo suficientemente actualizados como para poder mejorar sus predicciones.

- Cuando los errores de previsión se reducen con los intradiarios, salvo excepciones, se produce un aumento del margen de ganancia entre la sesión diaria y el 6º intradiario, a medida que aumenta el porcentaje de penalización considerado para computar el desvío. Esto es, cada vez es más importante que la calidad de las previsiones sea mayor.

- Cuando los ingresos en el 6º intradiario son inferiores (superiores) a los correspondientes a la sesión diaria es debido a una o varias de las siguientes razones:

    - Se ha producido un aumento (disminución) en los errores de previsión en el 6º intradiario en relación al registrado en la sesión diaria.
    - En el caso de mercado, se ha producido un comercio en intradiarios desfavorable (favorable).

- Ocasionalmente ocurre que los ingresos de mercado correspondientes al 6º intradiario son inferiores a los de la sesión diaria aún a pesar de que se reduzca el error. Esto es debido a que se ha mejorado en horas “baratas” y empeorado en las horas “caras”.

- ERRORES DE PREVISIÓN EN LA SESIÓN DIARIA Y SEXTO INTRADIARIO DE MERCADO Y TARIFA, POR MODELIZADOR Y PARQUE

| | | mar-05 | | | | abr-05 | | | | may-05 | | | | jun-05 | | | | jul-05 | | | | ago-05 | | | | sep-05 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | MD | MI6 | TD | TI6 | MD | MI6 | TD | TI6 | MD | MI6 | TD | TI6 | MD | MI6 | TD | TI6 | MD | MI6 | TD | TI6 | MD | MI6 | TD | TI6 | MD | MI6 | TD | TI6 |
| Modelizador 1 | Buenavista | 58,5 | 62,2 | 61,9 | 64,2 | 48,9 | 47,6 | 59,3 | 59,7 | 46,6 | 46,1 | 64,8 | 56,3 | 37,0 | 36,2 | 49,2 | 42,6 | 41,8 | 39,2 | 42,2 | 42,6 | 44,4 | 32,5 | 44,9 | 34,2 | 47,3 | 42,9 | 54,4 | 43,6 |
| | El Pilar | 48,4 | 50,4 | 51,6 | 48,9 | 61,4 | 52,1 | 53,0 | 54,2 | 57,9 | 66,6 | 66,3 | 69,6 | 70,1 | 70,8 | 80,0 | 72,0 | 46,6 | 44,3 | 53,2 | 45,7 | 44,4 | 39,5 | 41,5 | 39,1 | 50,9 | 49,6 | 52,1 | 49,2 |
| | Muela | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Páramo de Poza | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Pena da Loba | 54,5 | 59,9 | 110,6 | 114,9 | 36,8 | 32,7 | 44,1 | 32,9 | 38,6 | 37,7 | 58,5 | 45,1 | 53,3 | 54,1 | 71,1 | 55,0 | 35,4 | 28,4 | 40,9 | 28,2 | 48,8 | 36,5 | 44,7 | 35,7 | 38,3 | 31,4 | 51,1 | 31,4 |
| | Punta Gaviota | 88,2 | 77,7 | 97,6 | 79,7 | 32,0 | 32,9 | 57,6 | 57,5 | 30,1 | 32,1 | 32,4 | 33,4 | 78,2 | 78,4 | 75,7 | 78,6 | 89,7 | 86,1 | 92,1 | 86,9 | 84,7 | 81,9 | 82,2 | 81,7 | | | | |
| | Villacastín | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modelizador 2 | Buenavista | 59,6 | 54,9 | 59,7 | 55,0 | 44,6 | 43,4 | 45,8 | 43,4 | 43,7 | 37,2 | 53,1 | 38,1 | 36,3 | 36,8 | 38,0 | 37,2 | 30,6 | 30,8 | 30,6 | 30,8 | 26,7 | 26,4 | 26,7 | 26,4 | 36,2 | 36,6 | 36,2 | 36,6 |
| | El Pilar | 45,2 | 46,4 | 48,4 | 45,6 | 49,8 | 46,7 | 53,2 | 47,4 | 52,6 | 58,8 | 57,6 | 57,4 | 63,2 | 62,3 | 64,7 | 63,9 | 37,3 | 37,2 | 37,3 | 37,2 | 30,8 | 30,3 | 30,8 | 30,3 | 49,5 | 51,6 | 49,5 | 51,6 |
| | Muela | 42,7 | 45,3 | 46,6 | 39,5 | 28,4 | 26,5 | 28,0 | 27,5 | 52,9 | 49,9 | 59,4 | 50,0 | 57,5 | 58,2 | 58,8 | 58,4 | 55,8 | 55,6 | 55,8 | 55,6 | 58,0 | 58,7 | 58,0 | 58,7 | 48,0 | 46,5 | 48,0 | 46,5 |
| | Páramo de Poza | 58,7 | 55,2 | 57,4 | 56,5 | 49,1 | 45,5 | 53,6 | 46,7 | 61,6 | 60,4 | 65,6 | 60,6 | 73,1 | 74,6 | 74,1 | 74,7 | 54,0 | 56,7 | 54,0 | 56,7 | 67,7 | 67,5 | 67,7 | 67,5 | 50,7 | 51,6 | 50,7 | 51,6 |
| | Pena da Loba | 54,1 | 51,3 | 54,9 | 51,0 | 41,8 | 40,1 | 44,7 | 26,4 | 34,6 | 35,7 | 37,4 | 36,2 | 40,1 | 40,8 | 42,0 | 41,1 | 22,0 | 21,9 | 22,0 | 21,9 | 32,6 | 33,1 | 32,6 | 33,1 | 32,0 | 31,5 | 32,0 | 31,5 |
| | Punta Gaviota | 65,5 | 64,4 | 67,7 | 63,7 | 32,9 | 30,8 | 34,5 | 30,1 | 25,6 | 25,5 | 27,1 | 25,9 | 34,0 | 34,9 | 35,2 | 35,1 | 27,7 | 28,1 | 27,7 | 28,1 | 31,3 | 33,0 | 31,3 | 33,0 | | | | |
| | Villacastín | 49,4 | 45,3 | 55,9 | 45,0 | 49,1 | 48,9 | 50,2 | 45,2 | 62,0 | 59,9 | 69,2 | 60,0 | 57,0 | 55,1 | 57,2 | 55,4 | 56,9 | 57,0 | 56,9 | 57,0 | 55,1 | 57,1 | 55,1 | 57,1 | 63,4 | 62,7 | 63,4 | 62,7 |
| Modelizador 3 | Buenavista | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | El Pilar | 61,5 | 61,3 | 63,7 | 64,4 | 49,3 | 46,8 | 60,0 | 47,1 | 58,3 | 59,6 | 63,6 | 60,2 | 76,2 | 73,1 | 81,4 | 73,0 | 45,6 | 45,8 | 57,8 | 46,3 | 48,9 | 50,5 | 84,6 | 88,2 | 56,8 | 54,1 | 56,8 | 54,1 |
| | Muela | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Páramo de Poza | 71,3 | 68,6 | 74,5 | 70,6 | 61,7 | 60,3 | 61,0 | 60,5 | 70,9 | 72,1 | 74,8 | 73,3 | 119,1 | 109,4 | 101,0 | 109,6 | 71,8 | 75,2 | 80,5 | 74,5 | 88,7 | 89,3 | 104,3 | 101,7 | 63,1 | 56,6 | 74,3 | 57,7 |
| | Pena da Loba | 56,8 | 45,9 | 62,7 | 45,9 | 44,9 | 45,1 | 51,2 | 36,3 | 45,1 | 41,9 | 47,1 | 41,8 | 55,0 | 54,5 | 65,9 | 55,6 | 50,0 | 49,8 | 62,2 | 49,8 | 62,3 | 52,7 | 97,2 | 90,3 | 48,0 | 41,6 | 52,6 | 42,7 |
| | Punta Gaviota | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Villacastín | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modelizador 4 | Buenavista | | | | | 63,0 | 65,5 | | | 56,9 | 52,5 | | | 45,4 | 40,0 | | | 69,0 | 57,5 | | | 42,3 | 38,2 | | | 55,4 | 50,4 | | |
| | El Pilar | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Muela | | | | | 41,9 | 40,6 | | | 74,9 | 74,9 | | | 75,9 | 71,9 | | | 68,8 | 68,2 | | | 82,4 | 79,5 | | | 74,9 | 69,2 | | |
| | Páramo de Poza | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Pena da Loba | | | | | 50,6 | 44,9 | | | 49,2 | 43,8 | | | 48,6 | 51,9 | | | 48,0 | 44,7 | | | 52,3 | 43,9 | | | 45,4 | 40,3 | | |
| | Punta Gaviota | | | | | 62,1 | 79,0 | | | 58,4 | 74,6 | | | 79,9 | 75,9 | | | 64,5 | 69,5 | | | 64,7 | 78,0 | | | | | | |
| | Villacastín | | | | | 49,5 | 48,3 | | | 83,3 | 76,6 | | | 72,8 | 70,7 | | | 86,6 | 81,2 | | | 77,8 | 73,1 | | | 77,2 | 75,9 | | |
| Modelizador 5 | Buenavista | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | El Pilar | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Muela | | | | | 53,8 | 44,9 | 57,6 | 52,2 | 84,4 | 69,9 | 62,3 | 69,6 | 69,0 | 65,6 | 72,5 | 65,1 | 105,4 | 63,9 | 69,8 | 66,5 | 99,7 | 71,5 | 230,2 | 71,0 | 152,7 | 86,1 | 150,6 | 87,0 |
| | Páramo de Poza | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Pena da Loba | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Punta Gaviota | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Villacastín | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modelizador 6 | Buenavista | | | | | | | | | 63,0 | 42,6 | | | 46,5 | 39,0 | | | 92,6 | 58,7 | | | 42,5 | 32,4 | | | 62,2 | 54,2 | | |
| | El Pilar | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Muela | | | | | | | | | 68,0 | 60,8 | | | 78,2 | 72,1 | | | 71,0 | 65,0 | | | 69,1 | 60,5 | | | 88,9 | 70,1 | | |
| | Páramo de Poza | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Pena da Loba | | | | | | | | | 63,6 | 53,2 | | | 52,0 | 49,9 | | | 51,8 | 48,4 | | | 54,9 | 51,7 | | | 70,5 | 59,7 | | |
| | Punta Gaviota | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Villacastín | | | | | | | | | 84,5 | 81,4 | | | 82,4 | 78,9 | | | 81,9 | 76,8 | | | 88,2 | 69,3 | | | 72,9 | 54,8 | | |

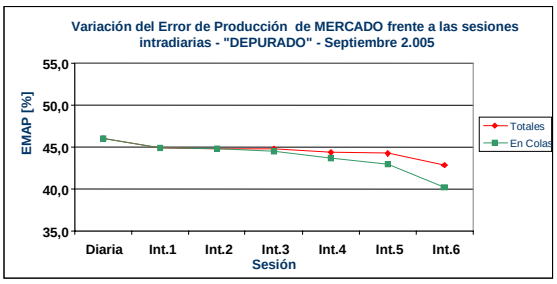
| | mar-05 | | | | abr-05 | | | | may-05 | | | | jun-05 | | | | jul-05 | | | | ago-05 | | | | sep-05 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **MD** | **MI6** | **TD** | **TI6** | **MD** | **MI6** | **TD** | **TI6** | **MD** | **MI6** | **TD** | **TI6** | **MD** | **MI6** | **TD** | **TI6** | **MD** | **MI6** | **TD** | **TI6** | **MD** | **MI6** | **TD** | **TI6** | **MD** | **MI6** | **TD** | **TI6** |
| **Modelizador 1** | 62,4 | 62,6 | 80,4 | 76,9 | 44,8 | 41,3 | 53,5 | 51,1 | 43,3 | 45,6 | 55,5 | 51,1 | 59,7 | 59,9 | 69,0 | 62,1 | 53,4 | 49,5 | 57,1 | 50,9 | 55,6 | 47,6 | 53,3 | 47,7 | 45,5 | 41,3 | 52,5 | 41,4 |
| **Modelizador 2** | 53,6 | 51,8 | 55,8 | 50,9 | 42,3 | 40,3 | 44,3 | 38,1 | 47,5 | 46,8 | 52,8 | 46,9 | 51,6 | 51,8 | 52,9 | 52,2 | 40,6 | 41,1 | 40,6 | 41,1 | 43,2 | 43,7 | 43,2 | 43,7 | 46,6 | 46,7 | 46,6 | 46,7 |
| **Modelizador 3** | 63,2 | 58,6 | 67,0 | 60,3 | 51,9 | 50,7 | 57,4 | 48,0 | 58,1 | 57,9 | 61,9 | 58,4 | 83,4 | 79,0 | 82,8 | 79,4 | 55,8 | 56,9 | 66,8 | 56,9 | 66,6 | 64,2 | 95,4 | 93,4 | 56,0 | 50,8 | 61,2 | 51,5 |
| **Modelizador 4** | | | | | 53,4 | 55,7 | | | 64,5 | 64,5 | | | 64,5 | 62,1 | | | 67,4 | 64,2 | | | 63,9 | 62,5 | | | 63,2 | 59,0 | | |
| **Modelizador 5** | | | | | 53,8 | 44,9 | 57,6 | 52,2 | 84,4 | 69,9 | 62,3 | 69,6 | 69,0 | 65,6 | 72,5 | 65,1 | 105,4 | 63,9 | 69,8 | 66,5 | 99,7 | 71,5 | 230,2 | 71,0 | 152,7 | 86,1 | 150,6 | 87,0 |
| **Modelizador 6** | | | | | | | | | 69,8 | 59,5 | | | 64,8 | 60,0 | | | 74,3 | 62,2 | | | 63,7 | 53,5 | | | 73,6 | 59,7 | | |

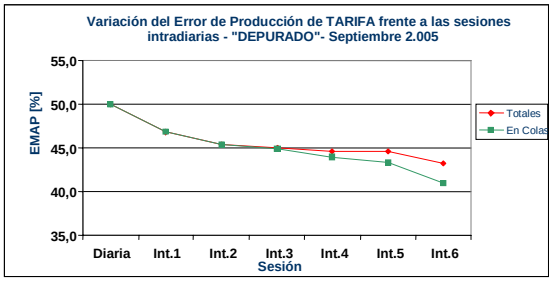
## 6.5.1.- Estudio de errores de previsión y errores en colas

En este apartado se comparan los errores de previsión TOTALES, esto es, los errores calculados con las 24 horas para cada día y sesión (reemplazándose la falta de previsión con la realizada en la sesión anterior), con los errores de previsión en COLAS, es decir, aquellos calculados solamente para las horas efectivas de cada intradiario.

En el Gráfico 1, se presentan los errores de previsión TOTALES y en COLAS, en las dos opciones retributivas y para todas las sesiones en un mes determinado.

**Gráfico 1**




*Nota: Estos gráficos no incluyen previsiones con comportamientos incoherentes*

Como se aprecia en los gráficos anteriores y en las tablas, la predicción mejora en los intradiarios, pero esta mejoría es mayor cuantas menos observaciones quedan por predecir hasta el final del período.

Septiembre

| ERRORES DE PREVISIÓN - MERCADO (%) | Diaria | Int.1 | Int.2 | Int.3 | Int.4 | Int.5 | Int.6 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TOTALES | 46,0 | 44,8 | 44,8 | 44,8 | 44,4 | 44,3 | 42,9 |
| EN COLAS | 46,0 | 44,8 | 44,8 | 44,5 | 43,7 | 43,0 | 40,2 |
| Diferencia entre Errores (TOTALES - COLAS) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,7 | 1,3 | 2,7 |

| ERRORES DE PREVISIÓN - TARIFA (%) | Diaria | Int.1 | Int.2 | Int.3 | Int.4 | Int.5 | Int.6 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TOTALES | 50,0 | 46,8 | 45,4 | 45,0 | 44,6 | 44,6 | 43,2 |
| EN COLAS | 50,0 | 46,8 | 45,4 | 44,9 | 44,0 | 43,4 | 41,0 |
| Diferencia entre Errores (TOTALES - COLAS) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,5 | 1,2 | 2,2 |

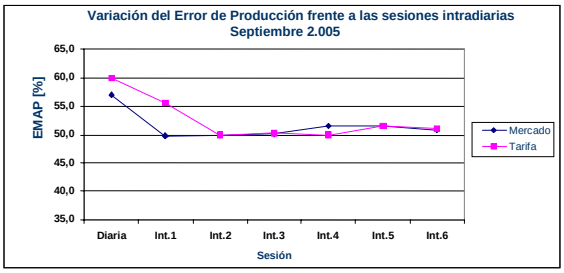
Septiembre

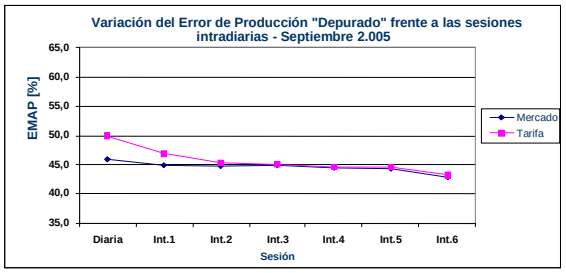
| Ganancia (cént €/kwh) | Ganancia EMAP | Penalización 10% Mercado | Penalización 30% Mercado |
|---|---|---|---|
| Mercado sobre Tarifa | | 3,01 | 2,53 |
| Mercado: MD-MI6 | 3,1 | 0,0157 | 0,0543 |
| Tarifa: TD-TI6 | 6,7 | 0,0436 | |

## 6.5.2.- Errores de previsión de Mercado y Tarifa totales

En el Gráfico 2 se aprecia la reducción del error TOTAL de Mercado y Tarifa durante las sesiones intradiarias.

**Gráfico 2**



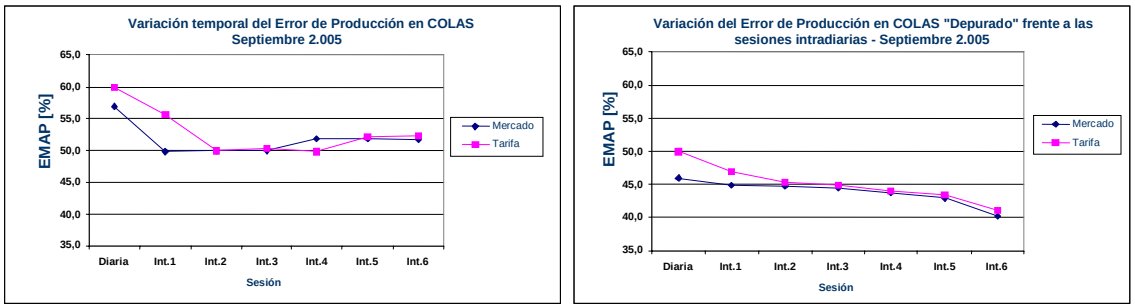




*Nota: Estos gráficos no incluyen previsiones con comportamientos incoherentes*

### 6.5.3.- Errores de previsión de Mercado Tarifa en colas

En el Gráfico 3 se aprecia la reducción del error en COLAS de Mercado y Tarifa durante las sesiones intradiarias.

**Gráfico 3**




*Nota: Estos gráficos no incluyen previsiones con comportamientos incoherentes*

## *6.6.- Análisis de la persistencia como método de predicción*

En este apartado se analiza si el uso de la persistencia como método de predicción es una opción a considerar. El método de la persistencia consiste en realizar las predicciones únicamente en función de la producción de las últimas horas, sin utilizar ningún modelo meteorológico.

### 6.6.1.- Desarrollo

Se ha realizado la programación de cada uno de los parques durante el ejercicio de la siguiente forma: para cada uno de los periodos de programación, la energía real producida en la hora anterior a la hora de entrega de la programación se toma como predicción de la producción durante todas las horas del intradiario. Es decir, el programa repite el mismo valor durante todo el intradiario. Por ejemplo, la 3ª sesión del mercado intradiario da la programación para las horas 5, 6 y 7. El método de la persistencia dará como programa, para cada una de las tres horas, la energía producida durante la hora 1 del día predicho. En la siguiente tabla se muestra, para cada una de las horas del día a programar (día D), la hora correspondiente a la energía que se programará durante dicha hora.

| Hora programada | Producción de la hora |
|---|---|
| 1 | 21 D-1 |
| 2 | 21 D-1 |
| 3 | 21 D-1 |
| 4 | 21 D-1 |
| 5 | 1 D |
| 6 | 1 D |
| 7 | 1 D |
| 8 | 4 D |
| 9 | 4 D |
| 10 | 4 D |
| 11 | 4 D |
| 12 | 8 D |

| | |
|---|---|
| 13 | 8 D |
| 14 | 8 D |
| 15 | 8 D |
| 16 | 12 D |
| 17 | 12 D |
| 18 | 12 D |
| 19 | 12 D |
| 20 | 12 D |
| 21 | 17 D |
| 22 | 17 D |
| 23 | 17 D |
| 24 | 17 D |

Los cálculos se han realizado sobre la base de que la opción retributiva es la de mercado y se acude a corregir la predicción base en todos los intradiarios. La utilización de la persistencia para realizar la programación en el mercado diario no tiene sentido, puesto que la calidad de la predicción por el método de la persistencia decae fuertemente con el tiempo y la ventana de tiempo entre el cierre de la sesión del mercado diario y el inicio del periodo programado (14 horas) es excesiva. Por lo tanto, para realizar la programación base se deberá tener un método alternativo de predicción.

Los datos que se están comparando en esta sección corresponden a la persistencia como se ha comentado más arriba con las predicciones realizadas para el mercado diario, esto es, catorce horas antes de la primera hora del día y treinta y ocho horas antes de la hora 24. Por esta razón, el análisis realizado es orientativo, precisando para un análisis más riguroso una comparación entre predicciones realizadas para los intradiarios en parques donde los datos de producción estén disponibles si no en tiempo real al menos con la suficiente frecuencia como sería necesaria para utilizar persistencia como sistema de programación.

### 6.6.2.- Resultados

Se ha calculado el EMAP de la persistencia para cada parque y por cada mes para los últimos meses del ejercicio. Este parámetro se representa en la tabla 1.

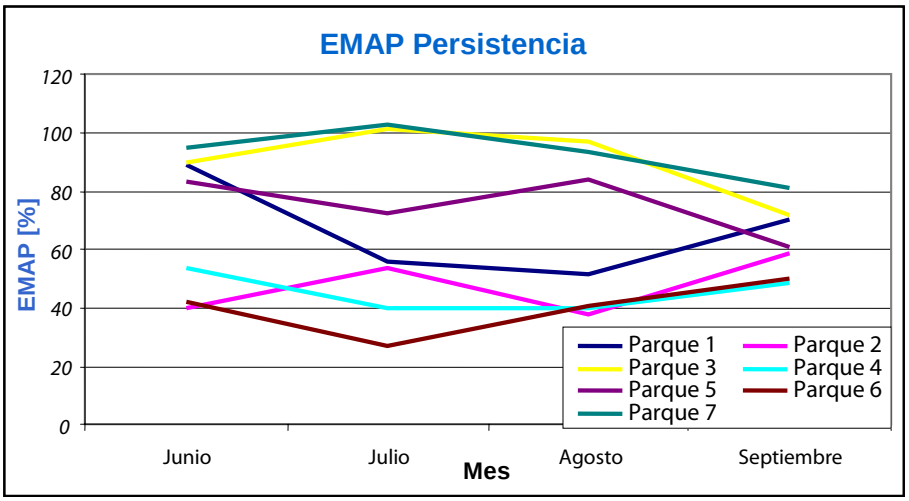



Figura 1: EMAP persistencia

Se ha comparado el EMAP de la persistencia en cada parque y en cada mes con el EMAP medio, el máximo y el mínimo de todos los predictores en cada parque por cada mes. En las figuras 2, 3, 4 y 5 se representan estos parámetros.

Durante los cuatro meses analizados, el EMAP en el que incurre la persistencia ha sido, en general, superior al de la media de los siete predictores. Es más, en aproximadamente la mitad de los casos, el EMAP de la persistencia es superior al máximo de todos los predictores.

Existe un parque, Punta Gaviota, en el que el EMAP de la persistencia es bajo, estando en los cuatro meses próximo al mejor predictor. El buen comportamiento puede deberse al efecto de los vientos alisios. La menor variabilidad horaria de este tipo de vientos sin duda beneficia al método de la persistencia.

Es de significar que el EMAP de la persistencia sigue una tendencia similar al del resto de predictores, de forma que en los meses y parques donde los predictores incurren en un EMAP alto, el EMAP de la persistencia también es alto. De la misma forma, en los meses y parques en los que el EMAP de los predictores es bajo, también lo es el de la persistencia.

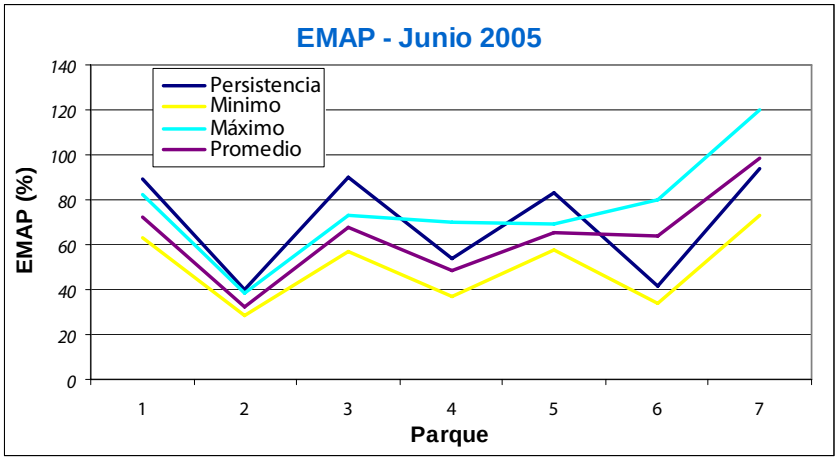



Figura 2: EMAP Junio

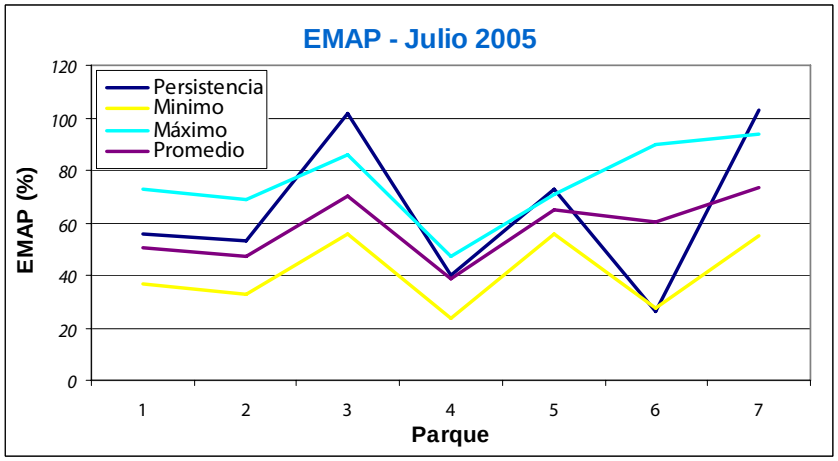



Figura 3: EMAP Julio

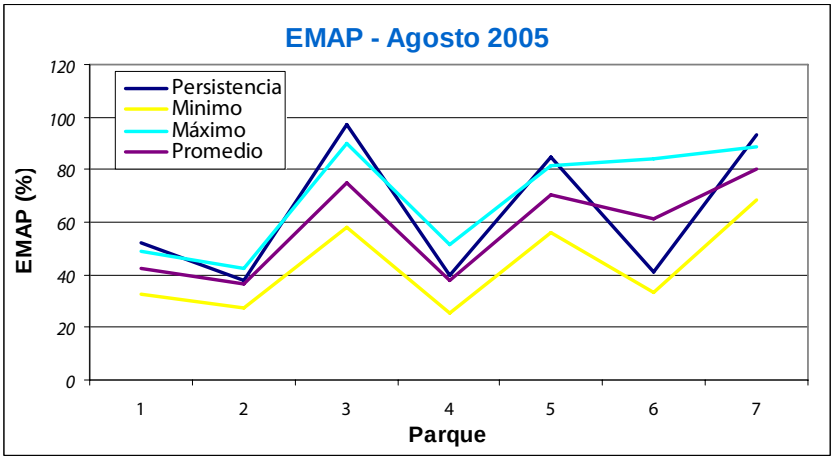



Figura 4: EMAP Agosto

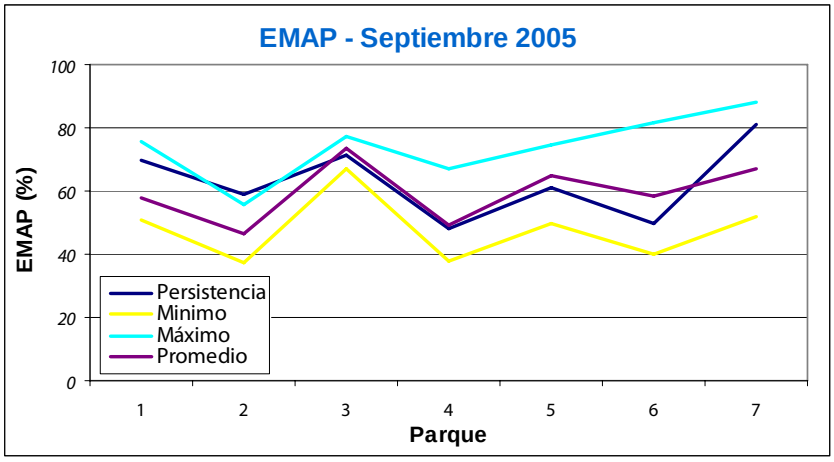



Figura 5: EMAP Septiembre

### 6.6.3.- Conclusiones

- El EMAP de la persistencia es, en general, superior al de los predictores.
- El EMAP de la persistencia es bajo en parques con regimenes de viento con pequeña variabilidad.
- El uso de este método puede estar justificado en los siguientes casos:
    - Coste de predicción elevado.
    - En el caso realizar una predicción puramente estadística, en parques nuevos o sin serie histórica de producción hasta que se tengan suficientes datos para alimentar el modelo estadístico.
    - Como método de contingencia en caso de fallo del sistema de predicción.

El hecho de que predicciones realizadas para el mercado diario hayan demostrado ser superiores a persistencia indica que con un modelo de predicción para los mercados intradiarios se obtendrían rendimientos aún superiores.

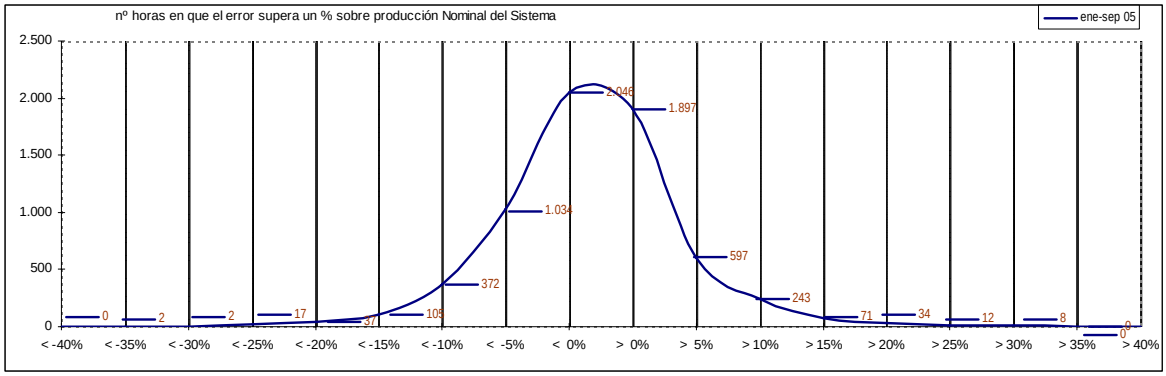
## *6.7.- Estudio de la incidencia de los desvíos*

A continuación se realiza el análisis de los desvíos para el conjunto del sistema a partir de la muestra reducida de los parques del Ejercicio.

### 6.7.1.- Efecto global de desvíos por defecto en el conjunto de los parques.

Se trata de determinar la medida y la proporción en que la predicción global de todos los parques se desvía notablemente por encima de la real. El trabajo busca cuantificar si una predicción profesional y sistemática como la que se viene realizando podría evitar inesperados desvíos muy elevados de la producción eólica, que superaran incluso las reservas rodantes.

Los resultados de analizar la predicción consolidada de uno de los predictores para el conjunto de parques son los siguientes:




1. Tan sólo en 368 horas (el 6%) sobre un total analizadas de 6.477 se ha producido un desvío global sobre la potencia total instalada superior al 10%.

2. En el 86% de las horas no se produjeron desvíos superiores en valor absoluto al 10%.

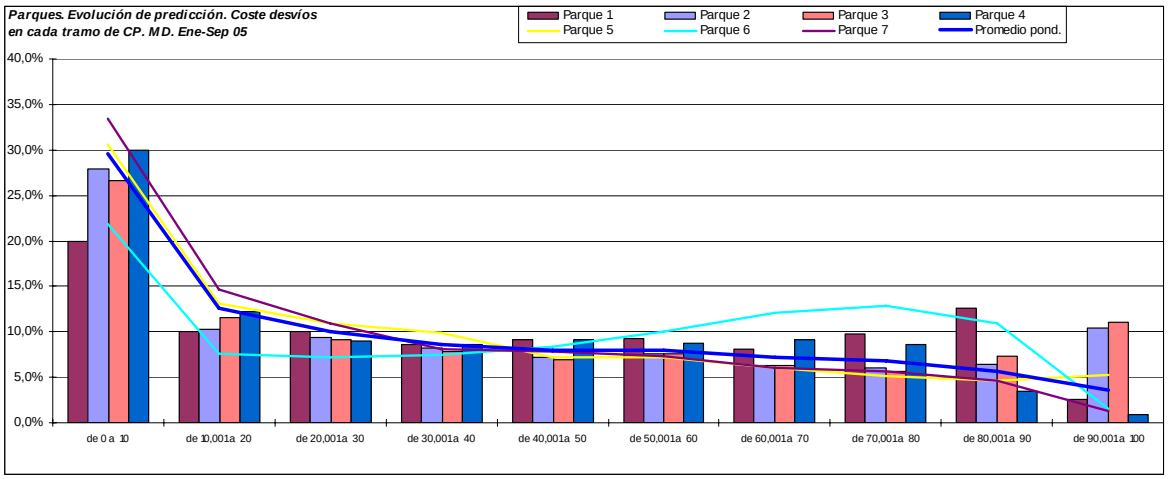
3. El EMAP promedio de los nueve meses para el conjunto de parques ha sido del 23,06% comprobándose de facto la ventaja que aporta a este parámetro la agrupación.

De acuerdo con REE el margen de reserva que el sistema prever en unas condiciones normales de funcionamiento y para el rango de la potencia instalada en el Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) es del orden de 450 MW que es del orden del 10% de la generación eólica simultanea y esta en línea con los resultados anteriores, en condiciones normales.

### 6.7.2.- Efecto del Factor de Capacidad en los Desvíos

Se ha realizado el análisis de la influencia del Fc en los esvío comparando los datos de predicción con los resultados reales, tanto en lo referente al MD como a la TR. La primera consecuencia es que no se han observado diferencias significativas entre unos y otros resultados.

En lo que se refiere al cómputo global del análisis durante el período que termina en el mes de septiembre de 2005, hemos contrastado lo siguiente:




1. Se observa una clara y constante acumulación de los desvíos en los tramos menores del Fc.

2. Esta acumulación es mayor cuando el Fc promedio es menor y viceversa.

3. A mayor error de producción promedio se produce una mayor acumulación de desvíos en los tramos más bajos del Fc.

4. La acumulación de desvíos en los tramos bajos del Fc es común para todos los predictores, no obstante se observa que algunos se mantienen siempre por debajo del promedio hasta en un 20%, mientras que otros lo hacen claramente por encima en un porcentaje similar.

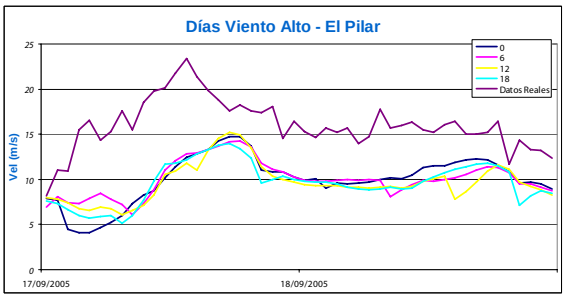
5. La acumulación de desvíos en los tramos bajos del Fc es común para todos los parques, no obstante se observa que mientras que sólo en algunos parques esa acumulación es ligeramente superior al promedio (máximo un 10%), en dos casos se observan acumulaciones en los tramos bajos del Fc notoriamente por debajo del promedio (un 30% inferior al promedio.)

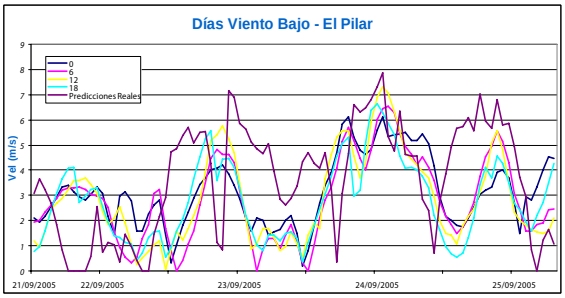
Existe una tendencia general a disminuir este efecto de mayor desvío en tramos bajos a medida que avanza el Ejercicio, quizá debido al factor experiencia de los predictores.

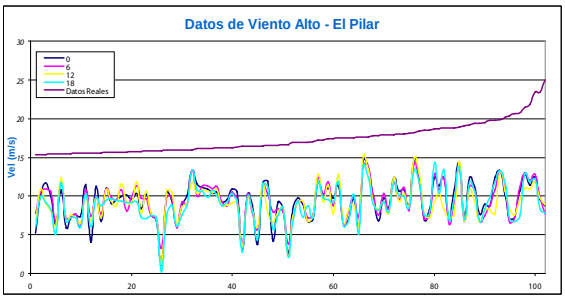
## *7.- Evaluación del error de las predicciones de viento de los modelos globales*

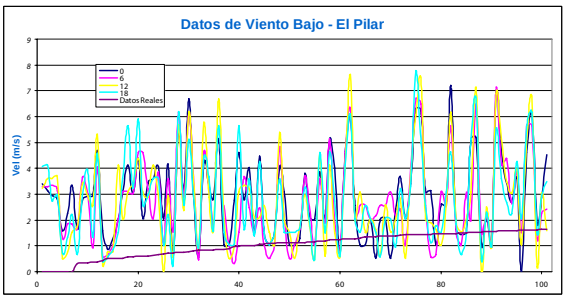
Al describir los modelos de los predictores, se ha mencionado como un parámetro importante a la hora de mejorar las predicciones de producción, de la mejora de los datos de entrada, particularmente del viento. En este apartado vamos a analizar brevemente algunos datos de viento para mostrar hasta qué punto influye este dato de entrada a los modelos y qué magnitud de error puede introducir en estos.

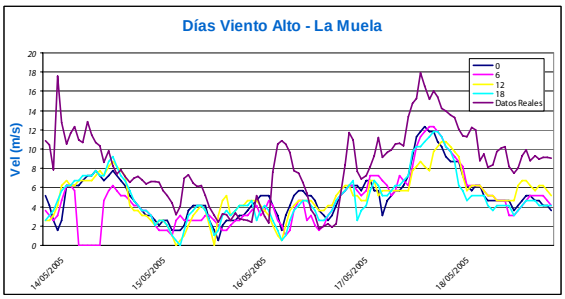
Las siguientes gráficas muestran cómo varían las diferentes predicciones para diferentes valores de viento real. Se analizan días con viento particularmente alto, días con viento particularmente bajo y valores dispersos con la mayor y la menor fuerza del viento en el intervalo de mayo a septiembre del 2005.

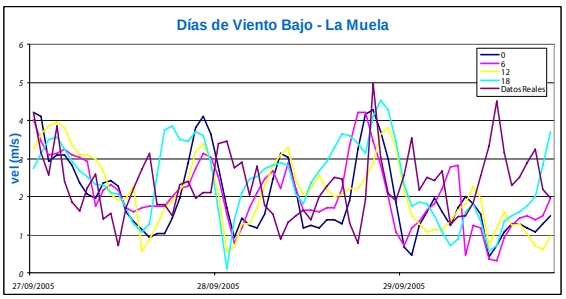


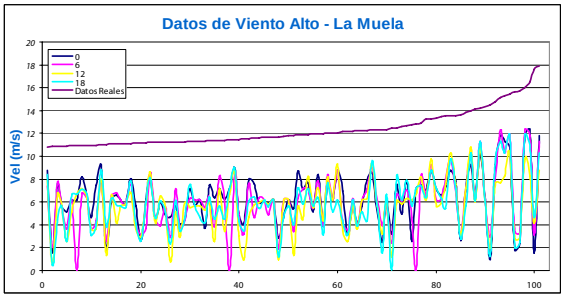



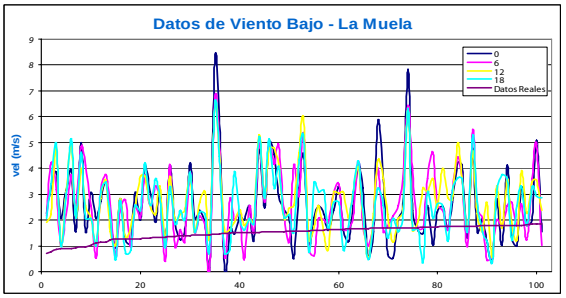



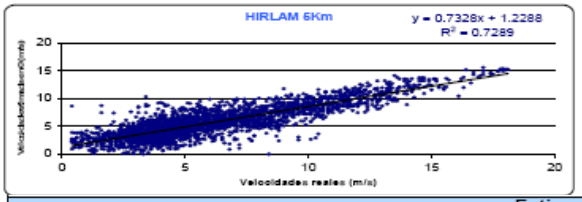



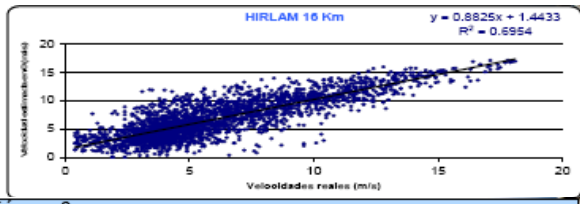
En las gráficas con los datos de velocidad alta se puede observar que para ambos parques mostrados, las previsiones infravaloran claramente la velocidad, mientras que para valores bajos la sobrevaloran, aunque en valor absoluto las predicciones se acercan más. Sin embargo, al ser valores muy bajos, el error porcentual es mucho mayor.

La infravaloración de la velocidad del viento para valores altos se puede ver igual de claramente en las gráficas de días con viento alto, en donde se observa que para días consecutivos las predicciones no alcanzan las velocidades de viento real.

En las gráficas de días con viento bajo, sin embargo, no es posible apreciar claramente diferencias en valor medio de las previsiones y de los datos reales, pero en cambio sí que la tendencia de los datos reales no se sigue o se sigue con desfase, de forma que cambios bruscos de velocidad no son predichos en su momento correcto.

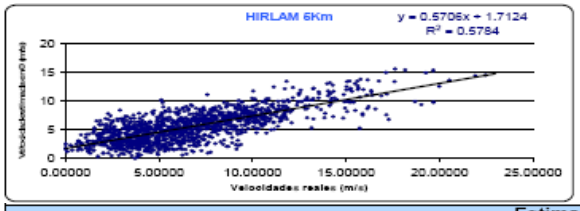
Recientemente, el INM ha implementado una actualización en su modelo HIRLAM, con lo que ahora da predicciones para una malla con los puntos separados 5km en lugar de los 16 anteriores. Ello debería representar una mejora en las predicciones, como se puede ver en las siguientes gráficas de uno de los parques.

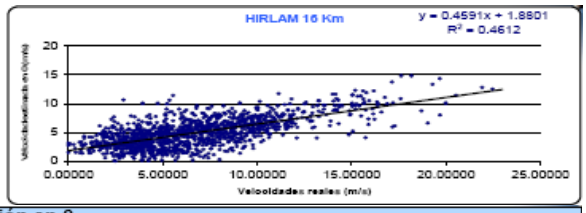



| Estimación en 0 | | | |
|---|---|---|---|
| | HIRLAM 6 | | HIRLAM 16 |
| N° puntos | 2667 | N° puntos | 2651 |
| Coeficiente de correlación | 0.8538 | Coeficiente de correlación | 0.8339 |
| Coeficiente de determinación | 0.7289 | Coeficiente de determinación | 0.6954 |
| Error estandar de la estimación | 2.1457 | Error estandar de la estimación | 3.6782 |
| Ecuación | y=0.733x+1.231 | Ecuación | y=0.882x+1.444 |
| Error estandar de los coeficientes | | Error estandar de los coeficientes | |
| Ordenada en el origen | 0.0597 | Ordenada en el origen | 0.0789 |
| Pendiente | 0.0086 | Pendiente | 0.0113 |

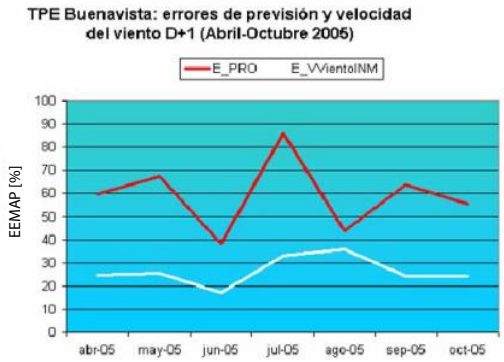
Es posible sin embargo, que para la orografía de otro parque, las predicciones obtenidas en la versión anterior sean más acertadas.

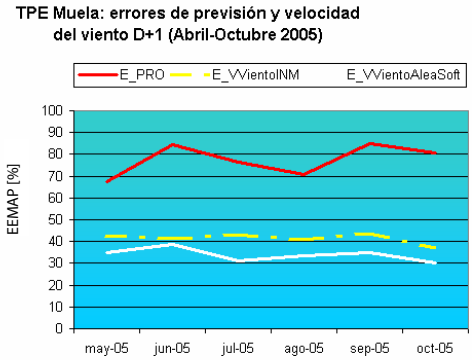


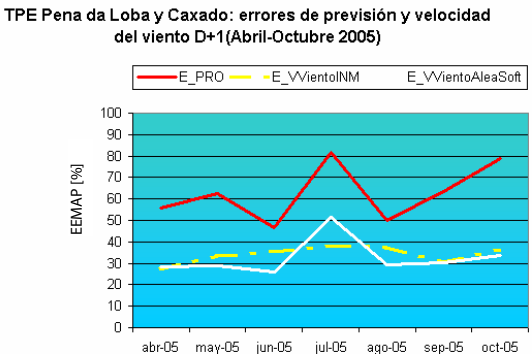



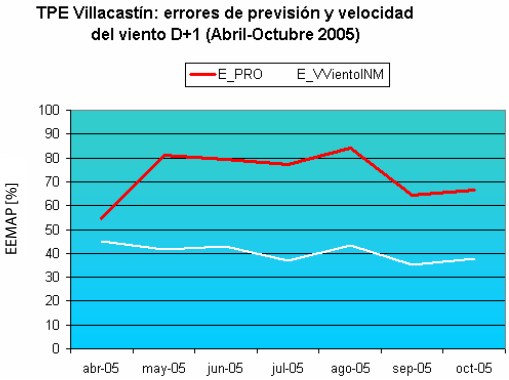

| Estimación en 0 | | | |
|---|---|---|---|
| | HIRLAM 6 | | HIRLAM 16 |
| N° puntos | 1307 | N° puntos | 1308 |
| Coeficiente de correlación | 0.7605 | Coeficiente de correlación | 0.6791 |
| Coeficiente de determinación | 0.5784 | Coeficiente de determinación | 0.4612 |
| Error estandar de la estimación | 3.1685 | Error estandar de la estimación | 3.2973 |
| Ecuación | y=0.57x+1.72 | Ecuación | y=0.459x+1.88 |
| Error estandar de los coeficientes | | Error estandar de los coeficientes | |
| Ordenada en el origen | 0.1028324 | Ordenada en el origen | 0.1048 |
| Pendiente | 0.0134595 | Pendiente | 0.0137 |

Las siguientes gráficas muestran la relación entre los errores de viento en varios parques y los errores en la predicción de un predictor.




Se puede ver que los errores en producción dependen de los errores de viento, de los del INM, tendencia que también se observa en la utilización de otros modelos globales, En algunos casos, la mejora de las predicciones de viento no son una prioridad para los Centros Meteorológicos que temen perder sensibilidad en otras variables más sensibles como pueda ser la puvliometría para el control de avenidas.

Resumiendo, se puede afirmar que la reducción de los errores en las predicciones de velocidad del viento por parte de los modelos globales, sería fundamental para mejorar significativamente las predicciones de potencia.

# *8.- Conclusiones y comentarios*

## 8.1.- Conclusiones generales

Es necesario para uniformizar los datos en la industria de forma que un valor dé toda la información necesaria y pueda automáticamente compararse con el resto de la información existente, definir un estándar de error para la predicción de producción eólica. En este ejercicio proponemos y usamos dos parámetros:

- EMAP: Error medio absoluto de producción para un periodo determinado. Puede interpretarse como el porcentaje que supone la suma de los valores absolutos de los errores respecto a la producción total. Se considera útil su uso en periodos mensuales.
- EMAE: Error medio absoluto de estado, igual que el anterior pero dividido para la potencia nominal, y también para un periodo de un mes. Puede interpretarse como el valor medio del error absoluto del factor de capacidad predicho. Igualmente se considera útil su uso en periodos mensuales.

A lo largo del Ejercicio y los meses de la ampliación, los resultados obtenidos han sido:

1. El EMAP promedio para todos los predictores se sitúa en el entorno del 55%.
2. El EMAP mínimo alcanzado por un predictor es del orden del 20%

En general todos los modelos han mejorado su rendimiento a lo largo del Ejercicio, pero el predictor referente ha mantenido siempre unos buenos resultados en comparación con el resto.

No se ha encontrado una relación directa entre los resultados de los modelos y su complejidad, costes y necesidades de datos de entrada. Asimismo, se ha demostrado que los modelos estadísticos muestran un grado de exactitud suficiente a un coste razonable.

La influencia de la complejidad del terreno sobre la predicción es, o bien despreciable, o bien lo suficientemente pequeña comparada con otros factores, por lo que no es determinante a la hora de evaluar las bondades de los modelos de predicción.

La agrupación de predicciones de distintos parques eólicos disminuye los desvíos. Elegido un parque no hay grandes diferencias entre agregarse con un parque de una cuenca u otra. Agrupando toda la cartera, se puede obtener una disminución máxima del desvío del orden de la mitad del desvío original del parque sin agrupar.

A falta de un estudio más exhaustivo de los datos obtenidos se observa que la mejora del EMAP en las sesiones intradiarias puede llegar a ser del orden de un 7% para el régimen de mercado en el último intradiario.

La persistencia no es una alternativa a los modelos de predicción estudiados en el Ejercicio, aunque puede ser utilizado como medida de contingencia, por ejemplo en casos de fallo del sistema de predicción..

## 8.2.- Líneas de Mejora

### Tiempo de ejecución de los modelos

El tiempo de ejecución es una característica importante dentro del comportamiento de cada modelo. Partiendo del hecho de que la predicción mejora a medida que se reduce el margen de tiempo entre la emisión de la predicción y el tiempo afectado por ésta, es conveniente saber hasta que punto los modelos son capaces de emitir una predicción lo más cercana posible al cierre de la sesión.

En este sentido una vía de mejora de las predicciones es la reducción en los plazos entre la recogida de los datos y la salida de los resultados de los modelos numéricos, que en algunos casos se demora 6 horas. Sobre esto hay que añadir los tiempos de ejecución de cada predictor, que para los participantes en el Ejercicio varían entre 1 y 35 minutos.

Estos tiempos de ejecución comprenden únicamente el tiempo empleado en emitir la predicción para un parque, con la respectiva corrección efectuada con el último dato de producción que se tenga, en el caso en que se utilice esta información. El tiempo que tarda cada modelo en adquirir nuevos datos del modelo a gran escala ronda las 2 horas, produciéndose esta actualización entre dos y cuatro veces al día.

Por lo tanto, el tiempo en correr los modelos no se considera un elemento fundamental desde el punto de vista de los errores ya que los plazos son muy cortos comparados con los refrescos y actualización de los datos por parte de los Centros Meteorológicos.

Dado que los modelos globales realizan predicciones con diferentes objetivos, resulta en principio difícil que se acorten los plazos para el suministro de los datos a los modelos numéricos de predicción eólica. Por lo tanto las posibles mejoras a corto plazo, deben venir por el suministro de datos de los propios parques eólicos y por el acortamiento de las ventanas que permanecen abiertas para la recepción de las correspondientes ofertas en los mercados intradiarios o en los mecanismos de ajustes, que se han mostrado muy activos en el funcionamiento reciente del mercado de la electricidad.

### Mejoras en los datos de entrada a los modelos

A lo largo del ejercicio, las diferentes predicciones realizadas por los predictores se han ido afinando a medida que se introducían mejoras en sus modelos basadas en la realimentación con los datos obtenidos y el mejor conocimiento de los diversos factores que afectaban a la calidad de las predicciones.

De esta manera, una vez finalizado el ejercicio, se puede concluir que su puesta a punto es óptima y que por tanto las predicciones obtenibles a partir de los modelos actuales no son mejorables de modo significativo.

Mejoras adicionales que permitan reducir el EMAP por debajo de los límites señalados sólo pueden obtenerse por la mejora los datos de entrada, el suministro de datos de los parques y el "ensemble" de modelos.

Todos lo modelos estudiados en este Ejercicio tienen como datos de entrada la salida de uno o varios centros meteorológicos. Se ha concluido que un elevado porcentaje del EMAP es imputable a la salida del propio centro meteorológico.

Los resultados de los diferentes modelos de predicción han mostrado la importancia de la calidad de los datos de los modelos globales de entrada a los propios modelos, los cuales deben mejorar diversos aspectos:

i. Calidad de las predicciones meteorológicas.
ii. Incremento de la resolución (reducción de los mallados).
iii. Incremento de la frecuencia de generación de salidas.
iv. Reducción de los tiempos entre la recogida de los datos meteorológicos, el tratamiento de los mismos y entrega de las predicciones.
v. Facilitar el acceso a estos datos a la industria eólica

Uno de los principales problemas para la mejora de esta información es que las predicciones son multiobjetivo y los Centros Meteorológicos temen que al mejorar la predicción del viento o al acortar los plazos, pueda afectar a otras variables como la pluviosidad, que al menos para el caso español, son críticas para multitud de actividades económicas y/o el control de riesgos.

**Suministro de datos históricos y en tiempo real de los parques eólicos**

En el ejercicio se ha demostrado la mejora de las predicciones cuando se ajustan con variables en tiempo real, tomadas de los propios parques, aunque no todos los modelos utilicen correcciones con este tipo de datos. De hecho el modelo que ha incurrido en un menor EMAP en el ejercicio no ha utilizado correcciones con datos en tiempo real.

Debido a la influencia que tienen los datos de entrada en la calidad de los resultados, la robustez de los modelos frente a datos de entrada incompletos es un requisito para una potencial mejora de los modelos.

**Combinación de distintos modelos.**

Una línea en la que se está trabajando activamente es el ensamblaje de diferentes modelos meteorológicos de predicción, para poder complementar modelos estadísticos de diferentes tipos con modelos más físicos o numéricos.

La combinación de diferentes predicciones podría reducir sensiblemente los errores de predicción de cada uno de ellos por separado.

## 8.3.- Comentarios Adicionales

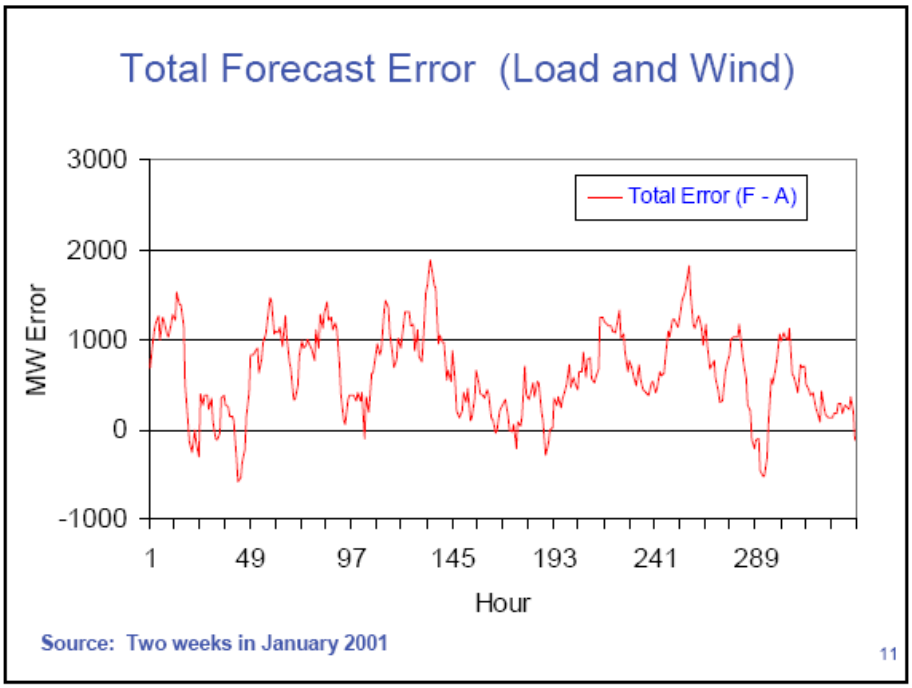
**Los cambios reglamentarios** en la determinación del coste económico de los desvíos han tenido un impacto importante en la aplicación de los modelos y lo tendrá más en el futuro con la aplicación de criterios diferentes si los errores van a favor o en contra del sistema.

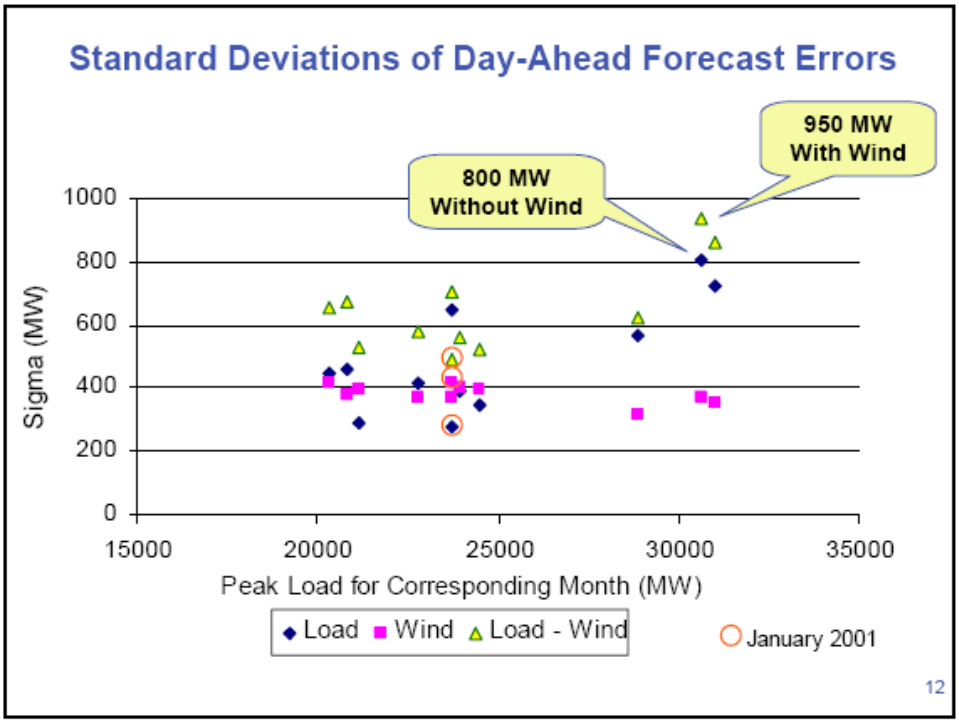
**En relación con los beneficios de la predicción**, los beneficios se centraron en el mercado de electricidad, aunque también existen otros beneficios que se pueden sintetizar como sigue:

> **1.- Predicción Anual:** Basada en el 'Año Medio' del histórico de observaciones. Su interés está en adecuar las cargas de trabajo previstas con distribución mensual de la producción, o la probabilidad de fallo en turbinas u obra civil.
>
> **2.- Predicción Estacional:** De carácter cualitativo, provee para los siguientes meses la previsión meteorológica relativa a la media histórica. Su valor reside en la adecuación de la intensidad de los mantenimientos con antelación suficiente, ante una situación anómala (de mayor o menor producción, de adversas condiciones meteorológicas,…)
> **3.- Predicción Semanal:** En ciertas condiciones permite actuar en corto plazo para evitar pérdidas de producción, reserva de grúas de alto tonelaje, planificación de tareas,… En este alcance temporal, tiene mayor interés la predicción probabilística (niveles de confianza)
>
> **4.- Predicción Diaria/Horaria:** Ajuste del mantenimiento para evitar actuaciones fallidas que supongan riesgo para la seguridad, costes innecesarios o pérdidas de producción.

**El precio de los modelos** es, sin lugar a dudas, un tema importante, dado que cuando se inició el Ejercicio éstos estaban entre 2.000 € y 25.000 €, con un promedio en el entorno de los 14.000 €. La experiencia de este ejercicio ha permitido aquilatar y racionalizar los costes con un claro beneficio para el sector eólico en su conjunto.

**Dada la incidencia que tiene la demanda** en los costes de los desvíos es clara la importancia de realizar predicciones conjuntas de la producción eólica y de la demanda, tal y como se ve en la figura siguiente para el Estado de Nueva York [4]:


Total Forecast Error (Load and Wind)
3000
2000
1000
0
-1000
MW Error
Total Error (F - A)
1
49
97
145
193
241
289
Hour
Source: Two weeks in January 2001
11


Standard Deviations of Day-Ahead Forecast Errors
950 MW
With Wind
800 MW
Without Wind
1000
800
600
400
200
0
Sigma (MW)
15000
20000
25000
30000
35000
Peak Load for Corresponding Month (MW)
Load
Wind
Load - Wind
January 2001
12

## *REFERENCIAS*

[1] RD 436/2004
[2] regla 21.8.4.
[3] pag. 33 PPOO14.x
[4] Referencia del Estado de Nueva York

# ANEXO I: REPARTO DE TAREAS ENTRE LOS PARTICIPANTES EN EL EJERCICIO

| | TAREA | RESP. |
|---|---|---|
| Tk.1 | - **Definición:** Impacto del Índice de Complejidad del Terreno (ICT) en las predicciones<br>- **Salida Esperada:** Para cada modelizador y cada parque, analizar el error en función del ICT a lo largo de todo el ejercicio | ECYR |
| Tk.2 | - **Definición:** Evaluación de los errores en las predicciones de velocidad de viento a lo largo del ejercicio.<br>- **Salida Esperada:** Tablas comparativas de los valores de viento reales y predichos, para las diversas predicciones diarias y para matrices del Hirlam de 5 y 16 km | ENERFIN |
| Tk.3 | - **Definición:** Impacto de la agrupación de parques 1 a 1, 1 a 2 y todos juntos (para un modelizador).<br>- **Salida Esperada:** Tk.3.1 Tabla de Agregación de [Parque-i] x [Parque-j] con el descenso del error de producción.<br>Tk.3.2 Ídem para un parque dado "i" Tabla de Agregación de [Parque-i] x [Parque-j] x[Parque-k] (para 6 combinaciones posibles de "j" x "k" )<br>Tk.3.3 Ídem para agregación total. | DESA |
| Tk.4 | - **Definición:** MERCADO ELÉCTRICO, - Influencia del error en función de la hora en la que se hace la predicción<br>- **Salida Esperada:** Para cada parque, y un modelizador común, determinar el error de predicción en función de la hora del día [D+1; 1 a 24] del error de producción (expresado en % del producción) y expresado en c€/kWh (cada hora tiene un precio distinto). | IDEA |
| Tk.5 | - **Definición:** MERCADO ELÉCTRICO, Incidencia de los intradiarios<br>- **Salida Esperada:** Para cada parque, y un modelizador común, determinar la mejora en el error de predicción (% de la producción) de la previsión para el mercado diario y para cada uno de los Intradiarios. Se tomará como referencia de valor intradiario para cada hora, el último intradiario que concurre en ese *periodo horario*:<br>01 a 04: [% de error Oferta a MD ] - [% de error Oferta a Intradiario 2]<br>05 a 07: [% de error Oferta a MD ] - [% de error Oferta a Intradiario 3]<br>08 a 11: [% de error Oferta a MD ] - [% de error Oferta a Intradiario 4]<br>12 a 15: [% de error Oferta a MD ] - [% de error Oferta a Intradiario 5]<br>16 a 20: [% de error Oferta a MD ] - [% de error Oferta a Intradiario 6]<br>21 a 24: [% de error Oferta a MD ] - [% de error Oferta a Intradiario 1 del mismo día] | NEO |
| Tk.6 | - **Definición:** Coste del desvío en función del rango de potencia<br>- **Salida Esperada:** Tabla de Parque x rango de Cp, para un modelizador con el error medio de producción en cada rango de Cp (expresado en % de la producción) para mercado y TMR | CEZ – Gas Natural |
| Tk.7 | - **Definición:** Análisis de la sensibilidad del desvío en forma de factor de capacidad<br>- **Salida Esperada:** Tabla de Parque x rango de Cp, para un modelizador con el error medio de producción en cada rango de Cp (expresado en c€/kWh penalizados) para mercado y TMR | IBERDROLA |

# *ANEXO II: INDICE DE COMPLEJIDAD DEL TERRENO (ICT).*

## Introducción.

Una de las tareas del proyecto que se viene denominando "Ejercicio de Predicción", que desarrolla la Asociación Empresarial Eólica en colaboración con algunos de sus asociados para el estudio y análisis del estado del arte de los modelos comerciales de predicción para parques eólicos, es la de valorar la influencia de la complejidad del terreno en la calidad de la predicción de producción de parques eólicos.

Es así como surge la necesidad de valorar de algún modo no subjetivo la complejidad del terreno. En otros proyectos de referencia en Europa sobre modelos de predicción se viene utilizando para ello el valor del RIX del parque[1]. El parámetro RIX (Ruggedness IndeX) ha sido definido por RISO National Laboralory, con el objetivo de validar los resultados de su modelo WAsP según la complejidad del terreno circundante.

El RIX cuantifica las pendientes superiores a una dada en el terreno circundante a una ubicación concreta. Así pues, su valor depende del punto concreto donde se calcule. Para tener en cuenta estas diferencias de valor, el RIX de parque se define como el promedio del RIX de cada una de las posiciones de los aerogeneradores.

Ahora bien, ocurre que la complejidad del terreno, y por tanto el RIX, también varía en función de la dirección de referencia que se considere. Dentro del "Ejercicio de Predicción" se ha considerado que esta circunstancia ha de tenerse en cuenta, dado que el viento tiene habitualmente un comportamiento direccional. Por ello, en lugar de utilizar el RIX de parque, se utilizará otro parámetro para cuantificar la complejidad del terreno, que se ha denominado *"Índice de Complejidad del Terreno"*.

## Definición y Cálculo del Índice de Complejidad del Terreno.

Se define el *"Índice de Complejidad del Terreno"* de un parque eólico, ICT, como la media de los valores del RIX de cada aerogenerador en cada dirección, ponderada por las frecuencias de la dirección de viento de dichas direcciones.

Con ello, como se ha dicho antes, se tienen en cuenta tanto las diferencias del terreno circundante de cada aerogenerador como las diferencias del terreno según la dirección que se considere.

[1] **Kariniotakis, G., I. Marti, et al,** *"What Performance Can Be Expected by Short-term Wind Power Prediction Models Depending on Site Characteristics?"*, European Wind Energy Conference EWEC 2004, London, UK, 22-25 Nov. 2004.

Así pues, el Índice de Complejidad del Terreno resulta:

$$\boxed{ICT = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{K} fj.Rij} \qquad \left(\sum_{j=1}^{K} fj = 1\right)$$

donde,

i = 1.....N, siendo N el número de aerogeneradores del parque eólico.
j = 1.....K, siendo K el número de direcciones o sectores considerados.

Siendo:

- Rij el valor de RIX del aerogenerador i en la dirección o sector j.
- fj la frecuencia de viento, en tanto por uno, de la dirección o sector j.

Los valores de Rij se calculan de modo sencillo mediante el modelo WAsP, a partir de la cartografía digital del emplazamiento del parque eólico y las coordenadas de los aerogeneradores.

## Criterios de Cálculo del ICT.

A la hora del cálculo del ICT surgen ciertos interrogantes:

- ¿Cuántos sectores se consideran?
- ¿Qué cantidad de terreno circundante?
- ¿Qué pendiente de se considera?
- ¿Cuáles son las frecuencias de viento representativas?

En el “Ejercicio de Predicción” se consideran los siguientes criterios de cálculo:

**Número de sectores:** 12.
**Terreno circundante:** 3.5 km alrededor de cada aerogenerador.
**Pendiente mínima:** 30%
**Frecuencias de viento representativas:** las históricas de la torre de referencia del parque que se suministraron a los modelizadores.

## *ANEXO III: INSTRUCCIONES BASICAS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN*

## Introducción

En la reunión del Grupo de Trabajo sobre Predicción de la Asociación Empresarial Eólica, celebrada el día 10.may.04 en la sede de esta, en cuyo orden del día se incluía el estado de avance del ejercicio que la PEE llevará a cabo conjuntamente con los parques eólicos (TPE) y empresas suministradoras del servicio de predicción (EPS) con el fin de identificar el estado del arte de la tecnología de predicción de la producción para parques eólicos en España.

En dicha reunión, y con el fin de garantizar el éxito de dicho ejercicio, todos los asistentes coincidieron en desarrollar, en la medida de lo posible, el contenido del borrador MET-NT-000009-DESA(B1), y establecer por tanto, antes del comienzo del ejercicio, las reglas de funcionamiento y publicación de estadísticas que a priori se generarán a partir de la información obtenida.

Igualmente es acuerdo de dicho grupo de trabajo, el hecho de que sea una consultora de perfil informático y/o comunicaciones la encargada de gestionar la información que se origine en el desarrollo del ejercicio, pues se considera éste un asunto crítico a la hora de analizar el cumplimiento de las especificaciones por parte de lo participantes.

## Objeto

Este documento desarrolla las instrucciones básicas de funcionamiento que se suministrarán a la empresa contratada por PEE para hacer las funciones de 'Caja Negra' en el ejercicio de Predicción y elaborar los resúmenes estadísticos necesarios.

Estas instrucciones básicas se resumen en:

- Fuentes de Información

- Protocolo de Intercambio de Información
  - Contenido
  - Formatos
  - Medio de Comunicación
  - Tiempos
  - Validación

- Almacenaje en base de Datos
  - Acceso
  - Actualización de Contenidos
  - Publicaciones

- Resumen Estadístico de la Información
  - Alcance Contractual

- Agregación por Tecnologías
- Estadística Complementarias

## Documentación Aplicable

- DA-1 Convenio Marco
- DA-2 Contrato Programa
-

## Documentación de Referencia

- DR-1 MET-NT-000009-DESA(B3)
-

## Acrónimos y Abreviaturas

- EPS (ver contrato programa)
- TPE ( “” )
- PEE ( “” )
-

## Protocolo de Intercambio de Información

El intercambio de Información entre las partes involucradas se hará de acuerdo a DA-1 y DA-2

## Fuentes de Información

- EPS: generan datos de previsión de las variables requeridas al TPE para elaborar la previsión. [Ej. Si precisan para la normal ejecución de sus previsiones los datos de producción por aerogenerador, o velocidad y dirección de viento en torre meteorológica, comunicarán (a titulo informativo) las previsiones de dichas variables]. Esta información será enviada con periodicidad (al menos diaria) al TPE sobre el que se realiza la predicción y a PEE.
- TPE: genera, al menos con periodicidad semanal, archivos que contienen la información real de las variables utilizadas por los modelos de predicción.
- PEE: la subcontrata designada por la PEE para hacer las funciones de ‘Caja Negra’ y ‘Emisor de Estadísticas’ obtendrá/recibirá de todos los participantes copia de la información que haya circulado en el ámbito del Ejercicio de Predicción y los almacenará en una Base de Datos. Igualmente Generará de forma automática (al menos con periodicidad mensual) los resúmenes estadísticos de la información circulada.

## Protocolo de Intercambio de Información

## Contenido

La información contenida para los valores de producción u otras variables serán las medias horarias, expresadas de tal forma que el dato marcado con la **hora 23** indica el dato horario medio (velocidad, dirección, temperatura, producción...) entre las 22:00:00 h y las 22:59:59 h ambos inclusive.

## Previsiones de Producción de Parque [EPS]

| | |
|---|---|
| Parque | *Código del parque* |
| Aerogenerador | *Para agregado de parque =0.* |
| Modelizador | *Código referente al modelizador.* |
| Fecha_producción | *Fecha del valor sobre el que se predice.* |
| hora_producción | *Hora del valor sobre el que se predice. Hora Local.*<br>*Atender a campo "Tipo Horario" para salvar cambio de hora.*<br>*De 01 a 24.* |
| Tipo_horario | *I si horario Invierno, o "V" si horario verano.* |
| Fecha_predicción | *Fecha Cuándo se emite la predicción.* |
| Hora.predicción | *Hora de Cuándo se emite la predicción. Hora Local.*<br>*La hora HH+1 contiene registros de HH:00 a HH:59.*<br>*De 01 a 24.* |
| Percentil_Pr | *"c" en caso de no añadir información probabilística. Valores 10%, 25%, 50%, 75%, 90%.* |
| Predicción_Pr | *KWh previsto* |
| Predicción_Cp | *Cp (%) previsto. kWh/KW_Instalados* |
| Comentarios-Predicción | *Si proceden. (256 caracteres máx.)* |

## Previsiones de Producción por AEROGENERADOR [EPS]

| | |
|---|---|
| Parque | *Código del parque* |
| Aerogenerador | *"i" Para aerogenerador i* |
| Modelizador | *Código referente al modelizador.* |
| Fecha_producción | *Fecha del valor sobre el que se predice.* |
| hora_producción | *Hora del valor sobre el que se predice. Hora Local.*<br>*Atender a campo "Tipo Horario" para salvar cambio de hora.*<br>*De 01 a 24.* |
| Tipo_horario | *I si horario Invierno, o "V" si horario verano.* |
| Fecha_predicción | *Fecha Cuándo se emite la predicción.* |
| Hora.predicción | *Hora de Cuándo se emite la predicción. Hora Local.*<br>*La hora HH+1 contiene registros de HH:00 a HH:59.*<br>*De 01 a 24.* |
| Percentil_Pr | *"c" en caso de no añadir información probabilística.* |
| Predicción_Pr | *kWh. Previsto* |
| Predicción_Cp | *Cp (%) previsto..* |
| Comentarios-Predicción | *Si proceden. (256 caracteres máx.)* |

## Previsiones de Otras Variables [EPS]

| | |
|---|---|
| Parque | *Código del parque* |
| Aerogenerador o Torre Meteorológica | *Para agregado de parque =AE_0.*<br>*Para dato en góndola =AE_i*<br>*Para dato en torre meteorológica =TM_i* |
| Modelizador | *Código referente al modelizador.* |
| Tipo_Variable | *"Vtm" si velocidad en torre met. [m/s]*<br>*"stm" si desviación estándar de la velocidad [m/s] en torre met.*<br>*"Ttm" si temperatura en torre met.[ºC]*<br>*"Ptm" si Presión en torre met.[mbar]*<br>*"Dtm" si Dirección de viento en torre met.[ºNdE]* |

| | |
|---|---|
| | *"Vae" si velocidad en góndola [m/s]*<br>*"stm" si desviación estándar de la velocidad [m/s] en góndola.*<br>*"Tae" si temperatura en góndola.[ºC]*<br>*"Pae" si Presión en góndola [mbar]*<br>*"Dae" si Dirección de viento en góndola.[ºNdE]* |
| Fecha_Variable | *Fecha del valor sobre el que se predice.* |
| Hora_Variable | *Hora del valor sobre el que se predice. Hora Local.*<br>*Atender a campo "Tipo Horario" para salvar cambio de hora.*<br>*De 01 a 24.* |
| Tipo_horario | *I si horario Invierno, o "V" si horario verano.* |
| Fecha_predicción | *Fecha Cuándo se emite la predicción.* |
| Hora_predicción_var | *Hora de Cuándo se emite la predicción. Hora Local.*<br>*La hora HH+1 contiene registros de HH:00 a HH:59.*<br>*De 01 a 24.* |
| Percentil_var | *"c " en caso de no añadir información probabilística.* |
| Valor_Var | *Valor Previsto para la variable.* |
| Comentarios_Predicción _var | *Si proceden (256 caracteres máx)* |

## Comunicaciones de Producción Real [TPE]

| | |
|---|---|
| Parque | *Código del parque* |
| Aerogenerador | *Para agregado de parque =0.* |
| Fecha_producción | *Fecha del valor sobre el que se predice.* |
| hora_producción | *Hora del valor sobre el que se predice. Hora Local.*<br>*Atender a campo "Tipo Horario" para salvar cambio de hora.*<br>*De 01 a 24.* |
| Tipo_horario | *I si horario Invierno, o "V" si horario verano.* |
| Producción_real | *kWh. producido* |
| Cp_real | *Cp (%)* |
| Disponibilidad_real | *Paradas por alto viento no son falta de disponibilidad.* |
| Comentarios_Producción_r eal | *Si proceden. (256 caracteres máx.)* |

## Comunicaciones de Producción Real de Aerogenerador[TPE]

| | |
|---|---|
| Parque | *Código del parque* |
| Aerogenerador | *"i" Para aerogenerador i* |
| Fecha_producción | *Fecha del valor sobre el que se predice.* |
| hora_producción | *Hora del valor sobre el que se predice. Hora Local.*<br>*Atender a campo "Tipo Horario" para salvar cambio de hora.*<br>*De 01 a 24.* |
| Tipo_horario | *I si horario Invierno, o "V" si horario verano.* |
| Producción_real | *kWh. producido* |
| Cp_real | *Cp (%)* |
| Disponibilidad_real | *Paradas por alto viento no son falta de disponibilidad.* |
| Comentarios_Producción_r eal | *Si proceden. (256 caracteres máx.)* |

## Comunicaciones de Valores Reales de Variables [TPE]

| | |
|---|---|
| Parque | *Código del parque* |
| Aerogenerador o Torre Meteorológica | *Para agregado de parque =AE_0.*<br>*Para dato en góndola =AE_i*<br>*Para dato en torre meteorológica =TM_i* |
| Tipo_Variable | *"Vtm" si velocidad en torre met. [m/s]*<br>*"stm" si desviación estándar de la velocidad [m/s] en torre met.*<br>*"Ttm" si temperatura en torre met.[ºC]*<br>*"Ptm" si Presión en torre met.[mbar]*<br>*"Rtm" si Densidad del aire en torre met.[kg/m$^3$]*<br>*"Vae" si velocidad en góndola [m/s]*<br>*"stm" si desviación estándar de la velocidad [m/s] en góndola.*<br>*"Tae" si temperatura en góndola.[ºC]*<br>*"Pae" si Presión en góndola [mbar]*<br>*"Rae" si Densidad del aire en góndola [kg/m$^3$]* |
| Fecha_Variable | *Fecha del valor sobre el que se notifica.* |
| Hora_Variable | *Hora del valor sobre el que se notifica. Hora Local.*<br>*Atender a campo "Tipo Horario" para salvar cambio de hora.*<br>*De 01 a 24.* |
| Tipo_horario | *I si horario Invierno, o "V" si horario verano.* |
| Valor_Var | *Valor Previsto para la variable.* |
| Comentarios_Predicción _var | *Si proceden (256 caracteres máx)* |

## Comunicaciones de Valores Reales de Disponibilidad [TPE]

| | |
|---|---|
| Parque | *Código del parque* |
| Aerogenerador o Torre Meteorológica | *Para agregado de parque =AE_0.*<br>*Para dato en góndola =AE_i*<br>*Para dato en torre meteorológica =TM_i* |
| Fecha_Disponiblidad | *Fecha del valor sobre el que se notifica.* |
| Hora_Disponibilidad | *Hora del valor sobre el que se notifica. Hora Local.*<br>*Atender a campo "Tipo Horario" para salvar cambio de hora.*<br>*De 01 a 24.* |
| Tipo_horario | *I si horario Invierno, o "V" si horario verano.* |
| Valor_Disponibilidad | *Valor Obtenido de la variable.* |
| Comentarios_Disponibili dad | *Si proceden (256 caracteres máx)* |

## Formato

La información de los apartados anteriores será suministrada en archivos de:

- Texto separado por Tabulaciones (.txt)
- Todos los campos de cada registro dispondrán de información, en caso de no estar disponible se rellenará con "n/a"
- Habrá tablas independientes para "producción" y "otras variables", y habrá un archivo para cada emisión de predicción.

[En el anexo 1 se muestra un ejemplo de cada uno de ellos].

- Los archivos intercambiados se nombrarán como sigue:

| Qué se Transmite | | + | Quién Envía | + | Quién Recibe | + | Fecha | + | Objetivo |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| "Pp" | Producción Prevista | "-" | Meteologica "Ml"<br>Garrad-H. "GH"<br>Meteotemp "Mt"<br>Casandra "Ca"<br>Iset "Is"<br>Cener "Ce" | "-" | CEZ "Cz"<br>Desa "De"<br>Siesa "Si"<br>Ecyr "Ec"<br>Iberdrola "Ib"<br>Idae "Id"<br>Enerfin "En" | "-" | Dia del 1er dato de predicción [aaaammdd ] | "-" | "MD" Mercado Diario<br>"MIn" n-ésimo intradiario<br>"TD" Tarifa Regulada<br>"TIn" Ajuste a Tarifa Regulada n-ésimo intradiario<br>"D" Producción Diaria |
| "Vp" | Variables Previstas | | | | | | | | |
| "Pr" | Producción Real | | | | | | Dia del 1er dato real [aaaammdd ] | | |
| "Vr" Variable | Variable Real | | | | | | | | |
| "Ap" | Producción prevista de Aers. | | | | | | | | |
| "Ar" | Producción Real de Aers. | | | | | | | | |

Ejemplo, los archivos que Desa enviará a Casandra con los datos de producción que empiezan el día 06.dic.2004 llevarán por título: "Pr-De-Ca-20041206-D.txt".

## Canal de Comunicación

- Para el intercambio de información de predicción o valores reales se establecerá el canal de comunicación establecido entre la EPS y la TPE, siendo el formato recomendado el de servidores "ftp" que permiten una comunicación automatizado barata y sistemática.
  Quedan descartados para estos archivos servicios de comunicación verbales o por papel.

- Cuando por cualquier motivo (incidencia, queja, re-verificaciones, etc.) se realicen comunicaciones relativas al ejercicio de predicción se dará copia a PEE, bien por escrito o bien por e-mail.

## Tiempos

Tal y como se establece en el 'Contrato Programa', y en función de los nuevos acontecimientos vividos en el sector (R.D.436/2004) se establecerán una ventanas de tiempo en las que la PEE (a través del consultor contratado) recogerá la información disponible de predicción según el siguiente orden:

### *Ventana para Mercado Diario*

La forma de acceso a la información será de una de estas formas (en caso de cambio de método este será admitido por escrito por las partes).

(a). 09:30 Recoge del servidor de correo de PEE los nuevos archivos de predicción.
(b). 09:50 Recoge del servidor "ftp" de PEE los nuevos archivos de predicción.
(c). 09:55 Recoge del servidor "ftp" de la EPS los nuevos archivos de predicción

Estos archivos serán almacenados en la base de datos "Mercado Diario"

### *Ventana para Mercados Intradiarios*

Esta operación se repetirá a lo largo del día según

| | 1ª sesión | 2ª sesión | 3ª sesión | 4ª sesión | 5ª sesión | 6ª sesión |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (a) | 17:05 | 21:05 | 01:05 | 04:05 | 08:05 | 12:05 |
| (b) | 17:35 | 21:35 | 01:35 | 04:35 | 08:35 | 12:35 |
| (c) | 17:40 | 21:40 | 01:40 | 04:40 | 08:40 | 12:40 |

E irá guardando los nuevos archivos en las respectivas bases de datos (desde "1er intradiario a 6º intradiario".

*Ventana para Tarifa Regulada*

Dado que el Real Decreto 437/2004 establece la obligatoriedad de comunicar las previsiones de producción con, al menos 30 horas de antelación a la primera hora prevista, el sistema recogerá la información de previsiones en las ventanas:

(d). 17:30 Recoge del servidor de correo de PEE los nuevos archivos de predicción.
(e). 17:50 Recoge del servidor "ftp" de PEE los nuevos archivos de predicción.
(f). 17:55 Recoge del servidor "ftp" de las EPS los nuevos archivos de predicción

E irá almacenando la información en la base de datos "Tarifa Regulada".

*Ventana para Ajustes de Tarifa Regulada*

De forma análoga a como se hace en mercado, el sistema recogerá la información de ajustes de previsiones en:

| | 1ª sesión | 2ª sesión | 3ª sesión | 4ª sesión | 5ª sesión | 6ª sesión |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ajustes | 14:55 | 19:55 | 23:55 | 02:55 | 06:55 | 10:55 |

E igualmente los irá almacenando en las respectivas bases de datos "1ª sesión de ajustes " hasta "6ª sesión de ajustes".

## Validación

Una vez realizadas todas las pasadas de cada ventana, el sistema realizará las siguientes verificaciones:

1. Los datos de previsión están ordenados de menor a mayor fecha y hora de producción, y cumplen con el formato establecido.
2. La producción estimada no supera el máximo permitido, ni es negativa
3. La primera hora de producción es válida para cada ventana de recogida:

- Mercado diario: Primer dato de Producción tiene fecha del día siguiente (D+1) y empieza a las 00:00. No se permiten campos vacíos.
- Mercados Intradiarios: Los datos contenidos cumplen los siguientes Horizontes de Programación:

| | | 1ª sesión | 2ª sesión | 3ª sesión | 4ª sesión | 5ª sesión | 6ª sesión |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Horizonte de Programación (Periodos horarios) | | 28 horas | 24 horas | 20 horas | 17 horas | 13 horas | 9 horas |
| | De: | **21 (D+0)** | **01 (D+1)** | **05 (D+0)** | **08 (D+0)** | **12 (D+0)** | **16 (D+0)** |
| | A: | **24 (D+1)** | **24 (D+1)** | **24 (D+0)** | **24 (D+0)** | **24 (D+0)** | **24 (D+0)** |

- Tarifa regulada: Primer dato de Producción tiene fecha de dos días después y empieza a las 00. No se permiten campos vacíos.
- Ajuste a Tarifa Regulada: Los datos contenidos cumplen los siguientes Horizontes de Programación:

| | | 1ª sesión | 2ª sesión | 3ª sesión | 4ª sesión | 5ª sesión | 6ª sesión |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Horizonte de Programación (Periodos horarios) | | 28 horas | 24 horas | 20 horas | 17 horas | 13 horas | 9 horas |
| | De: | 21 (D+0) | 01 (D+1) | 05 (D+1) | 08 (D+0) | 12 (D+0) | 16 (D+0) |
| | A: | 24 (D+1) | 24 (D+1) | 24 (D+1) | 24 (D+0) | 24 (D+0) | 24 (D+0) |

## Almacenaje en base de Datos

### Acceso

El acceso a la base de datos será exclusivo del consultor contratado al respecto por PEE. El contenido tendrá carácter confidencial y deberá contar con las pertinentes medidas de seguridad y control de acceso, así como copia de seguridad.

Todos los TPE's recibirán una vez al mes copia completa de la base de datos.

El consultor editará toda la información requerida antes de 10 días naturales tras la recepción de la información.

### Actualización de Contenidos

Con los datos recogidos, el operador de la base de datos irá actualizando la información contenida en esta automáticamente, incluyendo siempre un campo con la fecha de lectura del archivo, la cual será utilizada para propósitos estadísticos como fecha y hora de lanzamiento de oferta / comunicación.

### Publicaciones

Queda expresamente prohibida la publicación de datos brutos, agregados o tratados estadísticamente sin el consentimiento escrito de los TPE afectados.

Las publicaciones mensuales recogerán resúmenes estadísticos y gráficos según se especifica en el apartado siguiente.

En función del avance del ejercicio y de los resultados que se vayan obteniendo los resúmenes estadísticos podrán ser actualizados.

# Resumen Estadístico de la Información

## Alcance Contractual

## Penalizaciones

Según se define en el documento de referencia DA-2, con el objeto de identificar los modelos que debieran ser penalizados, se calculará mensualmente a partir de los datos incluidos en la base de datos "Mercado" el **error de estado** horario (según se define en DR-1) para aquellas predicciones que van desde las 01 de D+1, a las 24 de D+1.

El sistema devolverá el nº de veces que dicho error supera el 50% para cada pareja (TPE, EPS) en el mes analizado.

## Resumen estadístico básico

Atendiendo a las definiciones de DR-1, el sistema devolverá, para cada pareja (TPE, EPS), los valores de error de estado y producción según los siguientes horizontes de predicción:

Base de Datos "Mercado"

- Horizonte de predicciones (14,24)
- Desglose horario de error

Bases de Datos "Intradiario 1 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 21 de D+0 a 24 de D+0
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 01 a 24 de D+1

Bases de Datos "Intradiario 2 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 01 a 04 de D+1
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 05 a 24 de D+1

Bases de Datos "Intradiario 3 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 05 a 07 de D+0.
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 08 a 24 de D+0

Bases de Datos "Intradiario 4 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 08 a 11 de D+0
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 12 a 24 de D+0

Bases de Datos "Intradiario 5 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 12 a 15 de D+0
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 16 a 24 de D+0

Bases de Datos "Intradiario 6 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 16 a 20 de D+0
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 21 a 24 de D+0

Base de Datos "Tarifa Regulada"

- Horizonte de predicciones (30,24)

Bases de Datos "Ajuste TMR 1 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 21 de D+0 a 01 de D+1
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 01 a 24 de D+1

Bases de Datos "Ajuste TMR 2 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 01 a 04 de D+1
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 05 a 24 de D+1

Bases de Datos "Ajuste TMR 3 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 05 a 07 de D+0
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 08 a 24 de D+0

Bases de Datos "Ajuste TMR 4 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 08 a 11 de D+0
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 12 a 24 de D+0

Bases de Datos "Ajuste TMR 5 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 12 a 15 de D+0
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 16 a 24 de D+0

Bases de Datos "Ajuste TMR 6 "

- 1er Tramo del Horizonte de predicción: de 16 a 20 de D+0
- 2º Tramo del Horizonte de predicción: de 21 a 24 de D+0

Valores Estadísticos Calculados:

- Error de Estado Absoluto y Cuadrático Medio y Error de Producción Medio para todas las bases de datos y periodos horarios en función del tiempo.
- Error de Estado Absoluto y Cuadrático Medio y Error de Producción Medio en función del horizonte de predicción
- Error de Estado Absoluto y Cuadrático Medio y Error de Producción Medio en función del factor de capacidad del parque
- Error de Estado Absoluto y Cuadrático Medio y Error de Producción Acumulado en función del factor de capacidad del parque

- Ídem a los anteriores tomando nulo el error de estado es menor del 20% del valor predicho para cada hora.
- Error acumulado para cada base de datos y para cada pareja (Cp predicho,Cp real).
- Para las bases de datos de Mercado y Tarifa Regulada se calculará la frecuencia de ocurrencia del error para cada rango de factor de capacidad.

## Agregación por Tecnologías

Los resultados anteriores serán agregados según los grupos:

1. Por Modelo:

Modelos Estadísticos: Meteológica, Meteotemp, Garrad-Hassan
Modelos Físicos: Cener, Casandra
Modelos Re.Ne.: Iset

2. Por Parque:

Errores en función de cada provincia

3. Por Tamaño de Parque:

Errores en función del tamaño de parque

## Estadísticas Complementarias

En el avance del ejercicio se irán definiendo estadísticas que aporten valor a los resultados de este, **tales como las relativas a previsión de viento.**

## Efectos Térmicos Locales

Dado que los errores en los modelos utilizados en España que se pudieran considerar debidos a efectos locales, son principalmente debidos a efectos térmicos, se calculará la diferencia de error entre la línea de mejor ajuste de los valores de predicción para los horizontes D+0, D+1 y D+2 correspondientes a las horas que van desde las 01 a las 12 y el valor de máximo error para cada D+i.

## *Actualizaciones respecto a versiones anteriores

-3.2.1.8 (3.2.1.7 antiguo) Formato: introducción de la opción "D" producción diaria en el campo Objetivo, de manera que todos los parques envíen datos de producción siempre bajo este índice.
-3.2.1.7 Comunicaciones de Valores Reales de Disponibilidad: formato introducido para que aquellos parques donde no exista posibilidad de enviar información sobre disponibilidad a tiempo, lo hagan a posteriori.

-3.2.1.1 y 3.2.1.2: eliminación del campo *Disponibilidad_prevista*
-3.2.1.4 y 3.2.1.5: eliminación del campo *Modelizador*
-3.2.1.6: eliminación de los campos *Fecha_predicción, Hora_predicción_var* y *Percentil_var*.