

*TESIS DOCTORAL*

**ESTIMACIÓN DE ESTADO  
EN  
PARQUES EÓLICOS**

*AUTORA:* BLANCA NIEVES MIRANDA BLANCO

*DIRECTOR:* ELOY DÍAZ DORADO

*VIGO, SEPTIEMBRE 2014*

## INFORME DE VALORACIÓN DEL DIRECTOR DE LA TESIS

### DATOS DE LA TESIS

|                                         |
|-----------------------------------------|
| AUTOR/A-:                               |
| Dña. Blanca Nieves Miranda Blanco       |
| DIRECTOR/A// DIRECTORES/AS:             |
| D. Eloy Díaz Dorado                     |
| UNIVERSIDAD/ INSTITUTO :                |
| Universidade de Vigo                    |
| PROGRAMA DE DOCTORADO DE PROCEDENCIA:   |
| Tecnoloxía Eléctrica Bienio 91/93       |
| DEPARTAMENTO RESPONSABLE DE LA TESIS:   |
| Ingeniería Eléctrica                    |
| TÍTULO PROYECTO:                        |
| Estimación de estado en parques eólicos |

D. Eloy Díaz Dorado, profesor de la E.E.I Universidade de Vigo, considera que el trabajo realizado por Dña Blanca Nieves Miranda Blanco "Estimación de estado en parques eólicos", que se llevó a cabo bajo mi dirección y supervisión, y cuyos resultados han sido publicados en revistas de impacto, alcanza el nivel suficiente de calidad para su defensa.

El Director de la tesis



D. Eloy Díaz Dorado

Vigo, a 5 de septiembre de 2014

## Agradecimientos

---

Deseo expresar mi agradecimiento a todas aquellas personas que con su colaboración han hecho posible la realización de la presente tesis:

A los profesores D. Eloy Díaz Dorado, por su inestimable labor de dirección y revisión y D. Camilo Carrillo González, ya que gracias a su insistencia ha sido posible este trabajo.

A los compañeros del grupo de investigación de Energía Eléctrica del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Vigo por sus continuos estímulos y sugerencias, ya que todos ellos me ayudaron en algún momento del desarrollo del trabajo.

Al Parque Eólico Experimental de Sotavento por las facilidades proporcionadas para visitar sus instalaciones y proporcionar los datos necesarios para la realización de esta tesis.

A mis amigos, por su apoyo infatigable y a Jose por estar siempre donde yo lo necesitaba. Finalmente quiero expresar mi agradecimiento a mi familia, a mi madre y mis hijos Blanca Nieves, María y Sergio, por su comprensión sin límite y ánimo constante.

*Gracias, papá*

## Índice

---

|                                                                                                                                         |                  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| <b><u>Índice</u></b> .....                                                                                                              | <b><u>I</u></b>  |
| <b><u>Índice de figuras</u></b> .....                                                                                                   | <b><u>V</u></b>  |
| <b><u>Índice de tablas</u></b> .....                                                                                                    | <b><u>IX</u></b> |
| <b><u>Lista de símbolos</u></b> .....                                                                                                   | <b><u>XI</u></b> |
| <b><u>1. Objetivos y estructura de la tesis</u></b> .....                                                                               | <b><u>1</u></b>  |
| 1.1 Objetivos .....                                                                                                                     | 2                |
| 1.1 Estructura de la tesis .....                                                                                                        | 3                |
| <b><u>2. Estimación de estado</u></b> .....                                                                                             | <b><u>5</u></b>  |
| 2.1 Estimador de estado .....                                                                                                           | 5                |
| 2.2 Análisis de observabilidad: determina si el número de medidas disponibles permite<br>o no que la estimación se pueda realizar ..... | 6                |
| 2.2.1 Hipótesis y datos de entrada .....                                                                                                | 6                |
| 2.2.2 Métodos de Estimación de estado .....                                                                                             | 7                |
| 2.2.3 Estimador de estado con restricciones .....                                                                                       | 9                |
| 2.2.4 Ecuaciones que se emplean en el estimador clásico .....                                                                           | 10               |
| 2.2.5 Restricciones .....                                                                                                               | 12               |
| 2.2.6 Ampliación del vector de estado.....                                                                                              | 13               |
| 2.2 Observabilidad .....                                                                                                                | 15               |
| 2.2.1 Observabilidad en parques eólicos.....                                                                                            | 17               |
| 2.3 Inclusión en el estimador de estado de las expresiones que relacionan la potencia<br>activa y reactiva en cada máquina .....        | 21               |
| 2.3.1 E.E. con función de máquina.....                                                                                                  | 23               |
| 2.4 Inclusión de la medida del viento en cada aerogenerador .....                                                                       | 25               |
| 2.4.1 Inclusión de la relación entre el viento presente en los aerogeneradores cercanos.....                                            | 27               |
| 2.5 Exactitud de las relaciones dadas por las redes neuronales .....                                                                    | 29               |
| 2.6 Estimador del parque eólico .....                                                                                                   | 31               |
| <b><u>3. El parque eólico de Sotavento</u></b> .....                                                                                    | <b><u>33</u></b> |
| 3.1 Estudio del viento presente en el parque .....                                                                                      | 37               |
| 3.1.1 Introducción. Características generales del viento.....                                                                           | 37               |
| 3.1.2 Medición del viento.....                                                                                                          | 38               |
| 3.1.3 Disposición de las torres anemométricas en el parque de Sotavento.....                                                            | 39               |
| 3.1.4 Medidas del viento .....                                                                                                          | 41               |
| 3.1.5 Histórico de medidas.....                                                                                                         | 42               |
| 3.2 Instalaciones eléctricas en el parque de Sotavento .....                                                                            | 48               |

|                                                                                                                  |            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 3.2.1 Transformadores de la subestación.....                                                                     | 49         |
| 3.2.2 Transformadores de los aerogeneradores.....                                                                | 49         |
| 3.2.3 Transformador del centro de control.....                                                                   | 50         |
| 3.2.4 Líneas de media tensión.....                                                                               | 50         |
| 3.2.5 Relación de transformación del transformador de la subestación.....                                        | 50         |
| 3.2.6 Relaciones de transformación para los transformadores de los aerogeneradores.....                          | 51         |
| <b>4. Tecnología de aerogeneradores .....</b>                                                                    | <b>53</b>  |
| 4.1 Curva de potencia.....                                                                                       | 54         |
| 4.2 Aerogeneradores de velocidad fija.....                                                                       | 55         |
| 4.2.1 Generador asíncrono con una o dos velocidades (WTGU).....                                                  | 55         |
| 4.2.2 Generador asíncrono de deslizamiento controlado.....                                                       | 60         |
| 4.3 Aerogeneradores de velocidad variable.....                                                                   | 61         |
| 4.3.1 Sistemas con generador directamente acoplado a la turbina.....                                             | 62         |
| 4.3.2 Sistemas con generadores asíncronos doblemente alimentados.....                                            | 63         |
| 4.4 Representación de la curva de potencia mediante una red neuronal.....                                        | 64         |
| 4.4.1 Influencia de la densidad del aire en la curva de potencia en función del tipo de aerogenerador.....       | 67         |
| <b>5. Estimador de parámetros .....</b>                                                                          | <b>75</b>  |
| 5.1 Diagrama de admitancias de la máquina de inducción.....                                                      | 75         |
| 5.1.1 Ecuaciones del estimador de parámetros.....                                                                | 78         |
| 5.1.2 Problemática del estimador de parámetros.....                                                              | 80         |
| 5.2 Estimación de los parámetros de los aerogeneradores.....                                                     | 81         |
| 5.2.1 Aplicación al aerogenerador Izar Bonus 1.3MW. Torre 1.....                                                 | 81         |
| 5.3 Estimación de la regulación de los transformadores.....                                                      | 97         |
| <b>6. Relación P-Q .....</b>                                                                                     | <b>103</b> |
| 6.1 Modelos de los WTs.....                                                                                      | 105        |
| 6.1.1 Aerogenerador de velocidad fija, basados en máquinas de inducción (FSWT).....                              | 107        |
| 6.1.2 Aerogeneradores de velocidad variable basados en máquinas asíncronas doblemente alimentadas VSWT-DFIG..... | 112        |
| 6.1.3 Aerogeneradores de velocidad variable basados en máquinas síncronas.....                                   | 115        |
| 6.2 Configuración del estimador.....                                                                             | 116        |
| 6.3 Medida de la potencia reactiva en el Parque de Sotavento.....                                                | 118        |
| 6.3.1 Neg-Micon 750. Torres 2, 8, 13 y 20.....                                                                   | 122        |
| 6.3.2 Ecotecnia 44-640. Torres 4, 11, 15 y 21.....                                                               | 122        |
| 6.3.3 Izar-Bonus MK-IV. Torres 5, 9, 18 y 22.....                                                                | 123        |
| 6.3.4 Made AE-46. Torres 6, 10, 17 y 23.....                                                                     | 125        |
| 6.3.5 Made AE-61. Torre 24.....                                                                                  | 126        |
| 6.3.6 Neg-Micon NM900. Torre 12.....                                                                             | 127        |
| <b>7. Relación de velocidades .....</b>                                                                          | <b>131</b> |
| 7.1 Inclusión de la Curva de Potencia.....                                                                       | 131        |
| 7.2 Modificación del procedimiento.....                                                                          | 132        |
| 7.3 Inclusión de las relaciones entre las velocidades.....                                                       | 135        |
| 7.3.1 Escenarios posibles.....                                                                                   | 137        |
| 7.3.2 Obtención de las redes neuronales.....                                                                     | 137        |
| 7.3.3 Análisis de las redes obtenidas.....                                                                       | 145        |
| 7.3.4 Análisis del viento en el Parque Eólico de Sotavento.....                                                  | 150        |
| 7.3.5 Redes neuronales consideradas.....                                                                         | 168        |

|                                                                                             |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>8. Ejemplos de aplicación.....</b>                                                       | <b>171</b> |
| 8.1 Caso base                                                                               | 171        |
| 8.1.1 Eliminación de medidas .....                                                          | 173        |
| 8.2 Adicción de las relaciones $P/Q$                                                        | 174        |
| 8.2.1 Eliminación de medidas .....                                                          | 175        |
| 8.3 Adicción de las relaciones $P/v$                                                        | 178        |
| 8.4 Adicción de las relaciones de velocidad de viento entre WTs. Estimador completo.        | 184        |
| 8.5 Simulación a lo largo del tiempo. Procedimiento para la detección de errores de medida. | 192        |
| <b>9. Conclusiones.....</b>                                                                 | <b>209</b> |
| <b>10. Bibliografía .....</b>                                                               | <b>211</b> |
| <b>Apéndice I. Características técnicas de los aerogeneradores de Sotavento .....</b>       | <b>219</b> |
| I.1 Aerogenerador Izar Bonus 1.3MW. Torre 1.                                                | 220        |
| I.1.1 Especificaciones técnicas .....                                                       | 220        |
| I.1.2 Diagrama de admitancias.....                                                          | 221        |
| I.1.3 Resumen parámetros .....                                                              | 221        |
| I.1.4 Curva de potencia .....                                                               | 222        |
| I.2 Aerogenerador Neg-Micon NM-750 kW. Torres 2, 8, 13 y 20                                 | 223        |
| I.2.1 Especificaciones técnicas .....                                                       | 223        |
| I.2.2 Diagramas de admitancias .....                                                        | 224        |
| I.2.3 Resumen parámetros .....                                                              | 225        |
| I.2.4 Curva de potencia .....                                                               | 226        |
| I.3 Aerogenerador Gamesa G-47. Torres 3, 7, 14 y 19                                         | 227        |
| I.3.1 Especificaciones técnicas .....                                                       | 227        |
| I.3.2 Curva de potencia .....                                                               | 228        |
| I.4 Aerogenerador Izar bonus IV. Torres 5, 9, 18 y 22                                       | 229        |
| I.4.1 Especificaciones técnicas .....                                                       | 229        |
| I.4.2 Diagrama de admitancias aerogenerador .....                                           | 230        |
| I.4.3 Resumen resultados.....                                                               | 231        |
| I.4.4 Curva de potencia .....                                                               | 232        |
| I.5 Aerogenerador Ecotecnia 44-640. Torres 4, 11, 15 y 21                                   | 233        |
| I.5.1 Especificaciones técnicas .....                                                       | 233        |
| I.5.2 Diagrama de admitancias.....                                                          | 234        |
| I.5.3 Resumen resultados.....                                                               | 235        |
| I.5.4 Curva de potencia .....                                                               | 236        |
| I.6 Made AE-46. Torres 6, 10, 17 y 23                                                       | 237        |
| I.6.1 Especificaciones técnicas .....                                                       | 237        |
| I.6.2 Diagrama de admitancias aerogenerador .....                                           | 238        |
| I.6.3 Resumen parámetros .....                                                              | 239        |
| I.6.4 Curva de potencia .....                                                               | 240        |
| I.7 Aerogenerador Neg-Micon NM900. Torre 12                                                 | 241        |
| I.7.1 Especificaciones técnicas .....                                                       | 241        |
| I.7.2 Diagrama de admitancias.....                                                          | 242        |
| I.7.3 Resumen resultados.....                                                               | 242        |
| I.7.4 Curva de potencia .....                                                               | 243        |
| I.8 Aerogenerador Made AE-61. Torre 24.                                                     | 244        |
| I.8.1 Especificaciones técnicas .....                                                       | 244        |
| I.8.2 Diagrama de admitancias.....                                                          | 245        |

|                                                                                                                             |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| I.8.3 Resumen de parámetros .....                                                                                           | 245        |
| I.8.4 Curva de potencia.....                                                                                                | 246        |
| I.9 Aerogenerador Made AE-52. Torre 16                                                                                      | 247        |
| I.9.1 Especificaciones técnicas .....                                                                                       | 247        |
| I.9.2 Resumen parámetros.....                                                                                               | 248        |
| I.9.3 Curva de potencia.....                                                                                                | 248        |
| <b><u>Apéndice II. Análisis del viento en el parque eólico de Sotavento utilizando</u></b>                                  |            |
| <b><u>WAsP.....</u></b>                                                                                                     | <b>254</b> |
| II.1 Datos de partida para la simulación con WAsP                                                                           | 254        |
| II.1.1 Estación meteorológica 6. ....                                                                                       | 256        |
| II.1.2 Estación meteorológica 12 .....                                                                                      | 257        |
| II.1.3 Aerogeneradores .....                                                                                                | 258        |
| II.1.4 Media del viento a 50 m. sobre el nivel del terreno en el parque según la medida de cada uno de los anemómetros..... | 260        |
| II.1.5 Viento medio medido en el parque en cada uno de los anemómetros para los 24 sectores considerados.....               | 261        |
| II.1.6 Influencia de la orografía en el viento en cada uno de los emplazamientos .....                                      | 263        |
| II.1.7 Determinación de la variación de velocidad en cada emplazamiento en función de la influencia de las estelas. ....    | 265        |
| <b><u>Apéndice III. Redes neuronales.....</u></b>                                                                           | <b>268</b> |
| III.1 Un poco de historia                                                                                                   | 269        |
| III.2 Modelo neuronal                                                                                                       | 271        |
| III.2.1 Funciones logísticas.....                                                                                           | 272        |
| III.3 Arquitectura de la red neuronal                                                                                       | 273        |
| III.3.1 Métodos de aprendizaje .....                                                                                        | 273        |
| III.3.2 Perceptrón .....                                                                                                    | 277        |
| III.3.3 Sistemas adaptativos: Adaline.....                                                                                  | 278        |
| III.3.4 Perceptrón multicapa .....                                                                                          | 279        |
| III.4 Implementación de las redes neuronales en Matlab                                                                      | 284        |
| III.4.1 Funciones de aprendizaje. ....                                                                                      | 285        |
| III.4.2 Métodos de orden de convergencia mayor.....                                                                         | 286        |
| <b><u>Apéndice IV. State estimation for wind farms including the wind turbine generator models. ....</u></b>                | <b>287</b> |



## Índice de figuras

---

|                                                                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Fig. 2-1: Esquema simplificado de un parque eólico.....                                                                  | 18 |
| Fig. 2-2: Esquema del sistema utilizado en el estimador.....                                                             | 18 |
| Fig. 2-3: Asignación de los valores de medida de potencia a las variables de estado.....                                 | 19 |
| Fig. 2-4: Asignación de los valores medidos a las variables de estado.....                                               | 20 |
| Fig. 2-5: Asignación de la medida de la potencia de la subestación en caso de pérdida de medidas.....                    | 20 |
| Fig. 2-6: Sistema no observable.....                                                                                     | 21 |
| Fig. 2-7: Esquema del sistema añadiendo relación he.....                                                                 | 22 |
| Fig. 2-8: Procedimiento de asignación de variables.....                                                                  | 22 |
| Fig. 2-9: Asignación de medidas en estudio topológico.....                                                               | 24 |
| Fig. 2-10: Situación de no observabilidad real, pero si topológica.....                                                  | 24 |
| Fig. 2-11: Esquema del estimador incluyendo las relaciones PQ y la curva de potencia.....                                | 25 |
| Fig. 2-12: Proceso de asignación de medidas a variables de parámetros.....                                               | 27 |
| Fig. 2-13: Esquema del sistema incluyendo todas las relaciones utilizadas en el estimador.....                           | 28 |
| Fig. 3-1: Parque eólico de Sotavento.....                                                                                | 33 |
| Fig. 3-2: Situación del parque eólico de Sotavento (Fuente Sigpac).....                                                  | 34 |
| Fig. 3-3: Diferencia de altitud en los aerogeneradores.....                                                              | 35 |
| Fig. 3-4: Distribución de tecnologías.....                                                                               | 36 |
| Fig. 3-5: Espectro de Van der Hover.....                                                                                 | 38 |
| Fig. 3-6: Disposición de los aerogeneradores de Sotavento.....                                                           | 40 |
| Fig. 3-7: Torres anemométricas Sotavento.....                                                                            | 41 |
| Fig. 3-8: Medida de potencia activa en los aerogeneradores en el mes de abril.....                                       | 43 |
| Fig. 3-9: Desconexión de aerogeneradores debida a la desconexión por superación velocidad de corte.....                  | 43 |
| Fig. 3-10: Medidas de potencia activa durante el mes de Marzo.....                                                       | 45 |
| Fig. 3-11: Rosa de los vientos de frecuencia y velocidad media para los cuatro anemómetros.....                          | 45 |
| Fig. 3-12: Medidas válidas M6 según norma UNE 61400-12-1.....                                                            | 46 |
| Fig. 3-13: Medidas válidas M12 según norma UNE 61400-12-1.....                                                           | 46 |
| Fig. 3-14: Relación entre la dirección de viento medida en los distintos anemómetros.....                                | 47 |
| Fig. 3-15 : Esquema eléctrico Sotavento.....                                                                             | 48 |
| Fig. 4-1: Curva de potencia de los aerogeneradores de Sotavento (Fuente Sotavento).....                                  | 54 |
| Fig. 4-2: Aerogeneradores de velocidad fija.....                                                                         | 56 |
| Fig. 4-3: Circuito equivalente de un generador asíncrono.....                                                            | 57 |
| Fig. 4-4: Influencia de la tensión en la curva de potencia.....                                                          | 58 |
| Fig. 4-5: Variación de la potencia.....                                                                                  | 58 |
| Fig. 4-6: Representación a partir de una polinomial de noveno orden.....                                                 | 60 |
| Fig. 4-7: Aerogenerador con control de resistencia variable en el rotor.....                                             | 61 |
| Fig. 4-8: Aerogenerador síncrono.....                                                                                    | 63 |
| Fig. 4-9: Aerogenerador doblemente alimentado.....                                                                       | 63 |
| Fig. 4-10: Aerogenerador Bonus 1.3MW. Potencia en función de la densidad del aire.....                                   | 69 |
| Fig. 4-11: Aerogenerador Made AE 46. Torre 6. Influencia de la densidad.....                                             | 69 |
| Fig. 4-12: Aerogenerador Neg Micon NM 750. Torre 2. Influencia de la densidad.....                                       | 70 |
| Fig. 4-13: Curva de potencia en función de la densidad del aire. Aerogenerador con control por pérdida aerodinámica..... | 71 |
| Fig. 4-14: Derivada de la curva de potencia Neg-Micon NM750.....                                                         | 71 |
| Fig. 4-15: Curva de potencia en función de la densidad del aire. Aerogenerador con control electrónico de potencia.....  | 72 |

|                                                                                                            |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Fig. 4-16: Coeficiente de potencia en función de la densidad .....                                         | 72  |
| Fig. 4-17: Derivada de la curva de potencia.....                                                           | 73  |
| Fig. 5-1: Circuito equivalente aproximado de la máquina de inducción.....                                  | 76  |
| Fig. 5-2: Equivalente exacto de la máquina asíncrona con compensación de energía reactiva.....             | 77  |
| Fig. 5-3: Datos medidos del aerogenerador Izar Bonus 1.3 MW.....                                           | 81  |
| Fig. 5-4: Valor inicial estimado de la reactancia de vacío y niveles de compensación .....                 | 82  |
| Fig. 5-5: Datos de YP e YQ tras el primer filtro .....                                                     | 83  |
| Fig. 5-6: Diagrama del círculo de la máquina asíncrona.....                                                | 83  |
| Fig. 5-7: Simulación de funcionamiento.....                                                                | 84  |
| Fig. 5-8: Simulación de funcionamiento.....                                                                | 85  |
| Fig. 5-9: Valores obtenidos de diámetros para los distintos niveles de compensación.....                   | 85  |
| Fig. 5-10: Histograma de los valores del diámetro.....                                                     | 86  |
| Fig. 5-11: Asignación del escalón en función del nivel de compensación .....                               | 86  |
| Fig. 5-12: Asignación de valores en función de la compensación .....                                       | 87  |
| Fig. 5-13: Datos seleccionados para la estimación de parámetros .....                                      | 87  |
| Fig. 5-14: Influencia de la resistencia del hierro en el valor del diámetro.....                           | 88  |
| Fig. 5-15: Dependencia de R2 con el valor del deslizamiento .....                                          | 89  |
| Fig. 5-16: Dependencia de la resistencia del estator con el deslizamiento .....                            | 89  |
| Fig. 5-17: Dependencia de la resistencia del hierro con el deslizamiento.....                              | 90  |
| Fig. 5-18: Dependencia de R1 y RFe .....                                                                   | 90  |
| Fig. 5-19: Dependencia de la resistencia del estator y la del hierro.....                                  | 90  |
| Fig. 5-20: Relación entre las reactancias de la máquina .....                                              | 91  |
| Fig. 5-21: Admitancia equivalente torre 1.....                                                             | 92  |
| Fig. 5-22: Aproximación polinomial del diagrama de admitancias.....                                        | 93  |
| Fig. 5-23: Compensación a velocidad baja .....                                                             | 93  |
| Fig. 5-24: Circuito equivalente por fase de la máquina asíncrona con alimentación en el rotor .....        | 94  |
| Fig. 5-25: Circuito equivalente a 50 Hz. ....                                                              | 94  |
| Fig. 5-26: Balance de potencias.....                                                                       | 94  |
| Fig. 5-27: Pe y Pr en función de la velocidad del rotor.....                                               | 96  |
| Fig. 5-28: Consideración de la resistencia del hierro .....                                                | 96  |
| Fig. 5-29: Parámetros de funcionamiento aerogenerador Gamesa G-47.....                                     | 97  |
| Fig. 5-30: Resultado de la estimación de la relación de transformación.....                                | 100 |
| Fig. 6-1: Modelado del estimador de estado clásico .....                                                   | 104 |
| Fig. 6-2: Modelo del estimador de estado extendido incluyendo las restricciones P/Q .....                  | 105 |
| Fig. 6-3: Esquema situación equipos de medida FSWT.....                                                    | 106 |
| Fig. 6-4: Situación equipos de medida VSWT-DFIG .....                                                      | 106 |
| Fig. 6-5: Situación equipos de medida VSWT-SG .....                                                        | 106 |
| Fig. 6-6: Circuito equivalente de una máquina asíncrona.....                                               | 107 |
| Fig. 6-7: Relación entre potencia en el rotor y el estator en aerogeneradores doblemente alimentados ..... | 113 |
| Fig. 6-8: Relación entre la potencia activa y reactiva en el estator.....                                  | 113 |
| Fig. 6-9: Evolución temporal del factor de potencia.....                                                   | 114 |
| Fig. 6-10: Relación entre la potencia activa y reactiva en el rotor .....                                  | 114 |
| Fig. 6-11: Representación de la admitancia equivalente en un aerogenerador síncrono.....                   | 115 |
| Fig. 6-12: Aproximación polinomial aerogenerador síncrono.....                                             | 115 |
| Fig. 6-13: Patrón entrenamiento RNC aerogenerador 1 .....                                                  | 119 |
| Fig. 6-14 : Diagrama admitancias aerogenerador 1 .....                                                     | 120 |
| Fig. 6-15: Obtención de la compensación en el aerogenerador 1.....                                         | 120 |
| Fig. 6-16: Estimación Qc aerogenerador 1 (15-19 Diciembre).....                                            | 121 |
| Fig. 6-17: Diagrama admitancias aerogenerador 1 (Diciembre).....                                           | 121 |
| Fig. 6-18: Estimación Qc aerogenerador 2 (Diciembre) .....                                                 | 122 |
| Fig. 6-19: Simulación funcionamiento aerogenerador torre 4.....                                            | 123 |
| Fig. 6-20: Estimación Qc aerogenerador 4 (Diciembre) .....                                                 | 123 |
| Fig. 6-21: Estimación Qc aerogenerador 22 (Diciembre) .....                                                | 124 |
| Fig. 6-22: Simulación funcionamiento aerogenerador 5.....                                                  | 124 |
| Fig. 6-23: Simulación funcionamiento aerogenerador 6.....                                                  | 125 |
| Fig. 6-24: Estimación Qc aerogenerador 6 (Diciembre) .....                                                 | 125 |
| Fig. 6-25: Estimación Qc aerogenerador 24 (Diciembre) .....                                                | 126 |
| Fig. 6-26: Simulación funcionamiento aerogenerador 24.....                                                 | 127 |

|                                                                                                                       |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Fig. 6-27: Simulación funcionamiento aerogenerador 12.....                                                            | 128 |
| Fig. 6-28: Cambio del nivel de compensación.....                                                                      | 128 |
| Fig. 6-29: Cambio de primera a segunda velocidad.....                                                                 | 129 |
| Fig. 7-1: Estimador de estado extendido incluyendo la curva de potencia.....                                          | 133 |
| Fig. 7-2: Intervalos de confianza suponiendo la curva de potencia una restricción.....                                | 134 |
| Fig. 7-3: Zona de estimación posible admitiendo error de relación en la curva de potencia.....                        | 135 |
| Fig. 7-4: Estimador de estado extendido incluyendo relaciones $P/v$ y $RV$ .....                                      | 136 |
| Fig. 7-5: Procedimiento para la obtención de las BPNN.....                                                            | 138 |
| Fig. 7-6: Relación entre el aerogenerador 1 y el anemómetro de la torre 6.....                                        | 139 |
| Fig. 7-7: Red neuronal he, $RV(v1, a6-1)$ .....                                                                       | 140 |
| Fig. 7-8: Velocidad del aerogenerador a partir de la velocidad en el medidor 6.....                                   | 141 |
| Fig. 7-9: Velocidad del viento con el aerogenerador parado.....                                                       | 141 |
| Fig. 7-10: Zonas de funcionamiento.....                                                                               | 142 |
| Fig. 7-11: Redes neuronales correspondientes a las relaciones entre los medidores y el aerogenerador 2.....           | 142 |
| Fig. 7-12: Indeterminación en los aerogeneradores tipo 1.....                                                         | 143 |
| Fig. 7-13: Relación entre la pseudomedida de velocidad y la potencia entregada por el aerogenerador.....              | 143 |
| Fig. 7-14: Relaciones consideradas entre los aerogeneradores.....                                                     | 144 |
| Fig. 7-15: Determinación de $v(2)$ a partir de $v(1)$ y $v(3)$ .....                                                  | 144 |
| Fig. 7-16: Relación entre WT2, WT1 y WT3.....                                                                         | 145 |
| Fig. 7-17: Mallado del mapa de Sotavento.....                                                                         | 146 |
| Fig. 7-18: Esquema de la estela.....                                                                                  | 146 |
| Fig. 7-19: Estela producida por el aerogenerador 1.....                                                               | 148 |
| Fig. 7-20: Estela producida por los aerogeneradores 2 y 3.....                                                        | 148 |
| Fig. 7-21: Efecto combinado de las estelas de los aerogeneradores en varias direcciones de viento.....                | 149 |
| Fig. 7-22: Rosa de los vientos normalizada para cada uno de los anemómetros.....                                      | 150 |
| Fig. 7-23: Influencia de la estela de los WTs en los anemómetros de la torre 6 (Dirección $90^\circ$ ).....           | 151 |
| Fig. 7-24: Influencia de la estela de los WTs en los anemómetros de la torre 12 (Dirección $210^\circ$ ).....         | 151 |
| Fig. 7-25: Rosa vientos de Sotavento (Sectores $15^\circ$ ).....                                                      | 152 |
| Fig. 7-26: Variación de la velocidad en función de la orografía (Dirección entre $60^\circ$ y $90^\circ$ ).....       | 153 |
| Fig. 7-27: Viento medio por sectores a partir de WAsP ( $60^\circ$ , $75^\circ$ y $90^\circ$ ).....                   | 153 |
| Fig. 7-28: Medida de potencia y dirección viento anemómetros.....                                                     | 154 |
| Fig. 7-29: Influencia de la orografía. Dirección viento $210^\circ$ - $240^\circ$ .....                               | 158 |
| Fig. 7-30: Estelas entre WTs. Dirección viento $210^\circ$ - $240^\circ$ .....                                        | 158 |
| Fig. 7-31 Variación de la velocidad en función de la orografía (Dirección entre $210^\circ$ y $270^\circ$ ).....      | 159 |
| Fig. 7-32: Potencia activa en los WTs. Fecha: 21 Octubre de 13:30 a 13:40.....                                        | 159 |
| Fig. 7-33: Estudio del viento $210^\circ$ .....                                                                       | 160 |
| Fig. 7-34: Potencia generada. Fecha: 21 de Julio de 15:10 a 15:20.....                                                | 161 |
| Fig. 7-35: Velocidad en los WTs. Fecha: 2 Abril 13:30 -13:40.....                                                     | 161 |
| Fig. 7-36: Estudio del viento a $225^\circ$ .....                                                                     | 162 |
| Fig. 7-37: Potencia generada en los WTs. Fecha: 2 Abril 13:30 -13:40.....                                             | 163 |
| Fig. 7-38: Velocidad en los WTs. Fecha: 15 Agosto 15:10-15:20.....                                                    | 163 |
| Fig. 7-39: Potencia generada en los WTs. Fecha: 15 Agosto 15:10-15:20.....                                            | 163 |
| Fig. 7-40: Potencia generada en los WTs. Fecha: 25 Octubre 20:20 a 20:30.....                                         | 164 |
| Fig. 7-41: Velocidad del viento en los WTs. Fecha: 15 Mayo 3:20 a 3:30.....                                           | 164 |
| Fig. 7-42: Potencia generada en los WTs. Fecha: 15 Mayo 3:20 a 3:30.....                                              | 164 |
| Fig. 7-43: Potencia generada con dirección viento $185^\circ$ .....                                                   | 166 |
| Fig. 7-44: Variación de velocidad y dirección del viento supuesta dirección de referencia $185^\circ$ .....           | 166 |
| Fig. 7-45: Estudio del viento en la dirección $180^\circ$ .....                                                       | 167 |
| Fig. 7-46: Redes neuronales que relacionan la velocidad de viento entre los aerogeneradores.....                      | 170 |
| Fig. 8-1: Estimador caso base.....                                                                                    | 171 |
| Fig. 8-2: Estimador base. Estimación de potencia activa, reactiva y tensión en los WTs.....                           | 173 |
| Fig. 8-3: Estimador base anulando la medida de potencia en los aerogeneradores. Estimación de la potencia activa..... | 174 |
| Fig. 8-4: Estimador estado extendido. Adición relaciones $P/Q$ .....                                                  | 174 |
| Fig. 8-5: Estimador PQ. Estimación de potencia activa, reactiva, tensión y reactiva de compensación en los WTs.....   | 176 |

|                                                                                                                                                                                |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Fig. 8-6: Estimador PQ eliminando las medidas de potencia en los aerogeneradores. Estimación de potencia activa, reactiva, tensión y reactiva de compensación en los WT's..... | 177 |
| Fig. 8-7: Estimador de estado extendido. Adición de la curva de potencia (relaciones P/v).....                                                                                 | 178 |
| Fig. 8-8: Estimador incluyendo la curva de potencia de los WT's.....                                                                                                           | 180 |
| Fig. 8-9: Estimación de la tensión, la potencia reactiva y la potencia de compensación incluyendo la característica de velocidad de los WT's.....                              | 181 |
| Fig. 8-10: Punto de funcionamiento respecto a los diagramas P/Q de los WT's.....                                                                                               | 182 |
| Fig. 8-11: Punto de funcionamiento respecto a las curvas de potencia de los WT's.....                                                                                          | 183 |
| Fig. 8-12: Estimador de estado extendido. Adición de las relaciones entre las velocidades.....                                                                                 | 184 |
| Fig. 8-13: Velocidad de viento en los emplazamientos en los tres casos.....                                                                                                    | 185 |
| Fig. 8-14: Potencia activa en los WT's en los tres casos.....                                                                                                                  | 186 |
| Fig. 8-15: Potencia reactiva en los WT's en los tres casos.....                                                                                                                | 186 |
| Fig. 8-16: Tensión en los WT's en los tres casos.....                                                                                                                          | 187 |
| Fig. 8-17: Potencia reactiva de compensación en los WT's en los 3 casos.....                                                                                                   | 187 |
| Fig. 8-18: Evolución de la velocidad, la potencia activa y la diferencia entre la potencia estimada y la medida para cada una de las medidas del período.....                  | 189 |
| Fig. 8-19: Estimación del punto de funcionamiento respecto a las curvas de potencia de los WT's en los tres casos.....                                                         | 190 |
| Fig. 8-20: Estimación del punto de funcionamiento respecto a las relaciones P/Q de los WT's en los tres casos.....                                                             | 191 |
| Fig. 8-21: Relación entre pesos asignados a las medidas y relaciones.....                                                                                                      | 192 |
| Fig. 8-22: Evolución del viento.....                                                                                                                                           | 193 |
| Fig. 8-23: Medidas disponibles de potencia en los WT's.....                                                                                                                    | 193 |
| Fig. 8-24: Estimación eliminando las medidas de potencia nulas.....                                                                                                            | 194 |
| Fig. 8-25: Test R2 (eliminando todas las medidas P=0).....                                                                                                                     | 195 |
| Fig. 8-26: Evolución de R2.....                                                                                                                                                | 195 |
| Fig. 8-27: Intervalos en los que se reduce la correlación R2.....                                                                                                              | 196 |
| Fig. 8-28: Disminución bruta R2.....                                                                                                                                           | 197 |
| Fig. 8-29: Representación de la potencia activa y reactiva en el WT13.....                                                                                                     | 198 |
| Fig. 8-30: Estimación inicial WT14.....                                                                                                                                        | 199 |
| Fig. 8-31: Estimación final WT14.....                                                                                                                                          | 199 |
| Fig. 8-32: Resultado estimación. WT's 1-4.....                                                                                                                                 | 200 |
| Fig. 8-33: Resultado estimación. WT's 5-8.....                                                                                                                                 | 201 |
| Fig. 8-34: Resultado estimación. WT's 9-12.....                                                                                                                                | 202 |
| Fig. 8-35: Resultado estimación. WT's 13-16.....                                                                                                                               | 203 |
| Fig. 8-36: Resultado estimación. WT's 17-20.....                                                                                                                               | 204 |
| Fig. 8-37: Resultado estimación. WT's 21-24.....                                                                                                                               | 205 |
| Fig. 8-38: Ajuste de la solución a las curvas de potencia.....                                                                                                                 | 206 |
| Fig. II-10-1: Viento medio por sectores. Anemómetro 6.1.....                                                                                                                   | 261 |
| Fig. II-10-2: Viento medio por sectores. Anemómetro 6.2.....                                                                                                                   | 262 |
| Fig. II-10-3: Viento medio por sectores. Anemómetro 12.1.....                                                                                                                  | 262 |
| Fig. II-10-4: Velocidad media del viento por sectores. Anemómetro 12.2.....                                                                                                    | 263 |
| Fig. II-10-5: Influencia de la orografía en el módulo del viento.....                                                                                                          | 265 |
| Fig. II-10-6: Influencia de la orografía en la dirección del viento.....                                                                                                       | 265 |
| Fig. II-10-7: Índice de robusted orográfico.....                                                                                                                               | 265 |
| Fig. II-10-8: Modelo estela WAsP.....                                                                                                                                          | 266 |
| Fig. II-10-9: Influencia del efecto estela.....                                                                                                                                | 267 |

## Índice de tablas

---

|                                                                                                 |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <i>Tabla 3-1: Tecnología de los aerogeneradores de Sotavento</i> .....                          | 35  |
| <i>Tabla 3-2: Disposición de los aerogeneradores de Sotavento</i> .....                         | 40  |
| <i>Tabla 3-3: Disposición de las torres anemométricas en Sotavento</i> .....                    | 41  |
| <i>Tabla 5-1: Escalones compensación Izar-Bonus 1.3Mw</i> .....                                 | 82  |
| <i>Tabla 5-2: Parámetros aerogenerador Izar-Bonus 1.3 MW</i> .....                              | 91  |
| <i>Tabla 5-3: Aproximación polinomial Izar-Bonus 1.3 MW</i> .....                               | 92  |
| <i>Tabla 5-4: Parámetros eléctricos Gamesa G47. Fuente Sotavento</i> .....                      | 96  |
| <i>Tabla 5-5: Ajuste de la relación de transformación</i> .....                                 | 101 |
| <i>Tabla 6-1: Parámetro <math>a</math> en función del aerogenerador</i> .....                   | 114 |
| <i>Tabla 6-2: Ecuaciones relación entre potencia activa y reactiva en el rotor</i> .....        | 114 |
| <i>Tabla 6-3: Aproximación polinomial aerogenerador MADE AE-52</i> .....                        | 116 |
| <i>Tabla 6-4: Modelos y test de resultados para cada uno de los WTs</i> .....                   | 117 |
| <i>Tabla 8-1: Casos a analizar</i> .....                                                        | 179 |
| <i>Tabla I-10-1: Parámetros aerogenerador IZAR-BONUS 1.3 MW</i> .....                           | 221 |
| <i>Tabla I-10-2: Niveles de compensación. Aerogenerador IZAR-BONUS 1.3 MW</i> .....             | 221 |
| <i>Tabla I-10-3: Aproximación polinomial de 5º orden. Aerogenerador IZAR-BONUS 1.3 MW</i> ..... | 221 |
| <i>Tabla I-10-4: Parámetros velocidad alta. Aerogenerador Neg-Micon NM48</i> .....              | 225 |
| <i>Tabla I-10-5: Parámetros velocidad baja. Aerogenerador Neg-Micon NM48</i> .....              | 225 |
| <i>Tabla I-10-6: Aproximación polinomial Neg-Micon NM48</i> .....                               | 225 |
| <i>Tabla I-10-7: Niveles de compensación detectados</i> .....                                   | 231 |
| <i>Tabla I-10-8: Parámetros aerogenerador Izar-Bonus IV</i> .....                               | 231 |
| <i>Tabla I-10-9: Aproximación polinomial aerogenerador Izar-Bonus IV</i> .....                  | 231 |
| <i>Tabla I-10-10: Parámetros Aerogenerador Ecotecnia 44-640</i> .....                           | 235 |
| <i>Tabla I-10-11: Aproximación polinomial aerogenerador Ecotecnia 44-640</i> .....              | 235 |
| <i>Tabla I-10-12: Parámetros aerogenerador MADE AE-46</i> .....                                 | 239 |
| <i>Tabla I-10-13: Aproximación polinomial aerogenerador MADE AE-46</i> .....                    | 239 |
| <i>Tabla I-10-14: Parámetros aerogenerador NEG-MICON NM 900</i> .....                           | 242 |
| <i>Tabla I-10-15: Aproximación polinomial aerogenerador NEG-MICON NM900</i> .....               | 242 |
| <i>Tabla I-10-16: Parámetros aerogenerador MADE AE-61</i> .....                                 | 245 |
| <i>Tabla I-10-17: Aproximación polinomial aerogenerador MADE AE-61</i> .....                    | 245 |
| <i>Tabla I-10-18: Aproximación polinomial aerogenerador MADE AE-52</i> .....                    | 248 |



## Lista de símbolos

|               |                                                                                                                     |
|---------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $SE$          | Estimación de estado                                                                                                |
| $WT$          | Aerogenerador                                                                                                       |
| $WTs$         | Aerogeneradores                                                                                                     |
| $W_{ii}$      | Peso de la medida $i$                                                                                               |
| $x$           | Vector de estado                                                                                                    |
| $x_e$         | Vector de estado extendido                                                                                          |
| $h$           | Funciones que relacionan las magnitudes con las variables de estado                                                 |
| $h_e$         | Funciones que relacionan las magnitudes con las variables de estado extendidas                                      |
| $h_{ePQ}$     | Funciones que relacionan las variables extendidas correspondientes a la potencia activa y reactiva de las máquinas. |
| $h_{eCP}$     | Funciones que relacionan la potencia activa y la velocidad en cada WT. Se corresponde con la curva de potencia.     |
| $h_{eRV}$     | Funciones que relacionan las variables extendidas de viento de varios WT.                                           |
| $z_m$         | Magnitudes medidas                                                                                                  |
| $\varepsilon$ | Error                                                                                                               |
| $\hat{x}$     | Estimado de máxima verosimilitud                                                                                    |
| $J(x)$        | Jacobiano de las funciones que relacionan las magnitudes medidas con las variables de estado                        |
| $H$           | Matriz Jacobiano de las funciones objetivo                                                                          |
| $T$           | Vector de restricciones                                                                                             |
| $t(x)$        | Vector de las funciones de las restricciones                                                                        |
| $C$           | Matriz de restricciones                                                                                             |
| $U_i$         | Es el módulo (valor eficaz) de la tensión fasorial $\underline{U}_i$ del nudo $i$ .                                 |
| $\theta_i$    | Es el ángulo del fasor de la tensión $\underline{U}_i$ del nudo $i$ .                                               |
| $U^m$         | Módulo de la tensión medida                                                                                         |
| $P$           | Potencia activa                                                                                                     |
| $P_e$         | Potencia activa en el estator                                                                                       |
| $P^m$         | Potencia activa medida                                                                                              |
| $P_r$         | Potencia activa en el rotor                                                                                         |
| $Q$           | Potencia reactiva                                                                                                   |
| $Q^m$         | Potencia reactiva medida                                                                                            |
| $Q_C$         | Potencia reactiva de compensación                                                                                   |
| $Q_C^m$       | Potencia reactiva de compensación medida                                                                            |
| $Q_e$         | Potencia reactiva en el estator                                                                                     |
| $Q_0$         | Potencia reactiva consumida en la máquina antes de la compensación                                                  |
| $Q_r$         | Potencia reactiva en el rotor                                                                                       |

|                             |                                                                                                                    |
|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $v$                         | Velocidad del viento                                                                                               |
| $v^m$                       | Velocidad del viento medida                                                                                        |
| $G_{i,k} + j \cdot B_{i,k}$ | Es el elemento $(i,k)$ -ésimo de la matriz de admitancias de nudos                                                 |
| $\underline{Y}$             | Admitancia equivalente vista en bornes de la máquina                                                               |
| $Y_P$                       | Parte real de la admitancia equivalente de la máquina                                                              |
| $Y_Q$                       | Parte imaginaria de la admitancia equivalente de la máquina                                                        |
| $Y_{Q_0}$                   | Parte imaginaria de la admitancia equivalente de la máquina antes de la compensación                               |
| $Y_C$                       | Admitancia equivalente de los condensadores de compensación de máquina                                             |
| $h_P$                       | Relaciones entre la potencia activa y el módulo de la tensión y el desfase en los nudos del sistema                |
| $h_Q$                       | Relaciones entre la potencia reactiva y el módulo de la tensión y el desfase en los nudos del sistema              |
| $n_R$                       | Nudo correspondiente a la referencia de fasores de tensión                                                         |
| $\mathcal{N}$               | Conjunto de nudos del sistema                                                                                      |
| $\mathcal{N}_{Um}$          | Conjunto de nudos en los que se dispone de medidas de tensión                                                      |
| $\mathcal{N}_{Pm}$          | Conjunto de nudos en los que se dispone de medida de potencia activa inyectada                                     |
| $\mathcal{N}_{Qm}$          | Conjunto de nudos en los que se dispone de medida de potencia reactiva inyectada                                   |
| $\mathcal{N}_{null}$        | Conjunto de nudos en los que la potencia activa y reactiva son cero, correspondientes a los nudos de interconexión |
| $\mathcal{N}_e$             | Conjunto de nudos cuyos valores de potencia activa y reactiva pasan a formar parte del vector de estado extendido  |
| $C_p$                       | Coefficiente de potencia                                                                                           |
| $A$                         | Area barrida por las palas                                                                                         |
| $\rho$                      | Densidad del aire                                                                                                  |
| <b>BPNN</b>                 | Red neuronal tipo backpropagation                                                                                  |
| <b>DFIG</b>                 | Generador de inducción doblemente alimentado                                                                       |
| <b>IG</b>                   | Generador de inducción                                                                                             |
| <b>VSWT</b>                 | Aerogenerador de velocidad variable                                                                                |
| <b>FSWT</b>                 | Aerogenerador de velocidad fija                                                                                    |
| <b>SG</b>                   | Generador síncrono                                                                                                 |
| $\mathcal{N}_{e,IG}$        | Conjunto de nudos correspondientes a los aerogeneradores tipo IG                                                   |
| $\mathcal{N}_{e,DFIGe}$     | Conjunto de nudos correspondientes al estator de los aerogeneradores tipo DFIG                                     |
| $\mathcal{N}_{e,DFIGr}$     | Conjunto de nudos correspondientes al rotor de los aerogeneradores tipo DFIG                                       |
| $\mathcal{N}_{e,SG}$        | Conjunto de nudos correspondientes a los aerogeneradores tipo SG                                                   |
| $\mathcal{N}_{vm}$          | Conjunto de nudos en los que se dispone de medidas de velocidad de viento                                          |
| $v^m$                       | Velocidad del viento medida                                                                                        |
| $R_1$                       | Resistencia del estator                                                                                            |
| $R_2$                       | Resistencia del rotor                                                                                              |
| $R_{Fe}$                    | Resistencia equivalente del circuito magnético                                                                     |
| $X_1$                       | Reactancia de dispersión del estator                                                                               |
| $X_2$                       | Reactancia de dispersión del rotor                                                                                 |
| $X_m$                       | Reactancia magnetizante                                                                                            |
| $s$                         | Deslizamiento                                                                                                      |



## 1. Objetivos y estructura de la tesis

---

---

Para la evaluación de las condiciones de funcionamiento de los parques eólicos es muy útil conocer los estados de los generadores de la red y de las turbinas eólicas. Para ello, se pueden utilizar los datos de control, de supervisión y adquisición de datos (SCADA) que se suelen implementar en este tipo de instalaciones. La utilización directa de los datos medidos puede generar errores asociados con los equipos de medición y fallos en la comunicación, entre otras causas. En este contexto, los métodos de estimación de estado (SE) pueden ayudar a reducir estos problemas.

La estimación de estado (SE) es un procedimiento que permite obtener las variables de estado de una red a partir de un conjunto de mediciones. Por lo general, las mediciones son la potencia activa y reactiva que fluye a través de las ramas y la de inyección en los nudos, así como la magnitud de la tensión de los nudos. Además de obtener el estado de la red, este tipo de análisis es útil para analizar otros aspectos relacionados con el funcionamiento del sistema (por ejemplo, detectar aerogeneradores fuera de servicio, el envejecimiento de las baterías de condensadores, fallos en la comunicación entre el centro de control y los aerogeneradores, la estimación de pérdidas de energía...).

Cuando se utiliza un estimador de estado, se debe tener en cuenta que una red parque eólico es por lo general una configuración radial, y las mediciones eléctricas se llevan a cabo en el lado de baja tensión de las turbinas de viento (aerogeneradores) y en la subestación. Las mediciones disponibles, son por tanto, la tensión en los nudos, la potencia activa y reactiva generada por los aerogeneradores y la potencia activa y reactiva se inyecta en la red de transporte a través de la subestación. Un estimador de estado en este tipo de red tiene poca redundancia ya que únicamente incluye mediciones nodales, y la potencia activa (ángulos de tensión) está fuertemente desacoplada de la potencia reactiva (magnitudes de tensión). El sistema resultante tiene una observabilidad débil. Por ejemplo, la pérdida de medidas en un aerogenerador, haría que el parque no fuese observable. Además, no hay garantía de que los resultados sean técnicamente viables (por ejemplo, pueden aparecer flujos de energía poco realistas, que los valores que sean incompatibles con el funcionamiento de aerogeneradores, o valores de funcionamiento fuera del rango posible como puede ser que se superen los valores nominales de la máquina o se establezcan valores de compensación no disponibles).

Para superar los inconvenientes mencionados anteriormente, esta tesis propone incluir en el SE las funciones que modelen el comportamiento de los aerogeneradores.

## 1.1 Objetivos

El objetivo de la presente tesis es definir la metodología y las ecuaciones necesarias para realizar un estimador de estado en un parque eólico que además de utilizar las relaciones típicas entre la tensión, la potencia activa y reactiva inyectada en los nudos, permita:

- Establecer nuevas relaciones entre la tensión, potencia activa y potencia reactiva en aerogeneradores en base a los modelos de los generadores eléctricos. En la bibliografía existen diferentes modelos que relacionan los datos de entrada y varios supuestos sobre el comportamiento del generador (por ejemplo, la relación entre la potencia generada y el deslizamiento). El uso de estas ecuaciones tiene ciertas desventajas: la necesidad de mediciones de deslizamiento; los parámetros de la ecuación son por lo general desconocidos; y finalmente, la complejidad adicional en el estimador de estado no garantiza que se mejore la redundancia. Por lo tanto en esta tesis se van a proponer modelos para relacionar las variables eléctricas relacionadas.
- Añadir las medidas de viento como variables de estado en el estimador. Para ello se añaden las relaciones correspondientes a las curvas de potencia de los aerogeneradores (relación entre la potencia generada y la velocidad en cada uno de los emplazamientos).
- Determinar los parámetros de cada uno de los aerogeneradores. Se precisa un conocimiento exacto de los parámetros de cada una de las máquinas para poder obtener los modelos matemáticos correspondientes.
- Determinar las relaciones de velocidad entre los distintos emplazamientos de los aerogeneradores en el parque. Se propone establecer una red paralela a la red eléctrica, basada en las relaciones de viento que existen en cada uno de los emplazamientos, teniendo en cuenta los efectos de la orografía y de las estelas entre los aerogeneradores, que permita estimar de forma correcta la generación de cada máquina. Estas relaciones se pueden obtener a partir de modelos de campos de viento teóricos, que en general son difíciles de implantar.
- Utilizar técnicas de modelado sencillas y fácilmente implantables en el estimador de estado. En este documento, los aerogeneradores se modelaron usando técnicas polinómicas de ajuste y las redes neuronales back-propagación (BPNNs). Los datos de entrada para el estimador de estado propuesto son los parámetros de red y medidas de tensiones, potencias activas y reactivas y vientos, que se utilizarán tanto en el modelado de aerogeneradores como en el proceso de estimación de estado. Los modelos resultantes, las ecuaciones polinómicas y las BPNNs pueden ser fácilmente integrados en la SE debido a su simplicidad y a que son derivables.

Para integrar estas funciones en el estimador de estado, se propone un método que aumenta el número de variables de estado, que habitualmente son las tensiones, las potencias activas. Para modelar el sistema, además de las ecuaciones clásicas relativas a las redes eléctricas, se añaden las ecuaciones relativas a los modelos de

aerogeneradores  $P/Q$ , las curvas de potencia  $P/v$  y las relaciones entre el viento en los aerogeneradores. Como resultado, el problema de estimación de estado se convierte en un problema de optimización con restricciones. La principal ventaja del modelo propuesto es el desacoplamiento entre  $P-\theta$  y entre  $Q-U$  desaparece, la redundancia del sistema se incrementa, y los resultados obtenidos son técnicamente factibles debido a la inclusión de los modelos de aerogeneradores.

Para demostrar el comportamiento del estimador de estado, el método propuesto se aplicará al Parque Eólico Experimental Sotavento SA (<http://www.sotaventogalicia.com>) [13] [14]. Este parque se dedica a I+D en el campo de la energía eólica e incluye 24 aerogeneradores de nueve tipos diferentes.

## 1.1 Estructura de la tesis

La tesis se estructura en los siguientes capítulos.

En el capítulo 2 se hará una introducción del problema que presenta la estimación de estado en un parque eólico y los procedimientos desarrollados para mejorar la redundancia y observabilidad del sistema

En el capítulo 3 se analiza el parque eólico de Sotavento, las medidas disponibles del SCADA y las instalaciones eléctricas del parque.

En el capítulo 4 se estudiarán las diferentes tecnologías de los aerogeneradores objeto de estudio y la forma de representar la curva de potencia de la máquina, a partir de una BPNN.

En el capítulo 5 se determina un procedimiento para la estimación de los parámetros de cada uno de los aerogeneradores. Estos valores se utilizarán posteriormente para determinar las BPNNs que relacionan la potencia activa, reactiva y la tensión en cada uno de los aerogeneradores.

En el capítulo 6 se describe e implementan las relaciones  $P/Q$  de los generadores en función de las diferentes tecnologías. Se estudia así mismo, para cada aerogenerador el tipo de compensación de que se dispone.

En el capítulo 7 se implementa en el estimador la curva de potencia de cada aerogenerador (relación  $P/v$ ). Para ello se establece el procedimiento de obtención de las pseudomedidas de velocidad en cada emplazamiento. Así mismo, se modelan las BPNNs que relacionan el viento en cada emplazamiento.

En el capítulo 8 se muestran con un ejemplo, las ventajas en cuanto a redundancia y observabilidad que se logran al ir incluyendo las relaciones descritas y el procedimiento seguido en cada caso. Se ejecuta asimismo un ejemplo a partir de las medidas disponibles a lo largo de un día concreto, en el que no se dispone de medidas de varios de los aerogeneradores, poniéndose de manifiesto las ventajas del método en cuanto a detección de estados de funcionamiento no posibles (medidas erróneas) o determinación de cuáles son los que están generando y cuáles no.

En el capítulo 9 se establecen las conclusiones y posibles proyectos de trabajos futuros.

El apéndice I, se muestra una relación de los parámetros determinados para cada uno de los aerogeneradores.

En el apéndice II, se realiza el estudio del viento en el parque utilizando el programa de simulación WAsP.

En el apéndice III se realiza una introducción sobre las redes neuronales y su aplicación en esta tesis.

En el apéndice IV se incluye el artículo “State estimation for wind farms including the wind turbine generator models” publicado por la revista *Renewable Energy*, correspondiente al capítulo 6 de esta tesis.

## 2. Estimación de estado

---

Una de las necesidades principales de los Centros de Control es el conocimiento del Estado de los sistemas que controlan. El número de medidas que se pueden disponer en la instalación está limitado, aunque su número tiene que garantizar, de forma continua y fiable, el conocimiento de la red. Por otra parte, todas las medidas presentan errores, de precisión, comunicaciones,... Se puede decir que las operaciones realizadas en el centro de control presentan una cierta incertidumbre que afortunadamente, se ajusta a leyes probabilísticas normales, lo que permite su acotación a partir de la aplicación de teorías estadísticas.

En concreto, el problema del conocimiento del estado del objeto de estudio se basa en el hecho de que conocidas  $m$  medidas independientes con errores que se rigen por probabilidades normales y los datos de la red, es posible determinar los valores de mayor verosimilitud de todas las variables eléctricas.

Para garantizar que se cumple el criterio de máxima verosimilitud, se necesita que el número de medidas sea mayor que el número de variables de estado (variables a calcular). Como algunas de las variables no se pueden medir directamente, se requiere utilizar técnicas de filtrado de las medidas que consideren las relaciones fundamentales entre las medidas y las variables.

Estas técnicas se encuadran dentro de la Estimación de Estado (SE) de redes eléctricas.

Un estimador de estado permite obtener una base de datos fiable y completa involucradas en el control y operación del sistema eléctrico, como la evaluación de la seguridad, funciones relacionadas con la planificación (predicción de la demanda, estudios de ampliación...).

### 2.1 Estimador de estado

Un estimador de estado incluye básicamente los siguientes bloques [1] [2]:

- Prefiltrado de medidas: se buscan valores claramente erróneos a fin de eliminarlos.
- Procesador topológico: modelo eléctrico de la red (nudos eléctricos, aerogeneradores no conectados...)

- Análisis de observabilidad: determina si el número de medidas disponibles permite o no que la estimación se pueda realizar
- Estimación de estado: calcula el estado óptimo del sistema en función de las medidas disponibles
- Procesador de medidas erróneas: detecta la existencia de posibles errores que no se ajustan a las hipótesis de partida. Si la redundancia lo permite, identifica y elimina las medidas erróneas.

El objetivo del estimador de estado estático es estimar las tensiones complejas de todos los nudos eléctricos del sistema [3]. Los tipos de medidas más comúnmente utilizadas son:

- Flujos: flujos de potencia activa y reactiva medidos en ambos extremos de las líneas y los transformadores
- Inyecciones: Potencia neta activa y reactiva inyectada en los nudos. Estas inyecciones suelen ser a su vez flujos de potencia por elementos que están fuera del ámbito del estimador, normalmente transformadores generación/transporte, transporte/distribución.
- Módulos de las tensiones en los embarrados
- Módulos de las corrientes.

Además de las medidas directas se pueden considerar otras magnitudes que sin provenir de equipos de medidas, se pueden utilizar como restricciones en el estimador:

- Medidas virtuales: valores que vienen impuestos por las restricciones de la propia red. Los más habituales son las inyecciones nulas en los nudos de interconexión.
- Pseudo-medidas: valores basados en datos históricos o en predicciones, utilizados para mejorar la redundancia. Las pseudomedidas se suponen menos precisas que las medidas reales.

### 2.1.1 Hipótesis y datos de entrada

Para realizar el estudio de la Estimación de Estado del sistema se precisan una serie de datos y medidas:

1. Información topológica o estructural de la red a estudiar
2. Valores de parámetros de diseño, de las líneas, de los transformadores, ...
3. Modelo matemático del sistema incluyendo las ecuaciones que relacionan las variables de estado con las medidas.
4. Medidas:
  - Telemedidas proporcionadas por el Scada del parque
  - Pseudomedidas basadas en datos históricos existentes

- o Medidas virtuales que son aquellas que no requieren ser medidas, por ejemplo la medida de inyección de potencia en los nudos en los que esta es cero.
- o Las medidas están sujetas a errores debido a la inexactitud de los aparatos de medida, errores en los transductores ...

En la estimación de estado se suponen las siguientes hipótesis de trabajo:

1. Las condiciones de operación son equilibradas
2. El sistema trifásico se puede modelar por su circuito equivalente monofásico
3. Las telemidas se captan en el mismo instante de tiempo
4. Los errores de las medidas:
  - a. Tienen valor medio nulo
  - b. Son variables aleatorias  $E(e_i, e_j) = 0$  independientes por lo que su matriz de covarianzas es una matriz diagonal de valor:

$$R = E(ee^T) = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_i^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

- c. Una varianza elevada indica que la medida no es muy exacta y una pequeña que la medida es muy fiable.
- d. Tienen una distribución gaussiana

Se asigna un peso  $W_{ii}$  a la medida  $i$  basada en su covarianza  $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$  que refleja la exactitud esperada de la correspondiente medida. ( $W = R^{-1}$ )

En el caso estudiado, las telemidas eléctricas proceden del mismo tipo de medidor en todos los aerogeneradores por lo que se puede asignar el mismo peso a las mismas.

### 2.1.2 Métodos de Estimación de estado

El problema de la estimación de estado se basa en el concepto de estimación de máxima verosimilitud, que consiste en maximizar la función de probabilidad definida para una variable aleatoria, en base a las hipótesis del problema a resolver.

El estado de un sistema de potencia se puede calcular una vez se conocen las magnitudes de las tensiones y los desfases de los ángulos (variables de estado).

$$z = h(x) \quad (2.2)$$

dónde:

- $z$  : magnitudes del sistema de potencia (potencia activa y reactiva)
- $x$  : variables de estado (tensión en los nudos en módulo y argumento)
- $h$  : funciones que relacionan las magnitudes con las variables de estado.

El método de resolución del problema de la estimación de estado se basa en buscar el conjunto de valores del vector de estado que minimizan el error entre las medidas

existentes del sistema a estudiar y los valores estimados a partir de la solución obtenida. Esto es equivalente a considerar que si las medidas tienen asociados errores, se pueden plantear como un sistema de ecuaciones de la forma [3]:

$$z_m = h(x) + \varepsilon \quad (2.3)$$

$z_m$  : magnitudes medidas

$\varepsilon$  : error

En la ecuación (2.3),  $x$  es el verdadero valor de estado desconocido, y al ser los errores aleatorios, las medidas también lo son. Así,  $z$  tendrá una distribución gaussiana con media  $h(x)$  y covarianza  $R$  y la función de densidad de probabilidad se puede expresar por [4]:

$$f(z) = \left(\sqrt{2\pi}\right)^{-m} |W|^{1/2} e^{-\frac{1}{2}[z-h(x)]^T W [z-h(x)]} \quad (2.4)$$

En el proceso de estimación de estado se pretende estimar el estado de  $x$  a partir de un número de telemidas  $z$ . El conjunto de medidas que maximiza la función anterior es el estimado de máxima verosimilitud  $\hat{x}$ .

Maximizar  $f(z)$  en (2.4) es equivalente a minimizar:

$$J(x) = [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \quad (2.5)$$

siendo  $J(x)$  la función objetivo.

La solución del problema de mínimos cuadrados ponderados proporciona el estado estimado  $\hat{x}$  que satisface la siguiente condición de optimización:

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x} = 0 \Rightarrow g(\hat{x}) = H^T(\hat{x})W[z - h(\hat{x})] = 0 \quad (2.6)$$

donde

$$H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} \quad (2.7)$$

es la matriz Jacobiano.

Para resolver el sistema de ecuaciones no lineales se empleará el método de Newton-Raphson:

$$H^T(x) \cdot W \cdot (z - f(x)) = 0 \quad (2.8)$$

Para ello se linealizan las funciones  $f_k(x)$  en torno a un punto:

$$f_k(x) = f_k(x^i) + \sum_{j=1}^n \left. \frac{\partial f_k(x)}{\partial x_j} \right|_i \cdot \Delta x_j \quad (2.9)$$

Sustituyendo:



$$H^T(x) \cdot W \cdot (z - f(x^i) - H \cdot \Delta x^i) = 0 \quad (2.10)$$

$$H^T(x) \cdot W \cdot H \cdot \Delta x^i = H^T(x) \cdot W \cdot (z - f(x^i)) \quad (2.11)$$

$$H^T(x) \cdot W \cdot H \cdot \Delta x^i = H^T(x) \cdot W \cdot (\Delta z^i) \quad (2.12)$$

$$\Delta x^i = [H^T(x) \cdot W \cdot H]^{-1} \cdot H^T(x) \cdot W \cdot (\Delta z^i) \quad (2.13)$$

La matriz jacobiana  $H$ , está formada por las derivadas parciales de las funciones no lineales que relacionan las medidas con las variables de estado, evaluadas para el último valor obtenido del vector de estado  $x$ .

### 2.1.3 Estimador de estado con restricciones

En el caso de existir medidas virtuales que suponen ecuaciones matemáticas exactas, se procede a la división del conjunto de medidas en:

$$\begin{aligned} \text{Telemidas :} \quad z &= h(x) + \varepsilon \\ \text{Medidas virtuales:} \quad t(x) &= 0 \end{aligned} \quad (2.14)$$

La situación de la EE con restricciones se expresa por:

$$\min J = [z - f(x)]^T \cdot W \cdot [z - f(x)] \quad (2.15)$$

con las restricciones

$$T = t(x) \quad (2.16)$$

dónde:

$z$ : vector de las variables medidas

$x$ : vector de las variables de estado

$f(x)$ : sistema de ecuaciones no lineales que relacionan las variables de estado con las variables medidas

$W$ : es la matriz inversa de la matriz de covarianza  $W = \text{diagonal} \left( \frac{1}{\sigma_k^2} \right)$

$T$ : vector de la restricciones

$t(x)$ : vector de las funciones de las restricciones

A partir de la teoría de Laplace, la función  $J$  con las restricciones se puede plantear como una nueva función  $J'$ , tal que:

$$\min J' = \frac{1}{2} \cdot [z - f(x)]^T \cdot W \cdot [z - f(x)] - \lambda^T \cdot [T - t(x)] \quad (2.17)$$

donde el factor  $\frac{1}{2}$  tiene por finalidad únicamente de normalización de las ecuaciones, y no tiene efecto sobre la resolución del problema.

De admitir el desarrollo de Taylor de las funciones:

$$f(x) = f(x^{(k)}) + H^{(k)} \cdot \Delta x \quad (2.18)$$

$$t(x) = t(x^{(k)}) + C^{(k)} \cdot \Delta x \quad (2.19)$$

la solución de la expresión resulta [5] [6], para la iteración genérica ( $k$ ):

$$\left[ \begin{array}{c|c} H^T \cdot W \cdot H & C^T \\ \hline C & 0 \end{array} \right] \cdot \begin{bmatrix} \Delta x^{(k)} \\ \lambda^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T \cdot W \cdot (z - f(x^{(k)})) \\ T - t(x^{(k)}) \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Donde  $C(x) = \frac{\partial t(x)}{\partial x}$  es la matriz de restricciones.

#### 2.1.4 Ecuaciones que se emplean en el estimador clásico

En el planteamiento clásico de los estimadores se determina el estado del sistema considerando como variables de estado la tensión en módulo y argumento de todos los nudos de la red. Se fija como referencia el nudo correspondiente a la subestación.

Como medidas se consideran las potencias inyectadas en los nudos, en este caso las medidas de tensión y potencia en los nudos de los aerogeneradores, la subestación y el centro de control. En este primer estimador, se considera que la potencia inyectada en el resto de nudos, es cero. Esto introduce un error en el resultado ya que se permite, al considerar un error, que el valor inyectado que sea diferente de cero. Este problema puede solucionarse variando los pesos asignados a las variables.

Las ecuaciones que relacionan las medidas de potencias activa y reactiva con las variables de estado son:

$$\begin{aligned} U_i^m &= U_i + \varepsilon_{U_i} \\ P_i^m &= h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon_{P_i} \\ Q_i^m &= h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon_{Q_i} \end{aligned} \quad (2.21)$$

siendo las funciones  $h_{P_i}(U, \theta)$  y  $h_{Q_i}(U, \theta)$

$$\begin{aligned} h_{P_i}(U, \theta) &= U_i \cdot \sum_{k=1}^n U_k (G_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{i,k} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_k)) \\ h_{Q_i}(U, \theta) &= U_i \cdot \sum_{k=1}^n U_k (-B_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + G_{i,k} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_k)) \end{aligned} \quad (2.22)$$

dónde:

$U_i$ : es el módulo (valor eficaz) de la tensión fasorial  $\underline{U}_i$  del nudo  $i$ .

$\theta_i$ : es el ángulo del fasor.

$G_{i,k} + j \cdot B_{i,k}$  : es el elemento (i,k)-ésimo de la matriz de admitancias de nudos

Las derivadas de las funciones anteriores (en este caso  $h_P$  y  $h_Q$ ) respecto a las variables de estado son:

$$\frac{\partial h_{P_i}}{\partial \theta_i} = U_i \cdot \sum_{k=1}^n U_k \cdot \left[ -G_{i,k} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_k) + B_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) \right] - U_i^2 \cdot B_{i,i} = -Q_i - U_i^2 \cdot B_{i,i} \quad (2.23)$$

$$\frac{\partial h_{P_i}}{\partial \theta_k} = U_i \cdot U_k \cdot \left[ G_{i,k} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_k) - B_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) \right] \quad (2.24)$$

$$\frac{\partial h_{P_i}}{\partial U_i} = \sum_{k=1}^n U_k \cdot \left[ G_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{i,k} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) \right] + U_i \cdot G_{i,i} = \frac{P_i}{U_i} + U_i \cdot G_{i,i} \quad (2.25)$$

$$\frac{\partial h_{P_i}}{\partial U_k} = U_i \cdot \left[ G_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{i,k} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) \right] \quad (2.26)$$

$$\frac{\partial h_{Q_i}}{\partial \theta_i} = U_i \cdot \sum_{k=1}^n U_k \cdot \left[ G_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{i,k} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) \right] - U_i^2 \cdot G_{i,i} = P_i - U_i^2 \cdot B_{i,i} \quad (2.27)$$

$$\frac{\partial h_{Q_i}}{\partial \theta_k} = -U_i \cdot U_k \cdot \left[ G_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{i,k} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) \right] \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial h_{Q_i}}{\partial U_i} = \sum_{k=1}^n U_k \cdot \left[ G_{i,k} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) \right] - U_i \cdot B_{i,i} = \frac{Q_i}{U_i} - U_i \cdot B_{i,i} \quad (2.29)$$

$$\frac{\partial h_{Q_i}}{\partial U_k} = U_i \cdot \left[ G_{i,k} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) \right] \quad (2.30)$$

El planteamiento de las ecuaciones quedaría de la forma siguiente:

Vector de estado:

$$x = \begin{bmatrix} \theta_{(\mathcal{N}-n_R)} & U_{(\mathcal{N})} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

siendo  $\mathcal{N}$  el conjunto formado por todos los nudos del parque y  $\mathcal{N}-n_R$  excluyendo el nudo de referencia.

Vector de medidas:

$$z^m = \begin{bmatrix} U_{(\mathcal{N}U_m)}^m & P_{(\mathcal{N}P_m)}^m & P_{(\mathcal{N}null)}^m & Q_{(\mathcal{N}Q_m)}^m & Q_{(\mathcal{N}null)}^m \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

donde el superíndice  $m$  se refiere a medidas y siendo  $\mathcal{N}U_m$  los nudos en los que se dispone de medidas de tensión,  $\mathcal{N}P_m$  en los que se dispone de medidas de potencia activa,  $\mathcal{N}Q_m$  en los que se dispone de medidas de potencia reactiva y  $\mathcal{N}null$  el conjunto de nudos de interconexión.

La matriz que representa el Jacobiano para la estimación se define como:

$$H = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial U^m}{\partial \theta} & \frac{\partial U^m}{\partial U} \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} \end{bmatrix}}_{\theta_i, i \in \mathcal{N}-n_R} \underbrace{\quad}_{U_i, i \in \mathcal{N}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 1_{(\mathcal{N}_{U_m}, \mathcal{N})} \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} \end{bmatrix}}_{\theta_i, i \in \mathcal{N}-n_R} \underbrace{\quad}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{U_m} \\ P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{P_m} \cup \mathcal{N}_{null} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Q_m} \cup \mathcal{N}_{null} \end{cases} \quad (2.33)$$

En la notación anterior,  $1_{(\mathcal{N}_{U_m}, \mathcal{N})}$  se corresponde con una matriz de tamaño  $\mathcal{N}_{U_m} \times \mathcal{N}$  en la cual el elemento de cada fila, cuya medida se relaciona directamente con la variable correspondiente, es la unidad. Por ejemplo, en el caso de disponer de medidas de tensión en los nudos  $\mathcal{N}_{U_m} = \{1, 2, 5\}$ , y que el conjunto de nudos sea  $\mathcal{N} = \{1, 2, 3, 4, 5\}$  la submatriz

$\frac{\partial U^m}{\partial U}$  sería:

$$\frac{\partial U^m}{\partial U} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = I_{(\{1,2,5\}, \{1,2,3,4,5\})} \quad (2.34)$$

### 2.1.5 Restricciones

En los nudos de interconexión en los que no hay ni generación ni consumo, la potencia activa y reactiva inyectada debe ser estrictamente igual a cero. El procedimiento descrito anteriormente determina una solución del estimado del sistema en que la potencia inyectada en estos nudos no tiene por qué cumplir esta condición. Para solucionar este problema se modifica el estimador incluyendo como restricciones las ecuaciones correspondientes a los nudos que no se corresponden con generación o consumo, es los que la potencia inyectada en los nudos es estrictamente cero.

Aplicando las restricciones en cuanto a las medidas virtuales, las ecuaciones  $h_P$  y  $h_Q$  correspondientes a estas medidas crean la matriz  $C$  de restricciones y se eliminan de la matriz  $H$ .

$$H = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial U^m}{\partial \theta} & \frac{\partial U^m}{\partial U} \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} \end{bmatrix}}_{\theta_i, i \in \mathcal{N}-n_R} \underbrace{\quad}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{U_m} \\ P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{P_m} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Q_m} \end{cases} \quad (2.35)$$

$$C = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} \end{bmatrix}}_{\theta_i, i \in \mathcal{N}-n_R} \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial U} \end{bmatrix}}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \begin{cases} P_i = 0 = h_{P_i}(U, \theta) \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \\ Q_i = 0 = h_{Q_i}(U, \theta) \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \end{cases} \quad (2.36)$$

El proceso requiere la resolución de la ecuación (2.20) donde:

$$\Delta z = \left( z - f(x^{(k)}) \right) = \begin{bmatrix} \Delta U_{(\mathcal{N}_{Um})}^m \\ \Delta P_{(\mathcal{N}_{Pm})}^m \\ \Delta Q_{(\mathcal{N}_{Qm})}^m \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

representa el vector de incrementos de medidas de los puntos en los que existen medidas de tensión, potencia activa y reactiva, y

$$\Delta cz = T - t(x^{(k)}) = \begin{bmatrix} \Delta P_{(\mathcal{N}_{null})} \\ \Delta Q_{(\mathcal{N}_{null})} \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

representa el vector de incrementos en los nudos en los que se sabe que la potencia inyectada es nula (nudos de interconexión).

### 2.1.6 Ampliación del vector de estado

En este apartado de la presente tesis se propone una modificación del método anterior, que ofreciendo los mismos resultados que el método de estimación de estado con restricciones, permite representar matemáticamente de una forma muy sencilla las posibles relaciones entre las potencias del parque entre sí (relación entre la potencia activa y reactiva en los aerogeneradores) o con otro tipo de parámetros (la velocidad del viento, la densidad del aire), tal y como se verá más adelante.

Para ello, se redefine el vector de estado añadiendo las variables del sistema que se relacionaran entre ellas. A partir de ahora a este nuevo vector se le denominará vector de estado ampliado. Inicialmente, se amplía el vector de estado con los valores correspondientes a la potencia activa y reactiva de los aerogeneradores.

$$x_e = \left[ \theta_{(\mathcal{N}-n_R)} \quad U_{(\mathcal{N})} \quad P_{(\mathcal{N}_e)} \quad Q_{(\mathcal{N}_e)} \quad Q_{c(\mathcal{N}_e)} \right] \quad (2.39)$$

donde  $\mathcal{N}_e$  representa el conjunto de nudos en los que la potencia activa y reactiva, pasan a formar parte del vector de estado ampliado.

El vector de medidas sería el mismo que con restricciones:

$$z = \left[ \Delta U_{(\mathcal{N}_{Um})}^m \quad \Delta P_{(\mathcal{N}_{Pm})}^m \quad \Delta Q_{(\mathcal{N}_{Qm})}^m \right] \quad (2.40)$$

La inclusión de las nuevas variables en el vector de estado ampliado no representa ninguna diferencia a la hora de considerar la observabilidad del sistema, ya que por cada

variable introducida aparece una nueva ecuación que relaciona esta variable con la medida correspondiente:

$$\begin{aligned}
 P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon_{P_i} &\Leftrightarrow \begin{cases} P_i^m = P_i + \varepsilon_{P_i} \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \end{cases} \\
 Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon_{Q_i} &\Leftrightarrow \begin{cases} Q_i^m = Q_i + \varepsilon_{Q_i} \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \end{cases}
 \end{aligned} \tag{2.41}$$

Las ecuaciones que relacionan las medidas con las variables de estado ampliadas,  $P_i^m = P_i + \varepsilon_{P_i}$  y  $Q_i^m = Q_i + \varepsilon_{Q_i}$ , pasan a formar parte de la matriz  $H$ .

El Jacobiano queda modificado según:

$$H = \begin{array}{c} \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline 0 & I_{(\mathcal{N}_{U_m}, \mathcal{N})} & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{P_m}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Q_m}, \mathcal{N}_e)} \\ \hline \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 \\ \hline \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 \\ \hline \end{array} & \begin{array}{l} \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon_{U_i} \\ i \in \mathcal{N}_{U_m} \end{cases} \\ \begin{cases} P_i^m = P_i + \varepsilon_{P_i} \\ i \in \mathcal{N}_{P_m} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \begin{cases} Q_i^m = Q_i + \varepsilon_{Q_i} \\ i \in \mathcal{N}_{Q_m} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon_{P_i} \\ i \in \mathcal{N}_{P_m} - \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \begin{cases} Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon_{Q_i} \\ i \in \mathcal{N}_{Q_m} - \mathcal{N}_e \end{cases} \end{array} \end{array} \tag{2.42}$$

$\underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}$      $\underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}$      $\underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}$      $\underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$

Las nuevas restricciones  $h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0$  y  $h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0$ , se incluyen en la matriz de restricciones:

$$C = \begin{array}{c} \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 \\ \hline \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 \\ \hline \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & -I_{(\mathcal{N}_{P_m}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ \hline \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & -I_{(\mathcal{N}_{Q_m}, \mathcal{N}_e)} \\ \hline \end{array} & \begin{array}{l} \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{P_{null}} \end{cases} \\ \begin{cases} Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Q_{null}} \end{cases} \\ \begin{cases} h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{P_m} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \begin{cases} h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Q_m} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \end{array} \end{array} \tag{2.43}$$

$\underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}$      $\underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}$      $\underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}$      $\underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$

Con este procedimiento se persiguen dos objetivos básicos para este trabajo:

- Disponer de las medidas de potencia tanto activa como reactiva en los aerogeneradores de forma directa para relacionar estas variables con las demás variables medidas como se verá más adelante.

- Poder modificar de forma sencilla el nivel de confianza (parámetros  $\sigma$  en el estimador), de las medidas implicadas.

## 2.2 Observabilidad

Antes de realizar la estimación de estado es necesario determinar si con el conjunto de medidas disponibles y la estructura de la red estudiada es posible llevar a cabo la estimación o dicho de otro modo, si el sistema es observable.

El análisis de observabilidad pretende determinar si se puede estimar el sistema a partir de un conjunto determinado de medidas. Este análisis puede dividirse en cuatro categorías, algebraico, numérico, topológico e híbrido.

Aunque la definición de observabilidad es concisa, desde el punto de vista algebraico, a partir del rango de la matriz  $H$ , el cálculo por errores de redondeo (observabilidad numérica) puede presentar valores falsos, interpretándose como red no observable una red que sí lo es. Para evitar este problema, algunos autores han buscado métodos de cálculo de observabilidad basados en relaciones topológicas. En la bibliografía se pueden encontrar diversas técnicas de análisis de la observabilidad desde que en 1970, Schweppe and Wildes [7] introdujeran el concepto de observabilidad en sistemas de potencia. La observabilidad topológica se basa en la teoría de grafos [8], asociando las medidas disponibles a las conexiones de los nudos buscando obtener un árbol de máximo rango [9] [10]. A partir de ahí diversos autores han determinado cómo detectar islas observables [11] y la correcta ubicación de pseudomedidas [12] que permitirían mejorar la observabilidad. Si no existe observabilidad topológica, el sistema no es observable, pero aun existiendo observabilidad topológica, el sistema puede no ser observable. Se han planteado estudios híbridos topológico-numéricos [13] a fin de determinar las islas observables, y la subred observable máxima [14].

Las redes de distribución presentan unas características especiales respecto a las redes de transporte como son la configuración radial, la alta relación R/X, y la baja susceptancia de las líneas. En [15] [16] [17], plantean un método para la mejora de la observabilidad añadiendo en el estimador medidas no convencionales, en este caso las corrientes de línea.

Otras líneas de investigación proponen aprovechar las ventajas de las redes radiales, para subdividir el problema en otros más sencillo considerando cada rama por separado [18], o para realizar la estimación de forma recursiva determinando las variables aguas abajo de la subestación en función de las variables de estado de la misma [19].

En [20] [21] Castrillo, Conejo y otros han desarrollado propuestas basadas en la ausencia de filas o columnas nulas en la matriz jacobiana.

En [22], se estudia la influencia de la relación R/X de las líneas en la observabilidad y se plantea un método de estudio en redes radiales.

El problema de la observabilidad se puede descomponer en dos subproblemas [2]: observabilidad entre las potencias activas y los ángulos y observabilidad entre las

potencias reactivas y los módulos. Esta división se presenta cuando, como sucede en las redes reales, existe un fuerte desacoplado entre  $P-U$  y  $Q-\theta$ .

La observabilidad  $P-\theta$  presenta  $n$  variables de estado y como consecuencia requiere  $n-1$  medidas de potencia de nudo o de rama al tomar uno de los nudos como referencia  $\theta=0$ .

La observabilidad  $Q-U$  presenta  $n$  variables de estado y por lo tanto requiere como mínimo  $n$  medidas de potencia reactiva de nudo o rama. Si en la red existe una medida de módulo de tensión, y el resto son de potencia reactiva, el sistema es equivalente al  $P-\theta$ .

Para el estudio de la observabilidad hay que tener en cuenta:

1. Se considera una red con  $n+1$  nudos y  $r$  ramas; el nudo  $n+1$  representa el nudo de referencia (nudo de tierra, nudo neutro para las redes desequilibradas); el nudo 1 representa el nudo donde se elige la referencia, es decir el nudo con el ángulo de tensión nulo ( $\theta_1 = 0$ ).
2. Las medidas pueden ser de tensión, de potencia activa y reactiva de rama o potencias nodales, es decir de inyección o consumo en los nudos. En este caso, no existen medidas de potencias de rama, solo de las inyecciones de los aerogeneradores en los nudos en los que están conectados y de la salida de potencia hacia la red en el nudo que representa la subestación.
3. El número de variables de estado es igual a  $2n-1$  correspondientes a los módulos de las tensiones en todos los nudos y los desfases de estas tensiones respecto a la tomada como referencia.
4. Para poder resolver la estimación de estado se precisa un número de medidas  $m > 2n-1$ , es decir que el número de medidas sea mayor que el número de variables de estado.

Dentro de las medidas, existe un mínimo conjunto de medidas, denominadas medidas críticas a partir del cual el sistema puede ser determinado directamente. Si se dispone únicamente de dichas medidas, el sistema no será observable en el sentido en que se entiende desde el punto de vista de la estimación de estado, ya que, aunque existe una solución, el resultado que ofrece el estimador identifica las medidas como exactas.

Si el conjunto de medidas de que se dispone, es mayor que el conjunto de medidas críticas, el sistema no tendría solución, a menos que todas y cada una de las medidas cumplieren exactamente las ecuaciones definidas del sistema. En el método de estimación de estado se añaden como variables los errores correspondientes a cada una de las medidas buscando el proceso minimizar estos errores.

El proceso de estimación de estado busca, teniendo en cuenta que todas las medidas presentan un error, el estado estimado minimizando el error de todas las medidas. La detección e identificación de errores se basa en la redundancia del conjunto de medidas. Si ésta no existe, se pierde esta posibilidad.



### 2.2.1 Observabilidad en parques eólicos

Las redes de interconexión en los parques eólicos presentan unas características especiales que condicionan el estudio de la observabilidad en los mismos.

1. En primer lugar hay que tener en cuenta de que sólo se dispone de medidas de potencia inyectada en los nudos en los que existen aerogeneradores, y de la potencia cedida o consumida de la red a través de la subestación (y si existe algún tipo de centro de control o similar que pueda consumir potencia).
2. Las medidas de potencia inyectada se realizan habitualmente a partir de un único medidor de potencia activa y reactiva situado en cada una de las torres. Por lo tanto, en la mayoría de los casos, si no se dispone de la medida de potencia activa inyectada tampoco se dispondrá de la medida de potencia reactiva. Sin embargo, los errores de  $P$  y  $Q$  pueden no coincidir por precisión de los transformadores de medida de la torre. Lo mismo ocurre con la medida de tensión, si bien en algunos casos existe un equipo adicional de medida de la misma.
3. La red sobre la que se conectan los aerogeneradores suele ser radial y de media tensión. En redes de media tensión, la relación entre la resistencia y la reactancia de la misma suele ser próxima a la unidad o incluso ligeramente superior. En la mayoría de los estudios de observabilidad se parte de la base de que se puede desacoplar el estudio analizando por una parte la observabilidad  $P-\theta$  y por otra la  $Q-U$ . Esta técnica se basa en que en las redes de alta tensión, el valor de la resistencia de la línea es muy inferior a la reactancia de la misma. En las redes de media tensión no se cumple esta hipótesis. En este caso, las conexiones entre los aerogeneradores están formadas por líneas cortas por lo que no influyen decisivamente en el funcionamiento del estimador.
4. Las interconexiones entre los generadores en el parque se realizan en media tensión, 20 kV, por lo que en cada una de las torres se dispone de un transformador que eleva la tensión del generador de 0.69 o 1 kV hasta 20kV. Estos transformadores presentan una impedancia claramente inductiva siendo la relación entre la resistencia y la reactancia en los mismos del orden de 0.15. La impedancia de los transformadores es del orden del 4% para estos niveles de potencia. La impedancia de las líneas de media tensión, teniendo en cuenta su longitud y nivel de tensión resulta ser de aproximadamente  $|Z|=0.1\%$ , unas 500 veces inferior a la impedancia de los transformadores. Desde este punto de vista, para el estudio de la observabilidad se puede suponer que existe desacoplamiento entre  $P-\theta$  y  $Q-U$ , y que las líneas de media tensión se comportan prácticamente como cortocircuitos.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el estudio de la observabilidad en los parques eólicos presenta unas características especiales diferentes a los estudios propuestos en redes de transporte y distribución.

Para centrar estos conceptos se estudiará el funcionamiento del estimador clásico sobre una red radial formada por un conjunto de aerogeneradores con transformador elevador conectados a través de una línea de 20 kV a una subestación de conexión con la red eléctrica (Fig. 2-1). Se ha elegido como ejemplo el parque eólico de Sotavento al disponer de un histórico de medidas de potencia activa y reactiva y tensión en cada una de las torres. Suponiendo despreciable la influencia de la red de media tensión, desde el punto de vista de la observabilidad, el equivalente a estudiar sería un único nudo al que se conectan todos los transformadores de las torres y la salida de la subestación

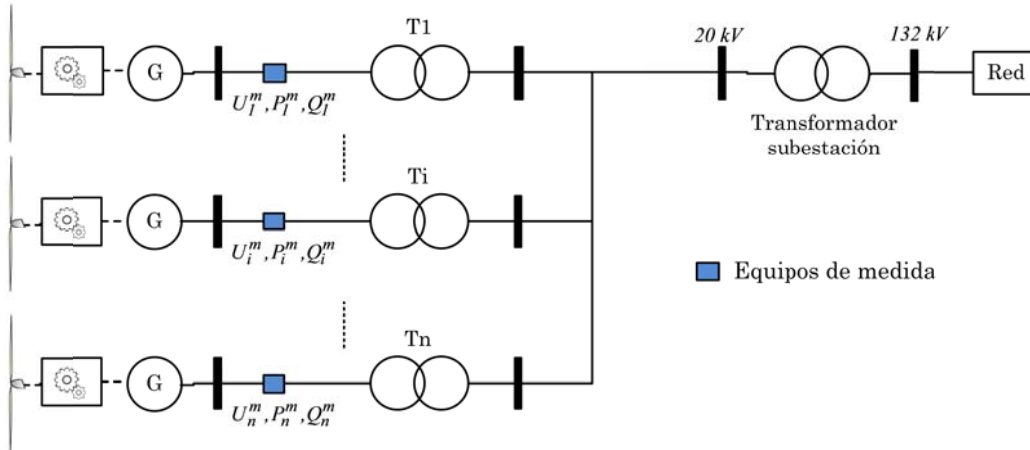


Fig. 2-1: Esquema simplificado de un parque eólico

En los nudos de conexión entre el primario del transformador de torre y la red de 20 kV se consideran las restricciones  $P_{inyectada} = 0$  y  $Q_{inyectada} = 0$ . La medida en la subestación se realiza en la conexión de alta tensión de la misma. Durante el estudio se utilizará una representación basada en el esquema unifilar equivalente (Fig. 2-2) en el que se referencian los bloques correspondientes a las variables de estado de cada uno de los aerogeneradores y la subestación ( $U_i$  y  $\theta_i$ ) y las medidas disponibles ( $U_i^m$ ,  $P_i^m$  y  $Q_i^m$ ).

En dicho esquema (Fig. 2-2)  $Y_{Ti}$  representa la admitancia del transformador de torre correspondiente al aerogenerador  $i$ , e  $Y_{ii}$  la admitancia de la máquina correspondiente al aerogenerador  $i$ . Las medidas no disponibles no aparecerán en la representación dentro del bloque de medidas.

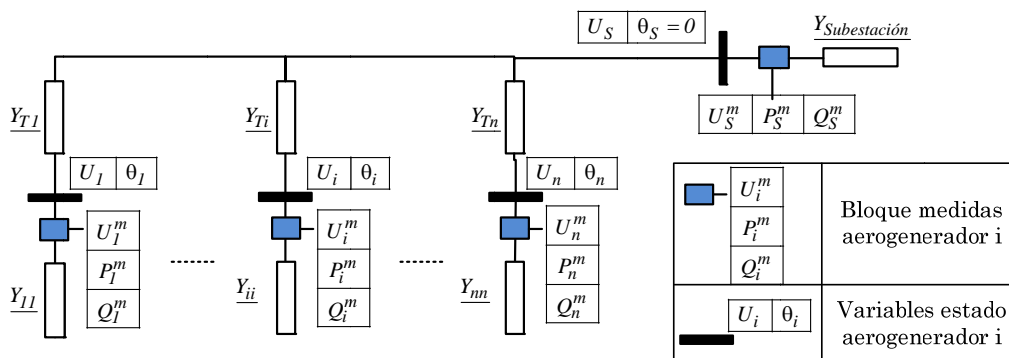


Fig. 2-2: Esquema del sistema utilizado en el estimador

Considerando la referencia de fasores en la tensión correspondiente a la subestación  $\theta_S = 0$  y suponiendo los desfases entre las tensiones en los puntos de medida y la tensión de la subestación despreciable ( $\theta_i = 0$ ), y que la resistencia equivalente del transformador es despreciable frente a la reactancia, el sistema está desacoplado por lo que la potencia activa es prácticamente independiente del módulo de la tensión y la reactiva del desfase entre las mismas.

Como la impedancia de las líneas es prácticamente nula todos los nudos se relacionan directamente con el nudo de la subestación.

A partir del conocimiento del desfase de la tensión en la subestación, se pueden asignar los valores de la potencia activa medidas a cada una de las interconexiones permitiendo determinar el desfase de las tensiones en cada uno de los aerogeneradores.

Esta situación se representa en el esquema siguiente señalando en azul la correspondencia entre la medida utilizada para la asignación de la variable de estado correspondiente.

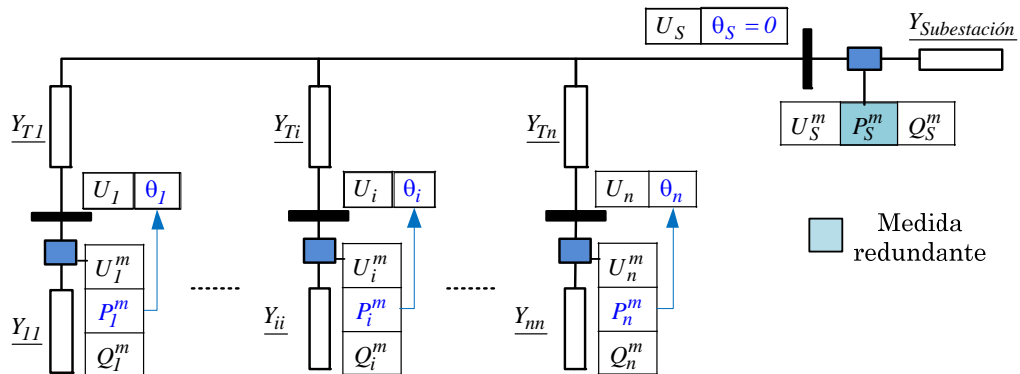


Fig. 2-3: Asignación de los valores de medida de potencia a las variables de estado

La medida de la potencia correspondiente a la subestación sería redundante.

Respecto al módulo de la tensión, esta puede ser determinada a partir de un valor de potencia reactiva o de tensión en alguno de los nudos directamente conectados al que se pretende determinar.

Por lo tanto, las medidas de tensión y de potencia reactiva en cada uno de los nudos son redundantes entre sí. Por lo tanto, si se dispone de medidas de potencia activa y reactiva y tensión en todos los aerogeneradores el estimador ofrece un resultado minimizando el error en todas las medidas.

Si faltan las medidas en uno de los aerogeneradores, en función del procedimiento de asignación descrito anteriormente, la medida de la subestación se asignaría a ese nudo (i) con lo cual el sistema deja de ser redundante (Fig. 2-5). El estimador determina una solución, dando por válidas las potencias activas medidas en el resto de los aerogeneradores y asignando la diferencia de potencia al aerogenerador i.

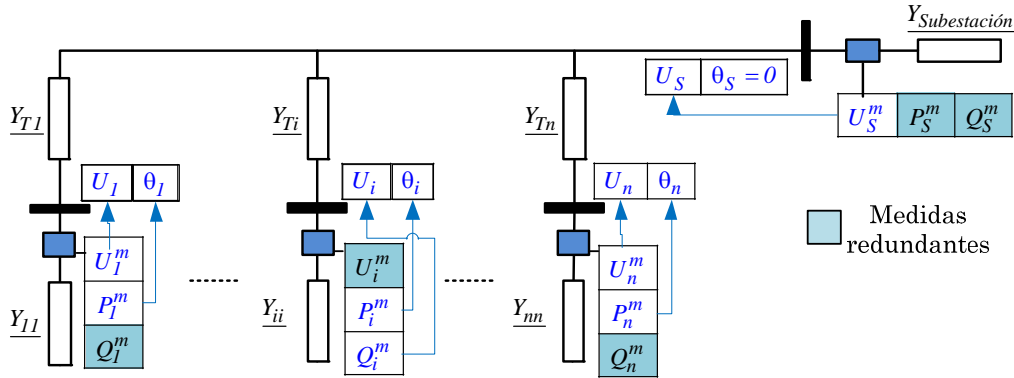


Fig. 2-4: Asignación de los valores medidos a las variables de estado

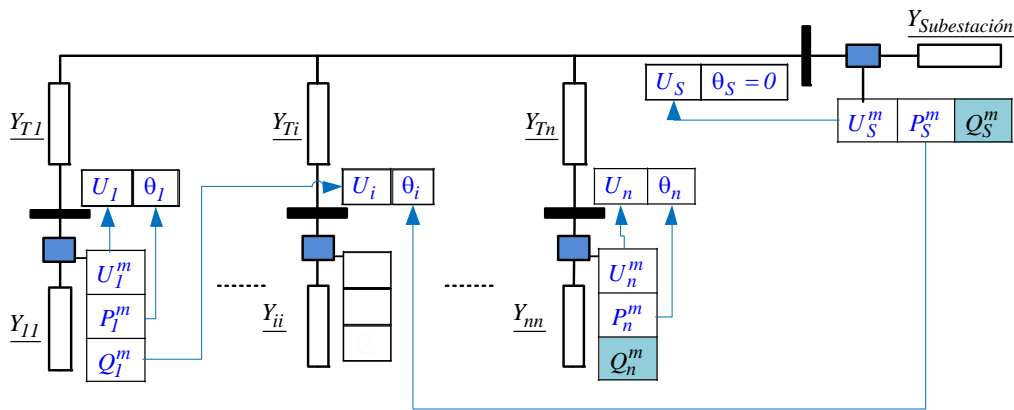


Fig. 2-5: Asignación de la medida de la potencia de la subestación en caso de pérdida de medidas

Respecto a la determinación de la tensión, el sistema seguiría siendo redundante asignado cualquier de las medidas de tensión o potencia reactiva no utilizadas a la tensión del nodo  $i$ .

Si no se dispone de la medida de potencia activa en dos aerogeneradores, por ejemplo 1 y el  $i$ , según el análisis topológico del circuito, el sistema deja de ser observable. En este caso existe observabilidad algebraica, es decir, el estimador ofrece una solución, ya que aunque la influencia de las líneas es muy pequeña, no es nula. El resultado obtenido reparte la potencia correspondiente a estos dos aerogeneradores buscando las mínimas pérdidas en las líneas. En la Fig. 2-6 se puede comprobar que la medida del desfase en el nodo 1 (en rojo) no puede ser asociada a ninguna medida de potencia.

Si no se consideran las medidas de potencia reactiva o de tensión en los mismos nudos, el estimador encuentra una solución válida al ser redundante la potencia reactiva y la tensión. Pero si se anulan simultáneamente las medidas de tensión y potencia reactiva, el estimado es claramente erróneo.

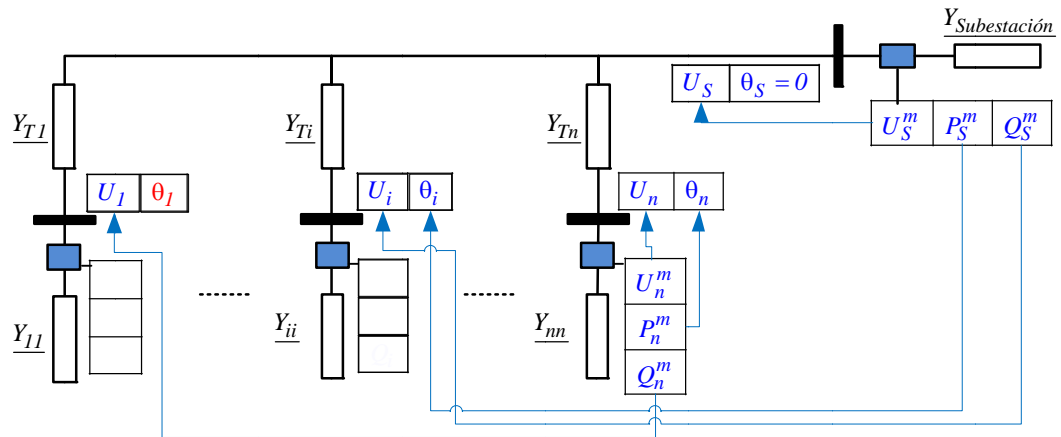


Fig. 2-6: Sistema no observable

Se puede concluir que en el procedimiento clásico de estimación de estado en parques eólicos, la no disponibilidad de las medidas en uno de los aerogeneradores convierte el sistema en no observable en cuanto a que el número de medidas críticas sería igual al número de incógnitas y por lo tanto se obtendría la solución exacta. Por otra parte las medidas de potencia reactiva y tensión son redundantes siempre que se disponga de una de ellas en cada uno de los aerogeneradores.

El objetivo principal de esta tesis es añadir al estimador las relaciones necesarias entre las potencias activas y reactivas en cada una de las torres, así como las relaciones entre la potencia de los aerogeneradores y el viento que permitan mejorar tanto la observabilidad como la redundancia del estimador.

### 2.3 Inclusión en el estimador de estado de las expresiones que relacionan la potencia activa y reactiva en cada máquina

La inclusión de la relación entre la potencia activa y reactiva de las máquinas en el estimador permite anular el desacoplado entre las medidas de potencia activa y reactiva y por lo tanto su correspondencia con el módulo y el desfase de la tensión en los nudos.

Dependiendo del tipo de generador, la relación entre la potencia activa y reactiva a la salida de la máquina se puede modelar de forma diferente, como se verá posteriormente. En general, se puede suponer que obedece a la siguiente ecuación:

$$h_{e_i}(U_i, P_i, Q_i) = 0 \quad (2.44)$$

La ecuación anterior supone una restricción en el estimador que relaciona la tensión, la potencia activa y la potencia reactiva eliminando el desacoplado de las medidas, y reduciendo en uno las medidas críticas en cada una de las máquinas implicadas.

Para su inclusión en el estimador de estado se amplía el vector estado, al que a partir de ahora llamaremos vector de estado extendido, con las variables correspondientes a la potencia activa, reactiva de los aerogeneradores.

$$x_e = \begin{bmatrix} \theta_{N-n_R} & U_N & P_{Ne} & Q_{Ne} \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

La ampliación del vector de estado no implica la pérdida de observabilidad ya que por cada variable se añade una ecuación. Las variables están relacionadas directamente entre sí mediante las ecuaciones  $h_p$  y  $h_Q$ , por lo que el conocimiento de dos de las variables del vector de estado ampliado en cada uno de los aerogeneradores implica el conocimiento de las otras dos.

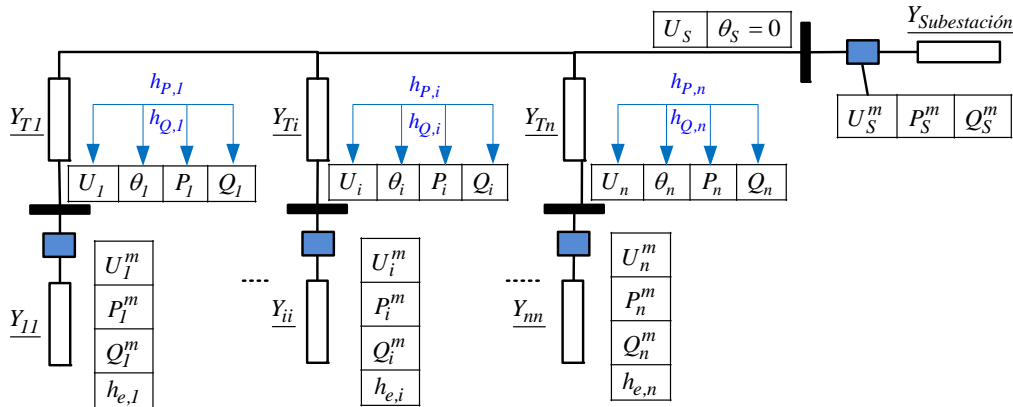


Fig. 2-7: Esquema del sistema añadiendo relación  $h_e$

Para realizar el estudio topológico de observabilidad, cada ecuación se puede asignar a una variable concreta, por ejemplo, para cada uno de los aerogeneradores se relacionan directamente el módulo de la tensión con la potencia reactiva y el desfase con la potencia activa de cada uno de los aerogeneradores. La función de la máquina relaciona la potencia activa y reactiva en cada aerogenerador.

En la Fig. 2-8 se observa como el conjunto de medidas críticas en cada aerogenerador se reduce a uno, siendo el resto de las medidas redundantes.

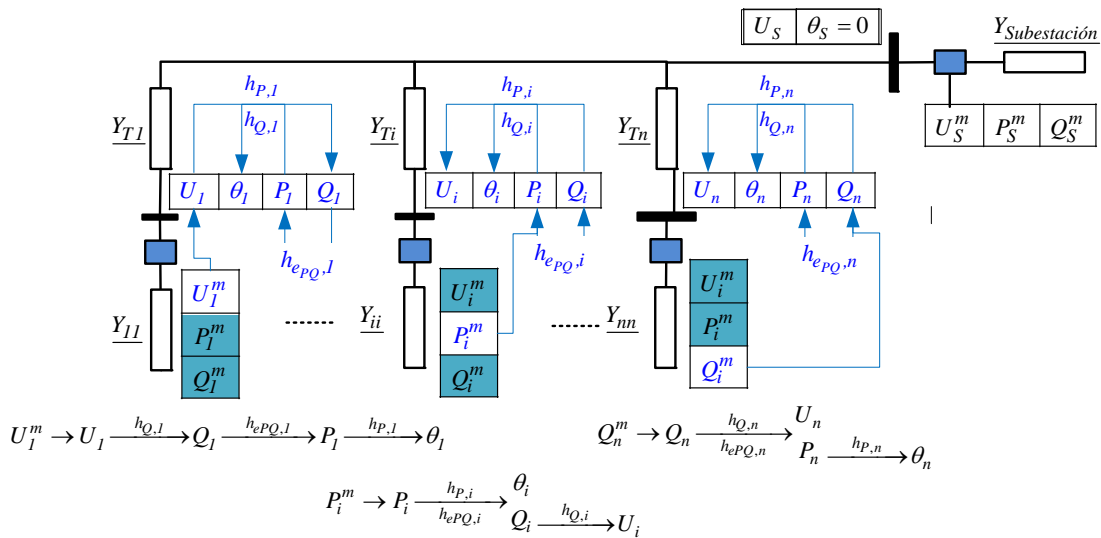


Fig. 2-8: Procedimiento de asignación de variables

### 2.3.1 E.E. con función de máquina

En este apartado se propone el método de introducción en el estimador las relaciones definidas en el apartado anterior. Los procedimientos necesarios se desarrollan en el capítulo 6 de la presente tesis.

El Jacobiano se ve ampliado con las variables correspondientes a las medidas de potencia activa y reactiva correspondientes a los nudos que representan a los aerogeneradores en los que se quiere tener en cuenta la función de la máquina que representa la relación entre ambas variables.

$$H = \begin{bmatrix} 0 & I_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{Um} \\ P_i^m = P_i + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ Q_i^m = Q_i + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} - \mathcal{N}_e \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} - \mathcal{N}_e \end{cases} \quad (2.46)$$

$\underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}$      $\underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}$      $\underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}$      $\underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$

La matriz de restricciones se amplía por tanto según:

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & -I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & -I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ & \frac{\partial h_e}{\partial U} & \frac{\partial h_e}{\partial P} & \frac{\partial h_e}{\partial Q} \end{bmatrix} \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_e(U, P, Q) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e \end{cases} \quad (2.47)$$

$\underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}$      $\underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}$      $\underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}$      $\underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$

Teniendo en cuenta únicamente el desarrollo visto hasta el momento, la no disponibilidad de medidas en dos aerogeneradores vuelve al sistema no observable, ya que en el análisis de observabilidad, se pueden asignar a cada uno de ellos una medida de cualquiera de los aerogeneradores más próximo. En la Fig. 2-9 se puede ver un ejemplo en el que faltando las medidas de los aerogeneradores  $j$  y  $k$ , topológicamente el sistema sigue siendo observable.

Aunque el estimador proporciona una solución, esta no será válida ya que las funciones  $h_p$  y  $h_Q$  implican a todos los nudos de la red. En este sentido, el exceso de potencia no asignado a los nudos en los que existen medidas se reparte a partes iguales (al no tener prácticamente influencia las líneas) entre los nudos donde no existe sin tener en cuenta las diferencias técnicas entre los aerogeneradores (Fig. 2-10). El estimador ofrece una solución que cumple con todas las restricciones del sistema, pero que no representa el comportamiento real de los aerogeneradores.

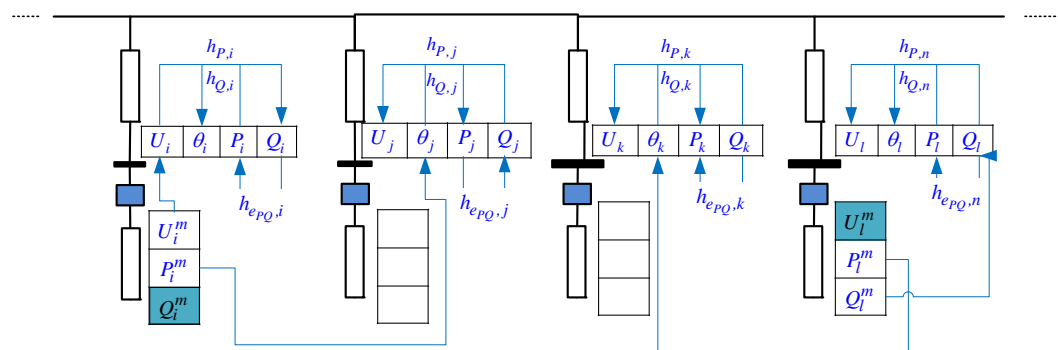


Fig. 2-9: Asignación de medidas en estudio topológico

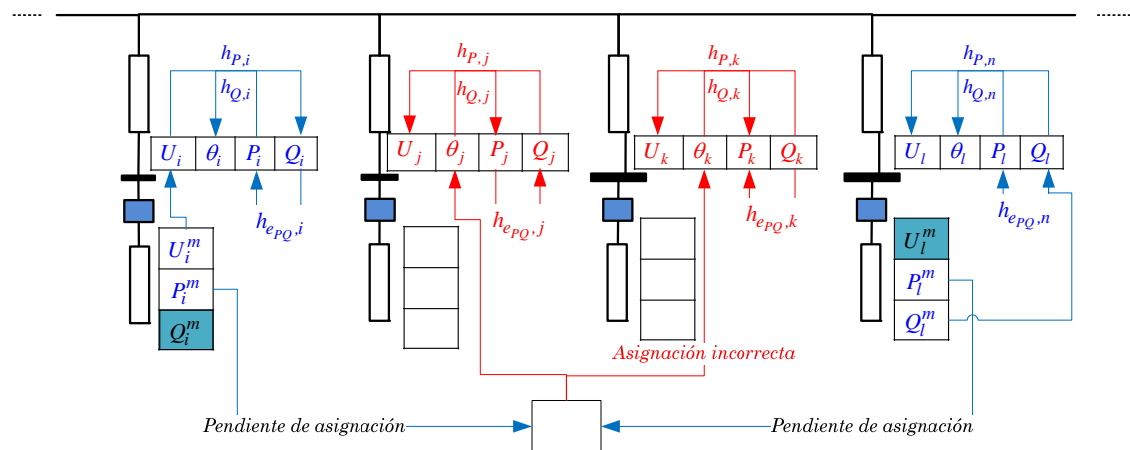


Fig. 2-10: Situación de no observabilidad real, pero sí topológica

En conclusión, la inclusión de las relaciones  $P/Q$  en el estimador mejora la redundancia de las medidas disminuyendo a 1 el número de medidas críticas por aerogenerador y evita el desacoplado entre la potencia activa y reactiva.



## 2.4 Inclusión de la medida del viento en cada aerogenerador

En este apartado se expone el procedimiento seguido para la inclusión de la medida de viento de cada uno de los aerogeneradores en el estimador. En el capítulo 7 se desarrolla la metodología seguida en la presente tesis.

La disponibilidad de la medida del viento permite incluir la ecuación correspondiente a la curva de potencia de cada uno de los aerogeneradores en el estimador.

Con carácter general, la curva de potencia puede ser representada mediante una función:

$$P_i = h_{e_{CP,i}}(v_i) \quad (2.48)$$

donde  $v_i$  representa la velocidad del viento en cada uno de los aerogeneradores.

El vector de estado extendido se amplía con una nueva variable para cada uno de los aerogeneradores según:

$$x_e = \left[ \theta_{N-n_R} \quad U_N \quad P_{Né} \quad Q_{Né} \quad v_{Né} \right] \quad (2.49)$$

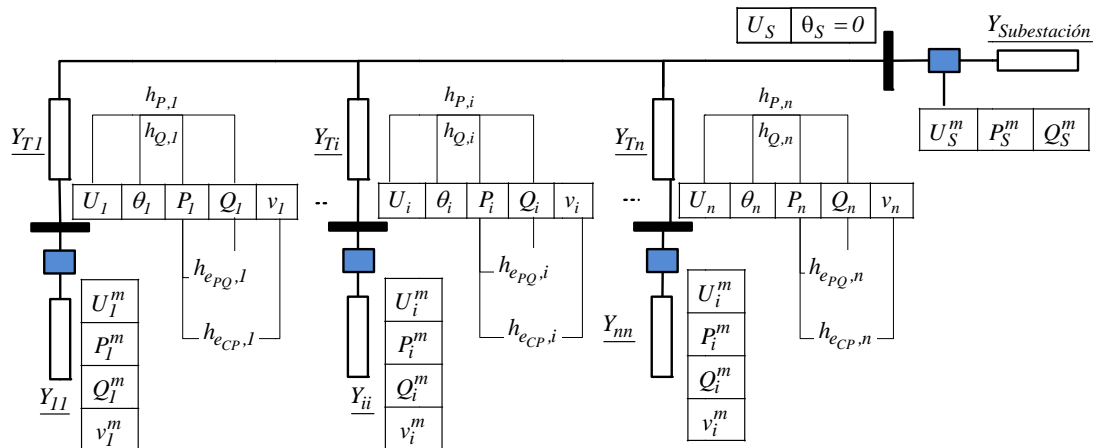


Fig. 2-11: Esquema del estimador incluyendo las relaciones PQ y la curva de potencia

La velocidad del viento medida se relaciona con la variable del vector de estado extendido a partir de:

$$v_i^m = v_i + \varepsilon_{v_i} \quad (2.50)$$

Por cada variable de viento añadida se introducen dos nuevas ecuaciones, añadiendo redundancia al estimador ya que al estar relacionadas directamente la potencia y la velocidad en cada uno de los aerogeneradores, aunque falle una de las medidas no se pierde la máquina.

En Jacobiano se modifica para incluir las nuevas variables según:

$$H = \begin{array}{c|ccc|c|c}
 \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} I_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial U} \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ I_{(\mathcal{N}_{vm}, \mathcal{N}_e)} \end{array} \\
 \hline
 \underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} & \underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}} & \underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e} & \underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e} & \boxed{\underbrace{v_i, i \in \mathcal{N}_e}}
 \end{array} \quad \begin{array}{l}
 \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{Um} \end{cases} \\
 \begin{cases} P_i^m = P_i + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \begin{cases} Q_i^m = Q_i + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} - \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \begin{cases} Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} - \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \boxed{\begin{cases} v_i^m = v_i + \varepsilon v_i \\ i \in \mathcal{N}_e \end{cases}}
 \end{array} \quad (2.51)$$

La matriz de restricciones sería:

$$C = \begin{array}{c|ccc|c|c}
 \begin{array}{c} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial U} \\ \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial U} \\ \frac{\partial h_{ePQ}}{\partial U} \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ -I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \\ \frac{\partial h_{ePQ}}{\partial P} \\ \frac{\partial h_{eCP}}{\partial P} \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ -I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ \frac{\partial h_{ePQ}}{\partial Q} \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial h_{eCP}}{\partial v} \end{array} \\
 \hline
 \underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} & \underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}} & \underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e} & \underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e} & \boxed{\underbrace{v_i, i \in \mathcal{N}_e}}
 \end{array} \quad \begin{array}{l}
 \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \end{cases} \\
 \begin{cases} Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \end{cases} \\
 \begin{cases} h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \begin{cases} h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \begin{cases} h_{ePQ,i}(U, P, Q) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \boxed{\begin{cases} h_{eCP,i}(P, v) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e \end{cases}}
 \end{array} \quad (2.52)$$

La inclusión de la medida de la velocidad además de aumentar la redundancia desde el punto de vista del estimador, aumenta también la redundancia en las medidas al permitir incorporar mediciones de diferentes aparatos con diferentes tecnologías.

Las medidas de viento en los aerogeneradores constituyen un conjunto de medidas crítico si se dispone además de las medidas en la subestación.

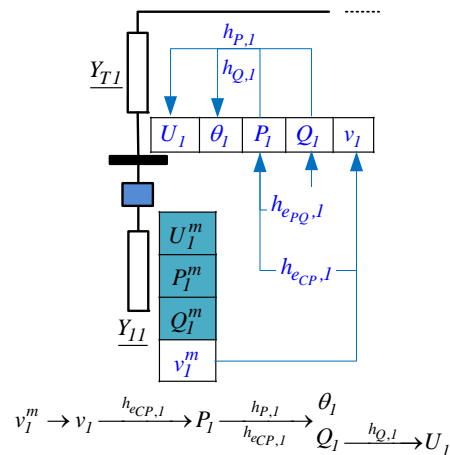


Fig. 2-12: Proceso de asignación de medidas a variables de parámetros

El sistema sigue siendo no observable en el caso de que fallen las medidas completas de dos de los aerogeneradores.

#### 2.4.1 Inclusión de la relación entre el viento presente en los aerogeneradores cercanos.

En este apartado se hace referencia a la metodología propuesta en esta tesis para introducir las relaciones entre las velocidades de viento en varios emplazamientos. Esta metodología se desarrolla en el capítulo 7.

La inclusión de la relación  $P/Q$  y de la curva de  $P/v$  de los aerogeneradores mejora notablemente la redundancia de las medidas en cuanto a la no necesidad de disponer de medidas completas en cada aerogenerador. De todas formas, al relacionar los parámetros de cada uno de los aerogeneradores entre sí, no aportan ninguna solución a los problemas de observabilidad que presenta la red radial.

No se puede suponer que el viento es el mismo en todas las torres del parque ya que está influenciado por diferencias de orografía, altitud y sobre todo por las estelas que ejercen cada uno de los aerogeneradores sobre los más próximos a ellos para determinadas direcciones de viento.

Supongamos que se dispone de una serie de funciones  $h_{e_{RV},ij}$  capaces de relacionar el viento de cada aerogenerador con los más cercanos

$$h_{e_{RV},ij}(v_i, v_j) = 0 \quad (2.53)$$

donde  $v_i$  y  $v_j$  son los valores de velocidad del viento en los aerogeneradores  $i$  y  $j$  respectivamente.

En estas condiciones conocida la velocidad en uno de los aerogeneradores se podría determinar la de los dos adyacentes, y procediendo de la misma manera, la de todos los aerogeneradores del parque.

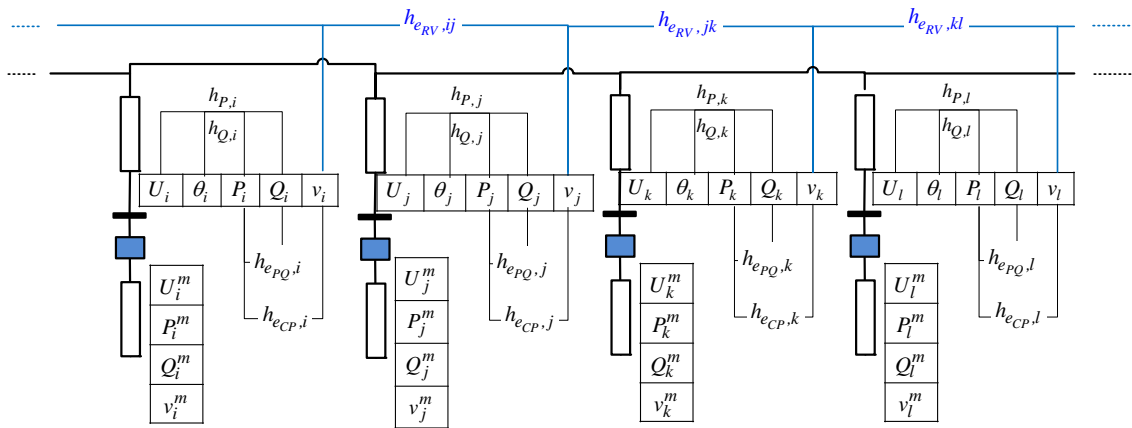


Fig. 2-13: Esquema del sistema incluyendo todas las relaciones utilizadas en el estimador

Desde el punto de vista de la observabilidad se determina una red paralela a la de potencia que relaciona entre sí todos los valores de velocidad de viento.

Conocidos los datos de la subestación, y la velocidad del viento en uno de los aerogeneradores se dispondría de un conjunto de medidas crítico que permitiría obtener un estimado del estado del parque. Todas las demás medidas son redundantes.

Por ejemplo, a partir de la medida de viento en el aerogenerador  $k$ , se pueden determinar las variables correspondientes del vector de parámetros de este generador, pero también la velocidad del aerogenerador  $j$  y del  $l$  con todas las variables correspondientes, y de la misma manera los conectados directamente a ellos.

La matriz de restricciones vendrá modificada según:

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & -I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & -I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ 0 & \frac{\partial h_{ePQ}}{\partial U} & \frac{\partial h_{ePQ}}{\partial P} & \frac{\partial h_{ePQ}}{\partial Q} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial h_{eCP}}{\partial P} & 0 & \frac{\partial h_{eCP}}{\partial v} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial h_{eRV}}{\partial v} \end{bmatrix} \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \\ \{h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e\} \\ \{h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e\} \\ \{h_{ePQ,i}(U, P, Q) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e\} \\ \{h_{eCP,i}(P, v) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e\} \\ \{h_{eRV,ij}(v_i, v_j) = 0 \\ i, j \in \mathcal{N}_e\} \end{cases} \quad (2.54)$$

$$\underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}_{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} \quad \underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \quad \underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}_{P_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}_{Q_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{v_i, i \in \mathcal{N}_e}_{v_i, i \in \mathcal{N}_e}$$

## 2.5 Exactitud de las relaciones dadas por las redes neuronales

En este apartado se propone una modificación del método asociando un error a las ecuaciones que se consideran no exactas en el mismo sentido en el que se aplica a las variables medidas.

Este procedimiento se desarrolla en el capítulo 7 de la presente tesis.

El estimado del sistema obtenido, según el método propuesto cumple estrictamente las restricciones suponiendo que las relaciones entre las variables son funciones exactas.

En las relaciones utilizadas en el estimador se pueden diferenciar distintos tipos de precisión teniendo en cuenta la definición de las mismas. Las ecuaciones que relacionan los parámetros eléctricos a partir del circuito equivalente se pueden suponer exactas sino se tiene en cuenta la variación de dichos parámetros. Sin embargo, otras relaciones están obtenidas a partir de datos medidos aproximando las relaciones por medio de redes neuronales, estando por tanto condicionadas a la precisión de los datos de entrada (en el caso de las curvas de potencia), o condicionadas a la forma de relacionar los parámetros (en el caso de las relaciones entre la velocidad del viento en los distintos aerogeneradores, entre otras).

De esta forma, en lugar de suponer la curva de potencia como una restricción exacta en el estimador:

$$P_i - h_{e_{CP},i}(v_i) = 0 \quad (2.55)$$

se le asigna un error:

$$P_i - h_{e_{CP},i}(v_i) = \varepsilon_{h_{e_{CP}}} \quad (2.56)$$

que tiene las mismas características que los errores que presentan las variables utilizadas para el entrenamiento de las redes neuronales correspondientes a esas funciones. A cada uno de estos errores se le asigna un peso  $W_{ii}$  que refleja la exactitud de la relación, al igual que se hace con las medidas.

Este procedimiento no amplía el vector de parámetros ni modifica el número de ecuaciones, por lo que no afecta a la observabilidad del estimador.

La formulación matemática del problema se realiza incluyendo dentro del Jacobiano aquellas funciones a las que se les supone un error.

Como ejemplo, si sobre el estimador anterior, se pretende establecer un error de relación en las ecuaciones correspondientes a las relaciones de velocidades de los aerogeneradores, en la matriz  $H$ , se añade la relación:

$$h_{e_{RV},ij}(v_i, v_j) = \varepsilon_{h_{e_{RV},ij}} \quad (2.57)$$

y se elimina de  $C$ :

$$h_{eRV,ij}(v_i, v_j) = 0 \quad (2.58)$$

Las matrices  $H$  y  $C$  serían:

$$H = \begin{array}{c|c|c|c|c} \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} I_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial U} \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ I_{(\mathcal{N}_{vm}, \mathcal{N}_e)} \\ \frac{\partial h_{eRV}}{\partial v} \end{array} \\ \hline \underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} & \underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}} & \underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e} & \underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e} & \underbrace{v_i, i \in \mathcal{N}_e} \end{array} \quad \begin{array}{l} \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{Um} \end{cases} \\ \begin{cases} P_i^m = P_i + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \begin{cases} Q_i^m = Q_i + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} - \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \begin{cases} Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} - \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \begin{cases} v_i^m = v_i + \varepsilon v_i \\ i \in \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \boxed{\begin{cases} h_{eRV,ij}(v_i, v_j) = 0 \\ i, j \in \mathcal{N}_e \end{cases}} \end{array} \quad (2.59)$$

$$C = \begin{array}{c|c|c|c|c} \begin{array}{c} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial U} \\ \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial U} \\ \frac{\partial h_{ePQ}}{\partial U} \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ -I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \\ \frac{\partial h_{ePQ}}{\partial P} \\ \frac{\partial h_{eCP}}{\partial P} \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ -I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ \frac{\partial h_{ePQ}}{\partial Q} \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial h_{eCP}}{\partial v} \end{array} \\ \hline \underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} & \underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}} & \underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e} & \underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e} & \underbrace{v_i, i \in \mathcal{N}_e} \end{array} \quad \begin{array}{l} \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \end{cases} \\ \begin{cases} Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \end{cases} \\ \begin{cases} h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \begin{cases} h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \begin{cases} h_{ePQ,i}(U, P, Q) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e \end{cases} \\ \begin{cases} h_{eCP,i}(P, v) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e \end{cases} \end{array} \quad (2.60)$$

En la selección de los pesos  $w_{ii}$  correspondientes a los errores de relación hay que tener en cuenta la covarianza máxima que se admite en los resultados y si ésta es constante o variable para cada punto de la curva. En esta tesis se ha considerado que el error que presentan las relaciones sigue el mismo patrón que las variables que se han utilizado para el entrenamiento de las redes.

## 2.6 Estimador del parque eólico

En vista de lo expuesto en los apartados anteriores, se desarrolla un estimador de estado para un parque eólico en el que se incluye la medida de viento en los aerogeneradores y las relaciones entre la  $P/Q$  en las máquinas, la curva de potencia del aerogenerador y la relación de velocidades de viento entre los aerogeneradores próximos (teniendo en cuenta las estelas y los condicionamientos orográficos) como restricciones aumentando la observabilidad y la redundancia del estimador.

En los siguientes capítulos se desarrollará la forma de definir las restricciones anteriores para un parque eólico tomado como ejemplo, el Parque Eólico de Sotavento.

Para la determinación de las relaciones se utilizarán redes neuronales entrenadas a partir de históricos de medidas en el parque o, como en el caso de la curva de potencia a partir de los datos del fabricante.

Se ha desarrollado asimismo un estimador de parámetros a fin de obtener con suficiente exactitud la relación  $h_{e_{PQ}} = 0$  en cada uno de los aerogeneradores.





### 3. El parque eólico de Sotavento

---

El Parque Eólico de Sotavento (1997) es un parque experimental promovido y desarrollado por la Xunta de Galicia con el objetivo de crear un parque eólico que fuera rentable económicamente y que persiguiera, además, dos objetivos novedosos, el divulgativo y el formativo. En esta Sociedad promovida por la Xunta de Galicia participan tres entidades públicas que forman el 51% del capital social: Instituto Energético de Galicia (INEGA), SODIGA GALICIA, S.C.R, S.A. , Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE); y cuatro empresas privadas en representación del sector eléctrico de Galicia: Endesa Cogeneración y Renovables, En el Unión Fenosa Energías Especiales, Iberdrola Energías Renovables de Galicia y Energía de Galicia, S.A.(ENGASA).

El objetivo de SOTAVENTO, de acuerdo con su idea originaria, es perseguir además de la explotación comercial de un parque eólico, cuatro objetivos que difícilmente serían planteables con iniciativa privada:

- Ser un parque "escaparate" de las diferentes tecnologías eólicas presentes en Galicia
- Ser un marco para la realización de actividades de I+D
- Centro de formación y debate
- Centro de divulgación de energías renovables



*Fig. 3-1: Parque eólico de Sotavento*

La potencia nominal del parque es de 17.56 MW, con una generación anual prevista de 38.500 MWh .

Se encuentra ubicado en Galicia, España, concretamente en la comarca de “A Serra da Loba” a 10 km al sur de As Pontes de García Rodríguez, entre los términos municipales de Xermade (Lugo) y Monfero (A Coruña), y a una altitud entre 600-700 m. El Parque está orientado en dirección N-S, con los aerogeneradores 1 a 12 y 21 a 24 en dirección NNE-SSW y los restantes en dirección NNW-SSE.

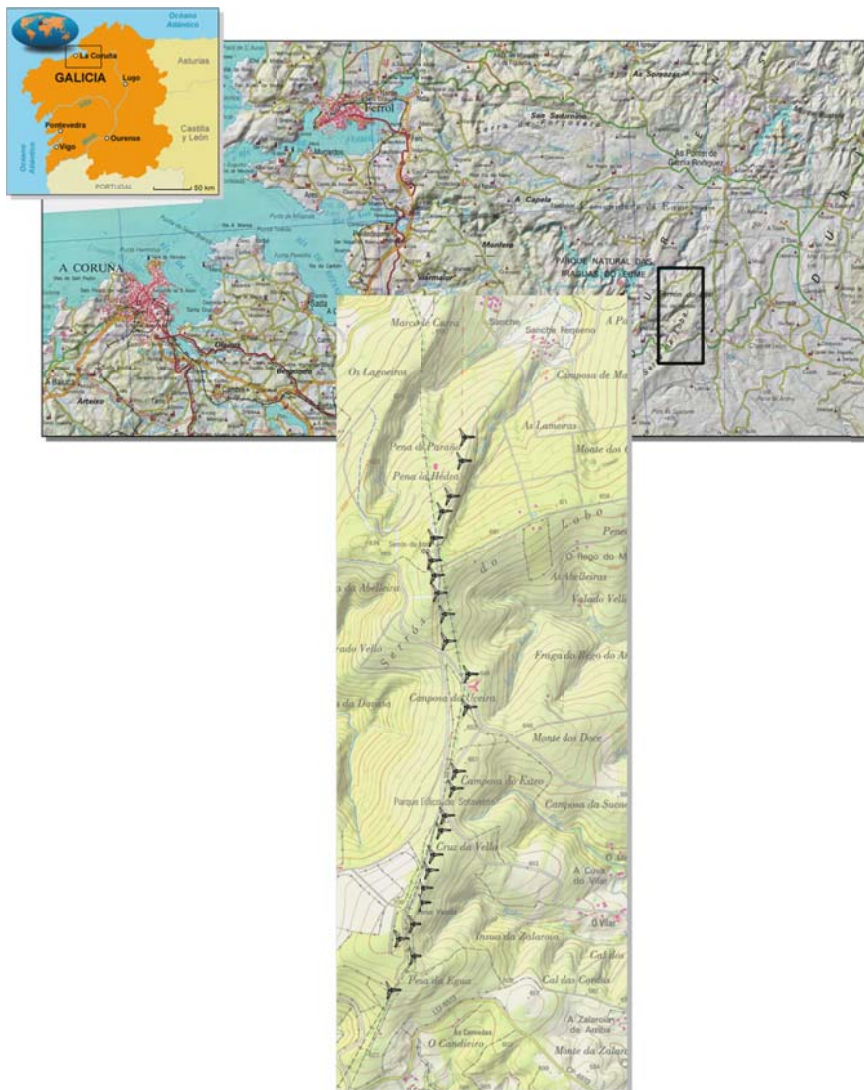


Fig. 3-2: Situación del parque eólico de Sotavento (Fuente Sigpac)

La loma sobre la que se sitúan no es uniforme con una diferencia de cotas de 80m entre el aerogenerador 4, que es el más elevado, y el aerogenerador 24, que es el situado más abajo.

| <i>T1</i>  | <i>T2</i>  | <i>T3</i>  | <i>T4</i>  | <i>T5</i>  | <i>T6</i>  | <i>T7</i>  | <i>T8</i>  | <i>T9</i>  | <i>T10</i> | <i>T11</i> | <i>T12</i> |
|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 675.6      | 690.0      | 701.5      | 705.0      | 705.0      | 700.0      | 687.5      | 680.0      | 670.0      | 665.0      | 663.1      | 660.0      |
| <i>T13</i> | <i>T14</i> | <i>T15</i> | <i>T16</i> | <i>T17</i> | <i>T18</i> | <i>T19</i> | <i>T20</i> | <i>T21</i> | <i>T22</i> | <i>T23</i> | <i>T24</i> |
| 645.4      | 640.0      | 660.0      | 675.0      | 690.0      | 694.4      | 695.0      | 690.0      | 675.0      | 660.0      | 650.0      | 630.0      |

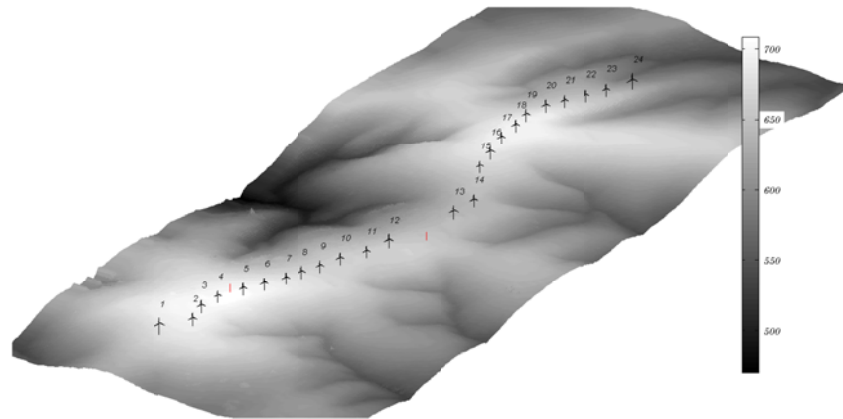


Fig. 3-3: Diferencia de altitud en los aerogeneradores

Este parque está compuesto por 24 aerogeneradores de diferentes tecnologías con 9 tipos de aerogeneradores diferentes.

Tabla 3-1: Tecnología de los aerogeneradores de Sotavento

| <b>Aerogenerador</b>      | <b>Torres</b>       | <b>Potencia (kW)</b> | <b>Velocidad generador</b> | <b>Paso palas</b> | <b>Control potencia</b>                                | <b>Sistema generación</b>              |
|---------------------------|---------------------|----------------------|----------------------------|-------------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| <i>Izar-Bonus 1.3 Mw</i>  | 1                   | 1300                 | <i>Fija</i>                | <i>Variable</i>   | <i>Paso variable y entrada en pérdida aerodinámica</i> | <i>Asíncrono (4/6 polos)</i>           |
| <i>Made AE - 46</i>       | 6<br>10<br>17<br>23 | 660                  | <i>Fija</i>                | <i>Fijo</i>       | <i>Entrada en pérdida aerodinámica</i>                 | <i>Asíncrono (4/6 polos)</i>           |
| <i>Neg Micon NM-750</i>   | 2<br>8<br>13<br>20  | 750                  | <i>Fija</i>                | <i>Fijo</i>       | <i>Entrada en pérdida aerodinámica</i>                 | <i>Asíncrono (4/6 polos)</i>           |
| <i>Neg Micon NM-900</i>   | 12                  | 900                  | <i>Fija</i>                | <i>Fijo</i>       | <i>Entrada en pérdida aerodinámica</i>                 | <i>Asíncrono (4/6 polos)</i>           |
| <i>Ecotecnia 44 - 640</i> | 4<br>11<br>15<br>21 | 640                  | <i>Fija</i>                | <i>Fijo</i>       | <i>Entrada en pérdida aerodinámica</i>                 | <i>Dos generadores asíncronos</i>      |
| <i>Made AE-52</i>         | 16                  | 800                  | <i>Variable</i>            | <i>Variable</i>   | <i>Paso variable y excitación continua</i>             | <i>Síncrono</i>                        |
| <i>Izar-Bonus MK - IV</i> | 5<br>9<br>18<br>22  | 600                  | <i>Fija</i>                | <i>Fijo</i>       | <i>Entrada en pérdida aerodinámica</i>                 | <i>Asíncrono</i>                       |
| <i>Gamesa G-47</i>        | 3<br>7<br>14<br>19  | 660                  | <i>Variable</i>            | <i>Variable</i>   | <i>Paso variable y excitación rotórica</i>             | <i>Asíncrono doblemente alimentado</i> |
| <i>Made AE - 61</i>       | 24                  | 1320                 | <i>Fija</i>                | <i>Fijo</i>       | <i>Entrada en pérdida aerodinámica</i>                 | <i>Asíncrono</i>                       |

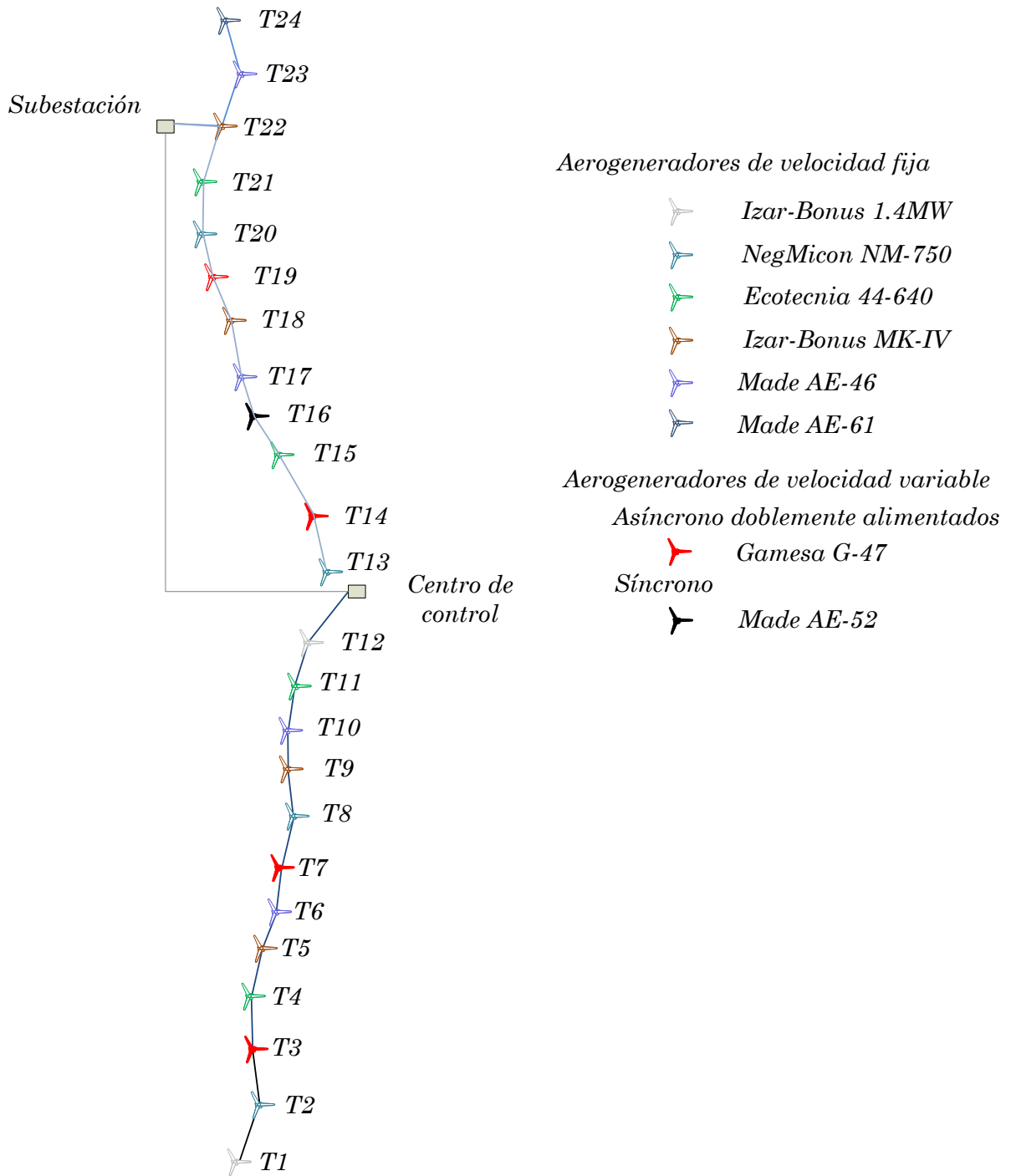


Fig. 3-4: Distribución de tecnologías

## 3.1 Estudio del viento presente en el parque

### 3.1.1 Introducción. Características generales del viento

La fuente primordial de la energía inyectada a nuestra atmósfera es el Sol, que continuamente se desprende de parte de su masa irradiando al espacio ondas de energía electromagnética y partículas dotadas de gran energía. Durante el año, debido a la redondez de la Tierra, y la inclinación de su eje de rotación las regiones tropicales reciben mayor cantidad de energía que las polares, originando gradientes de presión en la atmósfera motivadores de que el aire se desplace lejos de las áreas de altas presiones hacia las zonas donde éstas son menores produciendo el viento. Debido a la órbita elíptica de la Tierra, la intensidad de la radiación es distinta según la estación del año, por lo que la velocidad y dirección del viento varían en general a lo largo del año.

Además de estos fenómenos, existen tres controles más sobre el movimiento del aire cerca de la superficie terrestre: las fuerzas de Coriolis, que aceleran las partículas de aire en movimiento y modifican las trayectorias de las partículas girándolas hacia la derecha en el hemisferio Norte y hacia la izquierda en el Sur; las aceleraciones centrípetas, consecuencia de las curvaturas de las isobaras; las fuerzas de fricción, que hacen disminuir la velocidad del viento de forma exponencial cerca de la superficie [23].

La compleja dinámica de la circulación atmosférica [23] [24] da lugar a varios tipos de vientos en el planeta. Diversas referencias [24] [25], señalan los vientos ecuatoriales del oeste, muy patentes sobre África y Asia; los vientos del oeste de las latitudes medias; los vientos polares del este; y los vientos alisios, importantes debido a su enorme área de influencia pues soplan en ambos lados del Ecuador alrededor de todo el globo y destacan por su constancia en la dirección (NE en el hemisferio norte, y SE en el hemisferio sur) y velocidad.

Además de los vientos macroclimáticos hay que señalar la existencia de vientos de carácter local provenientes de características microclimáticas locales [24], los derivados de efectos térmicos como las brisas marinas y terrestres, o provocados por características orográficas y topográficas como los efectos de canalización del valle o el cañón [26], barreras topográficas, etc..., que se manifiestan en mayor medida cuando los generales son más débiles, existiendo zonas en las que pueden ser de tal importancia que encubran el general o macroclimático.

La suma de todos estos vientos, provocará lo que se denomina “vientos locales”, que dependerán de la localización geográfica, las características climáticas, la altura sobre el suelo, la rugosidad del terreno y obstáculos... En esta escala de vientos, conocida como los meteorólogos como micro-escala se consideran también los efectos de turbulencia que provocan las estelas de los aerogeneradores.

Para la caracterización de los vientos locales resulta interesante comprobar la distribución de su energía cinética en el dominio de la frecuencia, en lo que se denomina un análisis del espectro de Van der Hover [27].

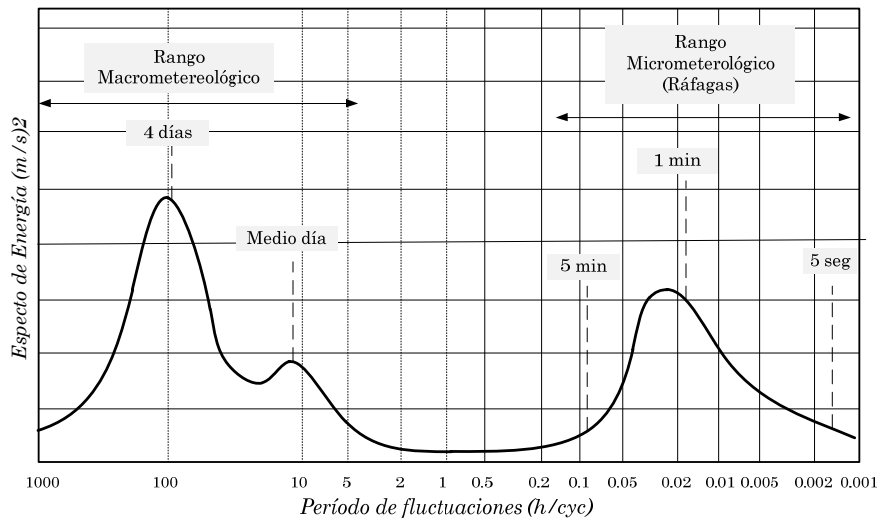


Fig. 3-5: Espectro de Van der Hover

Analizando esta figura (Fig. 3-5), existen dos picos donde se producen vientos con mayor energía, separados por un valle que cubre aproximadamente desde los 10 minutos hasta las dos horas. Los vientos geostroficóicos son los responsables de los picos de baja frecuencia mientras que los de alta frecuencia están asociados a las turbulencias.

Para la modelación del viento, resulta conveniente distinguir entre dos escalas de tiempo: pequeñas escalas donde se consideran los fenómenos que se producen en períodos del orden de segundos y grandes escalas que van desde los minutos, horas e incluso días.

Un modelo estocástico para la velocidad de viento a pequeña escala asume que en cada instante la velocidad del viento está constituida por cuatro componentes [28]:

$$v(t) = v_p + v_r(t) + v_g(t) + v_t(t) \quad (3.1)$$

siendo  $v_p$  el valor promedio,  $v_r(t)$  la componente rampa, para representar un incremento continuo en la velocidad del viento,  $v_g(t)$  la componente ráfaga, y  $v_w(t)$  la componente que representa la turbulencia.

La dinámica del aerogenerador es más lenta que la velocidad del viento asociada a las turbulencias, que contribuyen en las cargas aerodinámicas que se producen en la estructura del aerogenerador, pero que no participan en el proceso de producción de energía, mientras que la velocidad media del viento es aprovechada por el aerogenerador para producir energía. Por ello, es el valor promedio del viento el que está implicado en el proceso de generación y se mide realizando la media de los valores medidos cada 10 minutos.

### 3.1.2 Medición del viento

El viento es una magnitud tridimensional [29] que por tanto está caracterizada por su módulo, dirección y sentido pudiendo ser representada por un vector viento medio al

que se le suponen pequeñas variaciones aleatorias, normalmente representado en coordenadas cilíndricas. La componente horizontal del viento se representa por un vector de dos dimensiones en el que el módulo es la velocidad horizontal y el ángulo la dirección sobre el plano horizontal. La componente vertical será positiva hacia arriba.

Los instrumentos cuyos sensores miden el flujo del aire se llaman anemómetros, los cuales, se pueden clasificar en tres categorías principales [30]: anemómetros de rotación (cazoletas, hélices, canalones...), anemómetros de presión (Dines, Best Romani, etc...) y otros (de hilo caliente, de efecto sónico, láser, Sodar de efecto Doppler, ultrasonidos, etc...).

Entre los anteriores, los más utilizados en el análisis de la energía del viento son los de rotación con cazoletas, los cuales consisten en tres cazoletas de forma trococónica o semiesférica montados simétricamente en un eje vertical. Como la fuerza en el lado cóncavo de la cazoleta es mayor que en el lado convexo, la rueda de cazoletas gira, siendo la velocidad de rotación proporcional a la velocidad del viento en el plano de giro. La gran ventaja es que miden las dos componentes horizontales del viento. Por otra parte, al variar su constante de tiempo inversamente con la velocidad, se aceleran más rápidamente de lo que se desaceleran por lo que sobreestiman la velocidad del viento. Estos anemómetros se complementan con un dispositivo denominado veleta montado sobre el eje vertical al que se acoplan unos transductores que generan una señal proporcional a la dirección.

Al variar la velocidad del viento con la altura, la Organización Meteorológica Mundial precisa que el emplazamiento de los sensores de medida del viento debe situarse a una altura de 10 m sobre el terreno descubierta a fin de poder establecer comparaciones homogéneas. En el caso de medidas de viento referidas a turbinas eólicas, es conveniente realizar las medidas a la altura del buje para evitar incertidumbres en la variación vertical de la velocidad del viento. Los sensores se suelen instalar en torres de tal manera que éstas no influyan en las medidas de aquellos [31], bien por presentar un obstáculo a la dirección del viento o por que las vibraciones desarrolladas por dichas torres bajo las cargas de viento causen falsas lecturas de los sensores y aceleren sus desgastes.

Los anemómetros empleados en el registro de datos de viento, permiten registrar información respecto a velocidad media del viento y su dirección para cada intervalo programado de tiempo (10 minutos), varianza, simetría o valores de viento máximos... Estos datos se transmiten a la estación remota para su análisis.

En energía eólica el viento se mide en m/s y la dirección en grados, contados a partir del Norte, o en rumbos. El valor indicado en la medida expresa siempre el valor del que procede el viento.

### 3.1.3 Disposición de las torres anemométricas en el parque de Sotavento.

La torre 1 se encuentra en el Sur (parte inferior de la *Fig. 3-6*), y la torre 24 en el Norte (parte superior de la *Fig. 3-6*). El parque eólico de Sotavento se encuentra ubicado

en un área cuya topografía es moderadamente compleja. Observando la figura se observa que al este de las torres 20-24 hay una región de altas pendientes. Se observan también, que si por ejemplo, la dirección del viento es  $90^\circ$ , se producirán variaciones en la dirección del viento que llega a los aerogeneradores (sobre todo entre 12 y 17) debido a los barrancos presentes en las laderas.

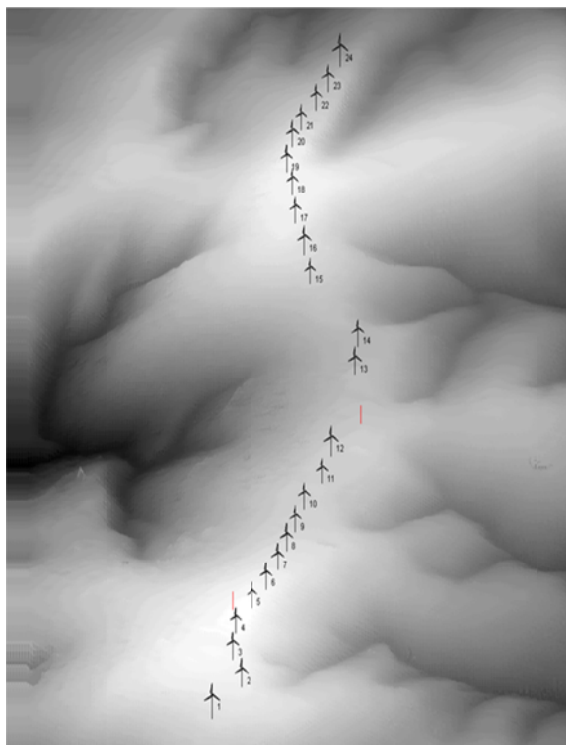


Fig. 3-6: Disposición de los aerogeneradores de Sotavento

En la **Tabla 3-2** se recogen los datos relativos a la posición en coordenadas UTM, la altura de cada uno de los bujes y el diámetro de palas correspondientes a cada uno de los aerogeneradores.

**Tabla 3-2: Disposición de los aerogeneradores de Sotavento**

|     | Tipo              | XUTM      | YUTM       | h  | Diámetro de palas |
|-----|-------------------|-----------|------------|----|-------------------|
| T1  | Izar Bonus 1300MW | 590262.16 | 4799028.05 | 65 | 62                |
| T2  | Neg Micon NM48    | 590359.71 | 4799175.03 | 50 | 52.2              |
| T3  | Gamesa G47        | 590329.33 | 4799290.14 | 50 | 47                |
| T4  | Ecotecnia 44-640  | 590343.13 | 4799417.5  | 47 | 44                |
| T5  | Izar Bonus IV     | 590401.84 | 4799548.51 | 50 | 45                |
| T6  | Made AE 46        | 590446.33 | 4799662.77 | 50 | 46                |
| T7  | Gamesa G47        | 590491.08 | 4799787.17 | 47 | 50                |
| T8  | Neg Micon NM48    | 590523.22 | 4799906.06 | 50 | 52.2              |
| T9  | Izar Bonus IV     | 590551.47 | 4800026.42 | 50 | 45                |
| T10 | Made AE 46        | 590583.33 | 4800148.54 | 50 | 46                |
| T11 | Ecotecnia 44-640  | 590640.45 | 4800294.87 | 47 | 44                |
| T12 | Neg Micon NM 900  | 590672.61 | 4800437.06 | 55 | 57                |
| T13 | Neg Micon NM48    | 590750.46 | 4800900.99 | 50 | 52.2              |
| T14 | Gamesa G47        | 590758.89 | 4801058.73 | 50 | 47                |



|     |                  |           |            |      |      |
|-----|------------------|-----------|------------|------|------|
| T15 | Ecotecnia 44-640 | 590602.52 | 4801355.53 | 47   | 44   |
| T16 | Made AE 52       | 590578.05 | 4801470.35 | 55   | 55   |
| T17 | Made AE 46       | 590546.63 | 4801609.9  | 50   | 46   |
| T18 | Izar Bonus IV    | 590538.72 | 4801748.84 | 50   | 45   |
| T19 | Gamesa G47       | 590519.33 | 4801875.84 | 50   | 47   |
| T20 | Neg Micon NM48   | 590541.34 | 4802009.91 | 50   | 52.2 |
| T21 | Ecotecnia 44-640 | 590570.75 | 4802135.75 | 47   | 44   |
| T22 | Izar Bonus IV    | 590622.37 | 4802260.43 | 50   | 45   |
| T23 | Made AE 46       | 590654.97 | 4802386.44 | 50   | 46   |
| T24 | Made AE 62       | 590703.06 | 4802555.89 | 58.5 | 61   |

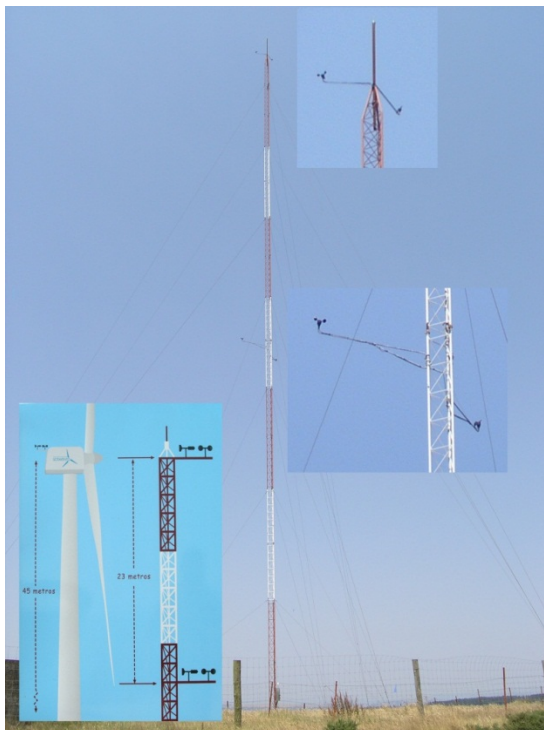
Las torres anemométricas **Tabla 3-3** disponen cada una de ellas de dos medidores situados a diferente altura.

**Tabla 3-3: Disposición de las torres anemométricas en Sotavento**

|     |                    | XUTM      | YUTM      | h       |
|-----|--------------------|-----------|-----------|---------|
| M6  | Torre anemométrica | 590330.1  | 4799536.9 | 20 y 40 |
| M12 | Torre anemométrica | 590764.54 | 4800620.8 | 20 y 40 |

### 3.1.4 Medidas del viento

En el parque eólico de Sotavento, se dispone de dos torres anemométricas (M6 y M12) con dos anemómetros cada una situados a dos alturas diferentes (20m y 40m). (*Fig. 3-7*). Para cada una de ellas se registran las medidas de viento y dirección del mismo, y de la densidad del aire cada 10 minutos.



**Fig. 3-7: Torres anemométricas Sotavento**

Las medidas obtenidas están claramente influenciadas por las estelas de las torres de los aerogeneradores observándose variaciones tanto en el módulo de la velocidad del viento medida como en la dirección.

### 3.1.5 Histórico de medidas

#### 3.1.5.1 Medidas de energía en el centro de control

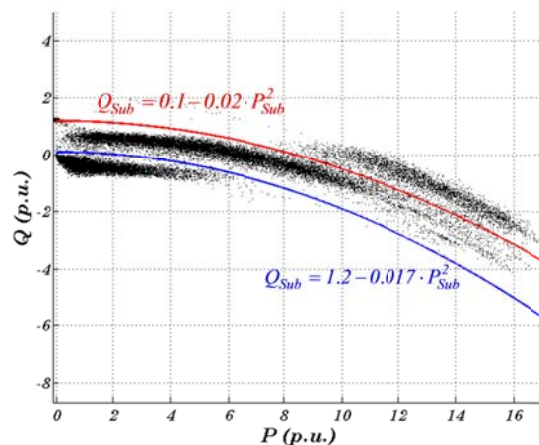
En el centro de control se dispone de medidas de tensión, potencia activa y reactiva en períodos de 10 minutos.

#### 3.1.5.2 Medidas en la subestación

Las medidas en la subestación se realizan en el lado de media tensión (20kV). En este punto se dispone de medidas de tensión, potencia activa y reactiva cada minuto. En los bancos de condensadores no se dispone de medidas, lo que implicaría directamente que la red no fuese observable. Este problema se resuelve empleando pseudomedidas de potencias en los nudos correspondientes a los condensadores. Al no tener información respecto al procedimiento de conexión/desconexión de los mismos, se intentará caracterizar el sistema, de forma que se pueda prever si se conecta un único banco, los dos o ninguno. Por lo tanto, para determinar el número de bancos conectados se considerarán los siguientes supuestos:

$$\begin{aligned}
 \text{Sin condensadores} &\rightarrow Q_{Sub} < 0.1 - 0.02 \cdot P_{Sub}^2 \\
 1 \text{ banco de condensadores} &\rightarrow 0.1 - 0.02 \cdot P_{Sub}^2 \leq Q_{Sub} < 1.2 - 0.017 \cdot P_{Sub}^2 \\
 2 \text{ banco de condensadores} &\rightarrow 1.2 - 0.017 \cdot P_{Sub}^2 \leq Q_{Sub}
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

que se representa en la siguiente figura junto con los valores de potencia activa y reactiva inyectados a la red de alta tensión.



### 3.1.5.3 Medidas en los aerogeneradores

En los aerogeneradores se dispone de las medidas de potencia activa, reactiva y tensión instantáneos registrados cada minuto a lo largo de un año.

En la siguiente gráfica se representa los valores de potencia activa para cada uno de los aerogeneradores haciendo la media de los valores cada 10 minutos, durante el mes de abril. En azul se representan los valores de potencia inferiores a un 5%, que representan los intervalos de tiempo en los que el viento tiene poca intensidad. Sobre la misma gráfica se ha representado en rojo los intervalos en los que no existen medidas correspondientes a alguno de los aerogeneradores bien por fallos en los equipos de medida, fallos de comunicación...

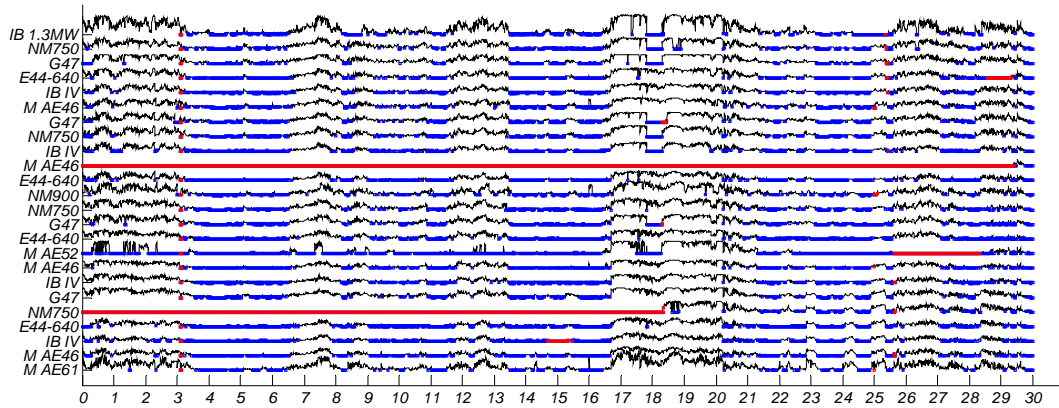


Fig. 3-8: Medida de potencia activa en los aerogeneradores en el mes de abril

Haciendo un zoom entre los días 17 y 21 de Abril, se observan períodos en los que la potencia medida en algunos de los aerogeneradores es nula, mientras que otros generan a máxima potencia. Esto puede deberse a desconexión por exceso de viento. En estos casos se pone de manifiesto tanto la diferencia de tecnologías como las diferencias entre el viento en cada una de las ubicaciones de los aerogeneradores.

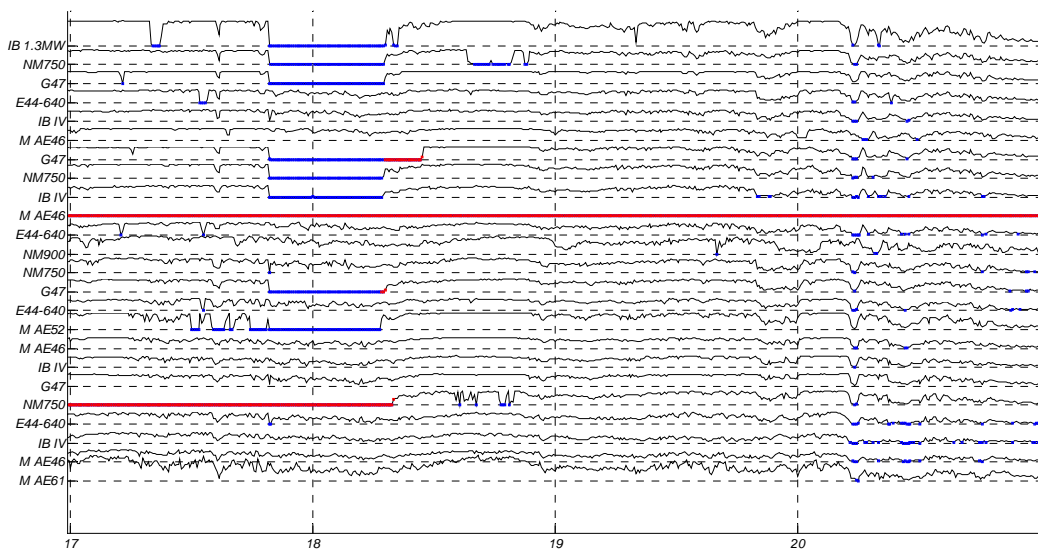
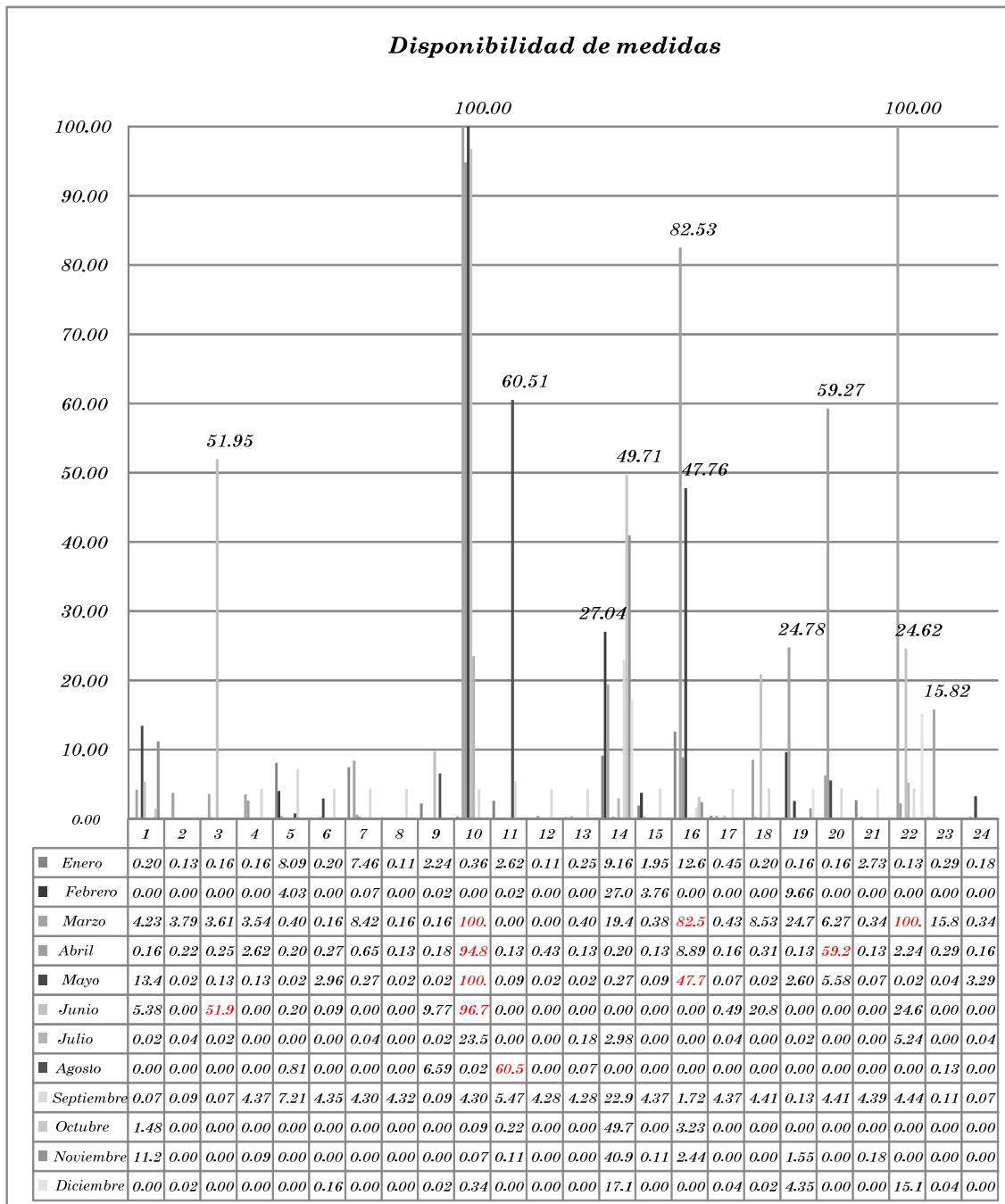


Fig. 3-9: Desconexión de aerogeneradores debida a la desconexión por superación velocidad de corte.

En la siguiente tabla se refleja, el porcentaje de medidas de potencia y tensión en cada uno de los aerogeneradores a lo largo del año.



Se puede observar que faltan medidas de alguno de los aerogeneradores durante largos períodos de tiempo. Por ejemplo, durante el mes de marzo, no existen medidas en los aerogeneradores 10, 16 y 22.

En la siguiente figura se representan las medidas de potencia activa durante este mes, representando en rojo las medidas no disponibles. Según este diagrama, no se dispone de medidas de potencia el día 4, de los aerogeneradores 7, 10, 14, 16, 19, 22 y 25.

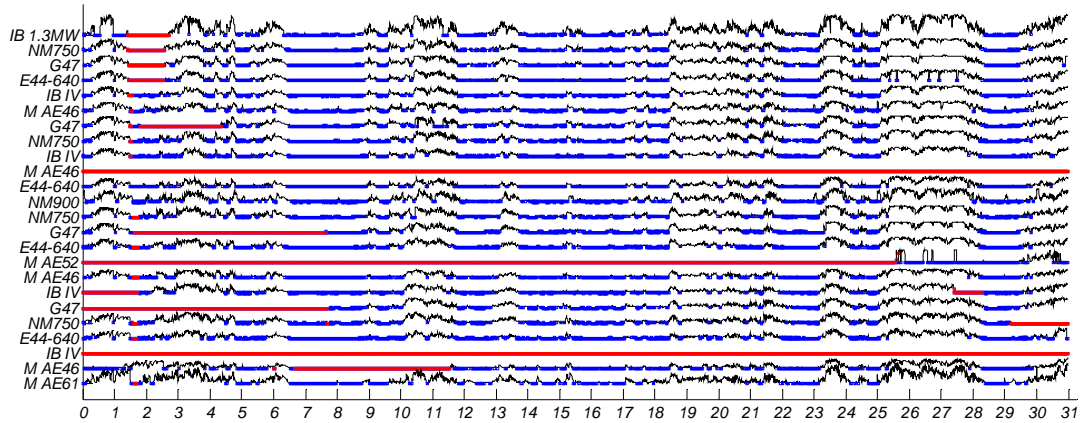


Fig. 3-10: Medidas de potencia activa durante el mes de Marzo

### 3.1.5.4 Medidas de viento

En las siguientes figuras se registran tanto la rosa de los vientos correspondiente a la frecuencia de los vientos, como la media del viento en sectores de 10°, para los cuatro anemómetros disponibles en el parque. Se observan diferencias entre el valor medio del viento medido en cada uno de los anemómetros y las direcciones a las que se producen los máximos de frecuencia y media de los valores de velocidad.

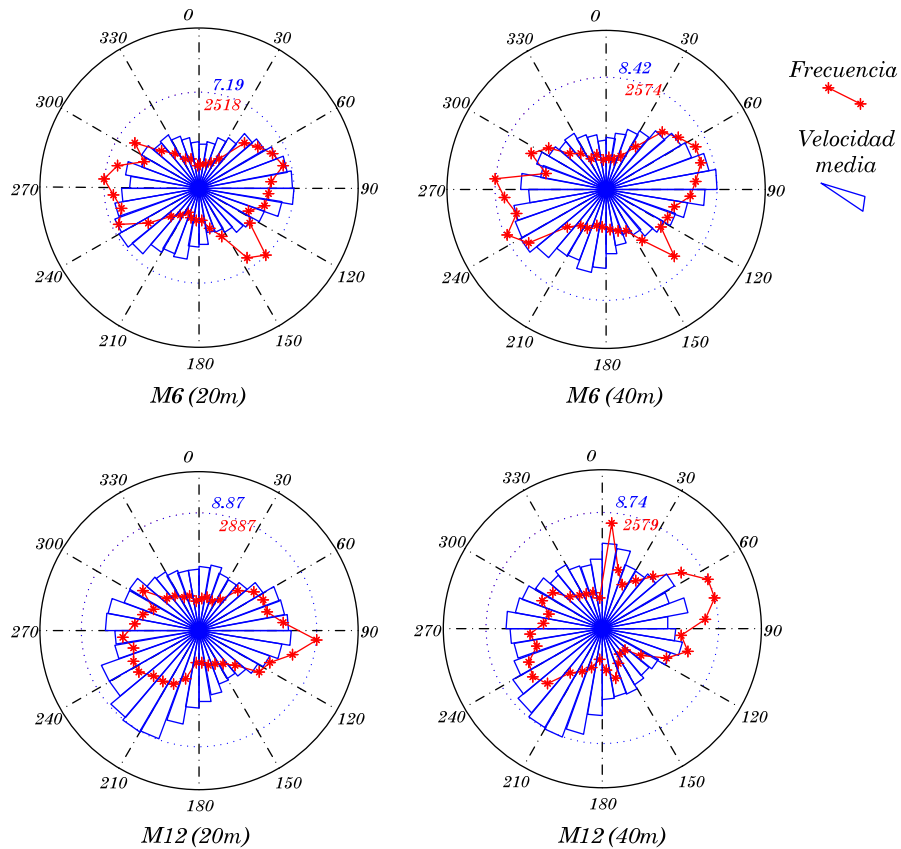


Fig. 3-11: Rosa de los vientos de frecuencia y velocidad media para los cuatro anemómetros.

Teniendo en cuenta la norma UNE 61400-12-1 [32] en la que se detalla el procedimiento para la ubicación de los equipos de medida a fin de obtener la curva de potencia de los aerogeneradores, se deben excluir las medidas en las que o el mástil del anemómetro o las turbinas estén sometidas a la perturbación de la corriente. Esta norma incluye un procedimiento para la determinación de los sectores no válidos que aplicada al parque eólico en estudio muestra que las medidas de la torre anemométrica M6 solo son válidas para direcciones de viento entre  $210^{\circ}$  y  $350^{\circ}$ , y un pequeño sector entre  $125^{\circ}$  y  $137^{\circ}$ .

En las siguientes figuras se han representado la frecuencia de los vientos en cada una de las direcciones diferenciando aquellos casos en que la medida resulta comprometida por las estelas de los aerogeneradores. Se puede observar que las direcciones en las que se obtiene mayor frecuencia de vientos no coinciden entre los medidores incluso los situados en la misma torre anemométrica.

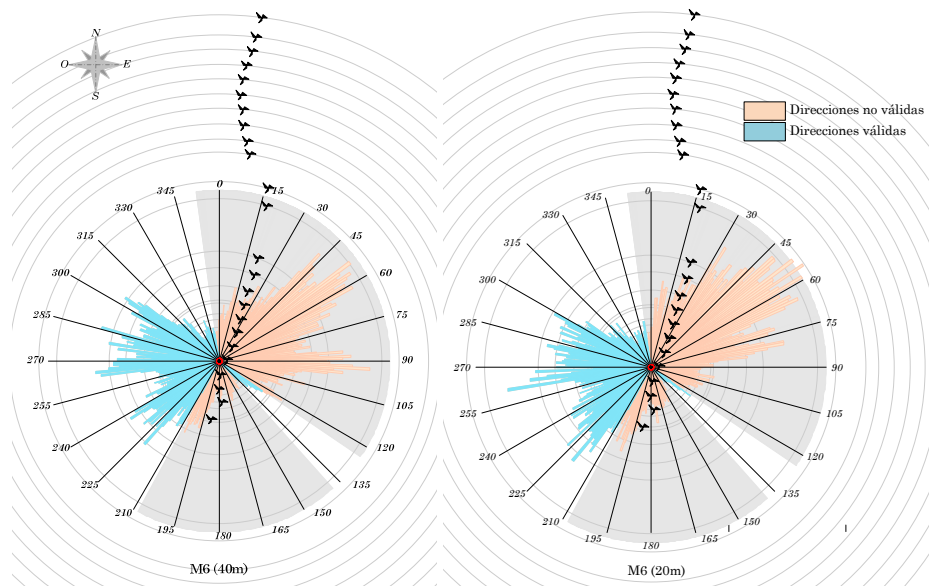


Fig. 3-12: Medidas válidas M6 según norma UNE 61400-12-1

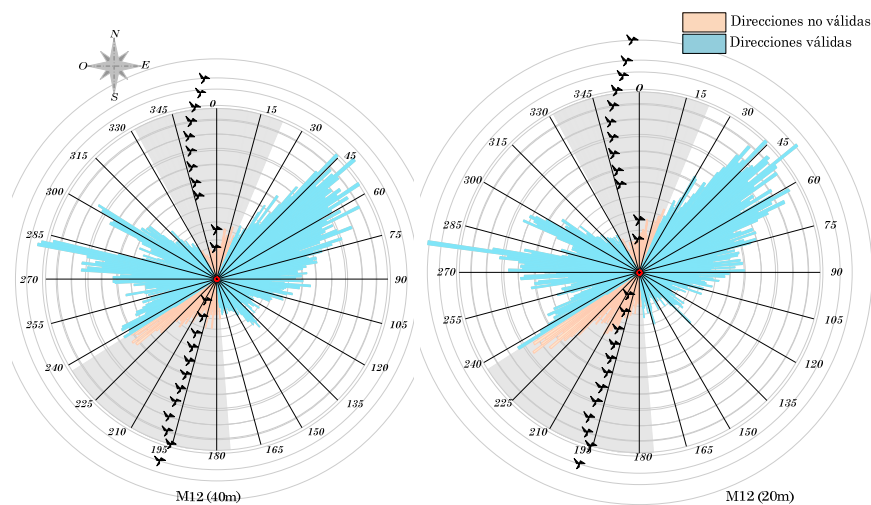


Fig. 3-13: Medidas válidas M12 según norma UNE 61400-12-1

Según las figuras anteriores, el medidor M12 resulta menos comprometido que el M6 teniendo en cuenta únicamente la influencia de las estelas de los aerogeneradores. Aun así se observan diferencias en cuanto a las direcciones predominantes entre los medidores de las mismas torres.

Como ya se ha comentado, los anemómetros están sujetos a la influencia de las estelas que los aerogeneradores y a los accidentes topográficos.

Respecto a las variaciones topográficas, se observan diferencias importantes en la medida de la dirección del viento para determinados sectores.

En las siguientes figuras se representa la relación entre las direcciones medidas por los cuatro anemómetros. En determinadas direcciones, la medida presenta discrepancias de hasta  $50^\circ$  (diferencia entre M6(2) y M12(1) entre  $100$  y  $150^\circ$ ). La medida de dirección del anemómetro M6(1) presenta una diferencia de  $5^\circ$  con cualquiera de los otros medidores en un margen amplio de medidas, debido probablemente a un error de ajuste.

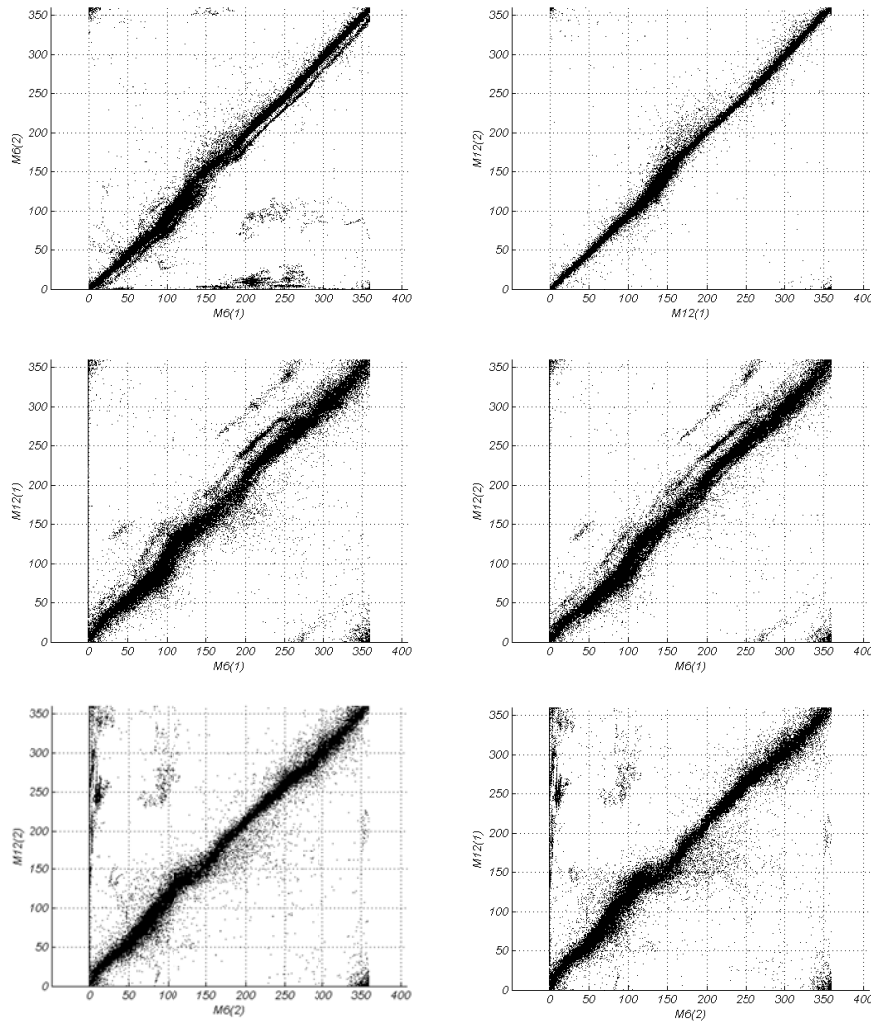


Fig. 3-14: Relación entre la dirección de viento medida en los distintos anemómetros

### 3.2 Instalaciones eléctricas en el parque de Sotavento

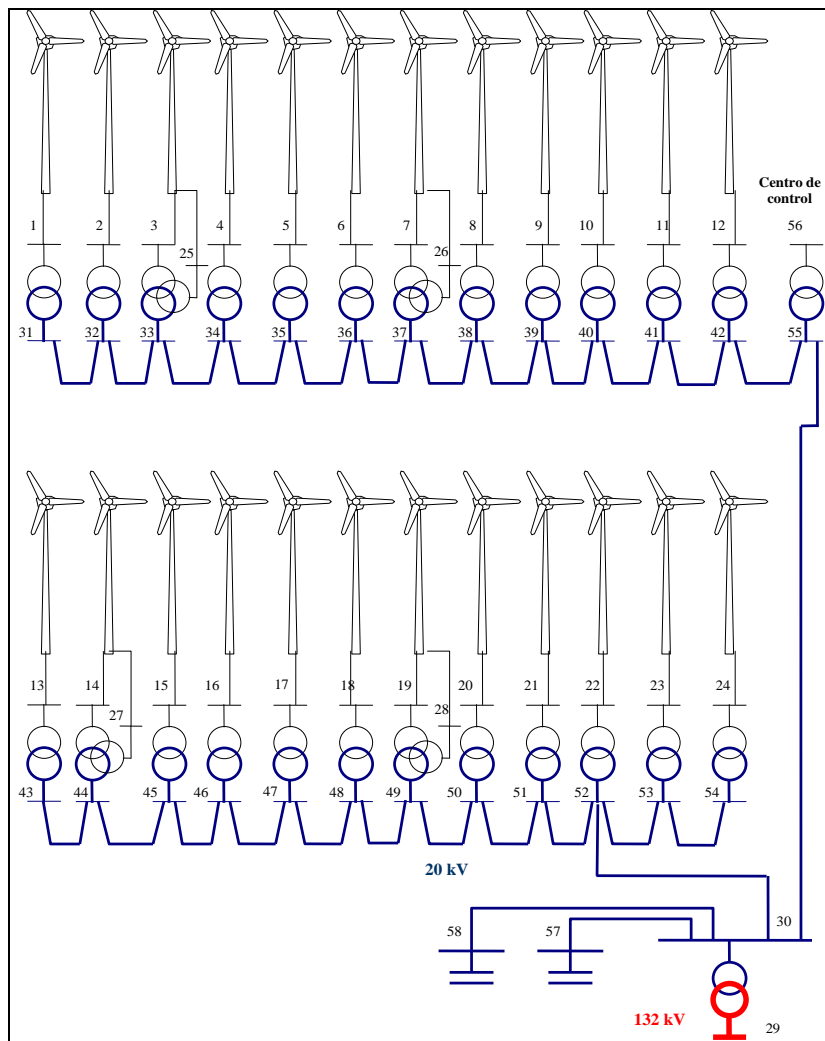


Fig. 3-15 : Esquema eléctrico Sotavento

Se dispone de 60 buses y 59 ramas:

- **Buses 1...24:** barras de baja tensión de los transformadores situados en los 24 aerogeneradores.
- **Buses 25...28:** barras de baja tensión de los transformadores, correspondiente al estator de los 4 aerogeneradores doblemente alimentados.
- **Bus 29:** barras de alta tensión en la subestación
- **Bus 30:** barras de media tensión en la subestación
- **Buses 31...54:** barras de media tensión de los transformadores situados en los 24 aerogeneradores.
- **Buses 55 y 56:** barras de media y baja tensión en el centro de control.
- **Buses 57 y 58:** barras de los bancos de condensadores.



Cada una de las ramas corresponde a:

- **Ramas 1...24:** transformadores bt/mt situados en los 24 aerogeneradores.
- **Ramas 25...28:** salidas de transformadores bt/mt conectadas al rotor de los 4 aerogeneradores doblemente alimentados.
- **Rama 29:** transformador mt/at de la subestación
- **Ramas 30...53:** líneas entre los aerogeneradores, y entre estos y la subestación.
- **Rama 54:** línea entre el centro de control y la subestación
- **Rama 55:** líneas de barras de mt de subestación a transformador auxiliar
- **Ramas 56 y 57:** líneas de barras de mt de subestación a bancos de condensadores
- **Rama 58:** transformador mt/bt del centro de control

### 3.2.1 Transformadores de la subestación

| <i>Nudo</i> | <i>S (kVA)</i> | <i>U<sub>1</sub> (V)</i> | <i>U<sub>2</sub> (V)</i> | <i>P<sub>fe</sub> (kW)</i> | <i>P<sub>cu</sub>(kW)</i> |
|-------------|----------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|---------------------------|
| 29          | 26000          | 132000                   | 20000                    | 19                         | 142                       |
| 60          | 50             | 20000                    | 400                      | 0.015                      | 0.65                      |

### 3.2.2 Transformadores de los aerogeneradores

| <i>Nudo</i> | <i>S (kVA)</i> | <i>U<sub>1</sub> (V)</i> | <i>U<sub>2</sub> (V)</i> | <i>P<sub>fe</sub> (kW)</i> | <i>P<sub>cu</sub>(kW)</i> |
|-------------|----------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|---------------------------|
| 1           | 1600           | 20000                    | 690                      | 3.1                        | 14.24                     |
| 2           | 1000           | 20000                    | 690                      | 2.3                        | 9.79                      |
| 3           | 775            | 20000                    | 690                      | 2.0                        | 8.00                      |
| 4           | 800            | 20000                    | 690                      | 2.1                        | 8.37                      |
| 5           | 700            | 20000                    | 690                      | 1.8                        | 7.50                      |
| 6           | 700            | 20000                    | 690                      | 1.8                        | 7.50                      |
| 7           | 775            | 20000                    | 690                      | 2.0                        | 8.00                      |
| 8           | 1000           | 20000                    | 690                      | 2.3                        | 9.79                      |
| 9           | 700            | 20000                    | 690                      | 1.8                        | 7.50                      |
| 10          | 700            | 20000                    | 690                      | 1.8                        | 7.50                      |
| 11          | 800            | 20000                    | 690                      | 2.1                        | 8.37                      |
| 12          | 1000           | 20000                    | 690                      | 2.3                        | 9.79                      |
| 13          | 1000           | 20000                    | 690                      | 2.3                        | 9.79                      |
| 14          | 775            | 20000                    | 690                      | 2.0                        | 8.00                      |
| 15          | 800            | 20000                    | 690                      | 2.1                        | 8.37                      |
| 16          | 800            | 20000                    | 1000                     | 2.1                        | 8.37                      |
| 17          | 700            | 20000                    | 690                      | 1.8                        | 7.50                      |
| 18          | 700            | 20000                    | 690                      | 1.8                        | 7.50                      |
| 19          | 775            | 20000                    | 690                      | 2.0                        | 8.00                      |
| 20          | 1000           | 20000                    | 690                      | 2.3                        | 9.79                      |
| 21          | 800            | 20000                    | 690                      | 2.1                        | 8.37                      |
| 22          | 700            | 20000                    | 690                      | 1.8                        | 7.50                      |

|    |      |       |     |     |       |
|----|------|-------|-----|-----|-------|
| 23 | 700  | 20000 | 690 | 1.8 | 7.50  |
| 24 | 1400 | 20000 | 690 | 3.0 | 13.00 |

### 3.2.3 Transformador del centro de control

| N° Trafo | S (kVA) | $U_1$ (V) | $U_2$ (V) | $P_{fe}$ (kW) | $P_{cu}$ (kW) |
|----------|---------|-----------|-----------|---------------|---------------|
| 56       | 400     | 20000     | 400       | 0.7           | 2.80          |

### 3.2.4 Líneas de media tensión

| N° Línea | L (m) | R ( $\Omega/m$ ) | X ( $\Omega/m$ ) | Co ( $\mu F/m$ ) |
|----------|-------|------------------|------------------|------------------|
| 30       | 195   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 31       | 140   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 32       | 160   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 33       | 190   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 34       | 140   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 35       | 150   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 36       | 120   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 37       | 160   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 38       | 150   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 39       | 195   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 40       | 182   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 41       | 850   | 0.128e-3         | 0.105e-3         | 0.289e-3         |
| 42       | 250   | 0.128e-3         | 0.105e-3         | 0.289e-3         |
| 43       | 395   | 0.128e-3         | 0.105e-3         | 0.289e-3         |
| 44       | 160   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 45       | 175   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 46       | 160   | 0.161e-3         | 0.1e-3           | 0.268e-3         |
| 47       | 170   | 0.128e-3         | 0.105e-3         | 0.289e-3         |
| 48       | 175   | 0.128e-3         | 0.105e-3         | 0.289e-3         |
| 49       | 165   | 0.128e-3         | 0.105e-3         | 0.289e-3         |
| 50       | 200   | 0.128e-3         | 0.105e-3         | 0.289e-3         |
| 51       | 160   | 0.128e-3         | 0.105e-3         | 0.289e-3         |
| 52       | 170   | 0.128e-3         | 0.105e-3         | 0.289e-3         |
| 53       | 225   | 0.128e-3         | 0.105e-3         | 0.289e-3         |
| 54       | 2210  | 0.128e-3         | 0.105e-3         | 0.289e-3         |
| 55       | 11    | 0.641e-3         | 0.229e-3         | 0                |
| 56       | 8     | 0.641e-3         | 0.229e-3         | 0                |
| 57       | 10    | 0.641e-3         | 0.229e-3         | 0                |

### 3.2.5 Relación de transformación del transformador de la subestación

| N° de trafo | Nudo 1 | Nudo 2 | Relación de transf. (p.u.) |
|-------------|--------|--------|----------------------------|
| 29          | 29     | 30     | 0.975                      |

### 3.2.6 Relaciones de transformación para los transformadores de los aerogeneradores

| <i>Nº de trafa</i> | <i>Nudo 1</i> | <i>Nudo 2</i> | <i>Relación de Transf. (p.u.)</i> |
|--------------------|---------------|---------------|-----------------------------------|
| 1                  | 1             | 31            | 1.0148                            |
| 2                  | 2             | 32            | 1.0056                            |
| 3                  | 3             | 33            | 1.0256                            |
| 4                  | 4             | 34            | 1.0256                            |
| 5                  | 5             | 35            | 1.0                               |
| 6                  | 6             | 36            | 1.0                               |
| 7                  | 7             | 37            | 1.0256                            |
| 8                  | 8             | 38            | 1.0056                            |
| 9                  | 9             | 39            | 1.0                               |
| 10                 | 10            | 40            | 1.0                               |
| 11                 | 11            | 41            | 1.0256                            |
| 12                 | 12            | 42            | 1.0256                            |
| 13                 | 13            | 43            | 1.0256                            |
| 14                 | 14            | 44            | 1.0256                            |
| 15                 | 15            | 45            | 1.0256                            |
| 16                 | 16            | 46            | 1.0                               |
| 17                 | 17            | 47            | 1.0                               |
| 18                 | 18            | 48            | 1.0                               |
| 19                 | 19            | 49            | 1.0256                            |
| 20                 | 20            | 50            | 1.0256                            |
| 21                 | 21            | 51            | 1.0256                            |
| 22                 | 22            | 52            | 1.0                               |
| 23                 | 23            | 53            | 1.0                               |
| 24                 | 24            | 54            | 1.0                               |
| 25                 | 25            | 33            | 1.0                               |
| 26                 | 26            | 37            | 1.0                               |
| 27                 | 27            | 44            | 1.0                               |
| 28                 | 28            | 49            | 1.0                               |



## 4. Tecnología de aerogeneradores

---

El progresivo agotamiento de los combustibles fósiles ha motivado la investigación en otros tipos de fuentes de energía renovables entre las que se encuentran la energía eólica, la solar, la biomasa y la geotérmica.

La importancia de la energía eólica radica entre otros, en los siguientes factores [33] :

- La fuente de energía primaria, el viento, es un recurso disponible en todo el planeta
- La tecnología actual ha alcanzado un nivel de madurez suficiente para permitir un aumento de la potencia eólica instalada
- Es una tecnología “bien vista” tanto a nivel gubernamental (los gobiernos conceden importantes ayudas económicas para la implantación de parques eólicos), como desde puntos de vista basados en tecnologías medioambientales o futuro sostenible.

La energía eólica en España ha experimentado una gran expansión debido en gran medida a:

- La aprobación en mayo del RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, es decir para todas las energías renovables y en caso particular de la energía eólica cuyo objetivo es la optimización de su penetración en el sistema eléctrico peninsular, además se iniciará en 2007 un estudio del potencial eólico evacuable a la red, cuyos resultados se tendrán en cuenta en la planificación futura de las infraestructuras eléctricas para el período 2007-2016.
- La Comunidad Europea propone como objetivo que en el año 2020 la producción y consumo proveniente de fuentes de energías renovables en Europa alcance un 20%. Las nuevas tendencias fomentan las energías renovables, con la idea de dar un fuerte impulso a su desarrollo mediante la creación de empleo y la investigación.
- Existen recursos eólicos importantes en ciertas Comunidades Autónomas de España (Galicia, Castilla y León, Castilla la Mancha, Navarra, Aragón, Andalucía, La Rioja, Asturias, Cataluña y Canarias), a las que se les ha dado un fuerte impulso por parte de las Comunidades para fomentar este tipo de energía,

que favorece la creación de empleo y asegura un determinado grado de generación eléctrica renovable en sus zonas de influencia.

- La tecnología está evolucionando mucho en lo referente a la calidad de la potencia transferida a la red, y al abaratamiento de los costes por kW. instalado.

El ritmo de construcción de parques eólicos en España se está incrementando anualmente de forma importante.

#### 4.1 Curva de potencia

La producción de energía de una turbina eólica se obtiene por medio de su curva de potencia, donde se establece una relación entre la velocidad del viento y la potencia entregada según la expresión:

$$P = \frac{1}{2} C_p \cdot A \cdot \rho \cdot v^3 \tag{4.1}$$

donde:

$P$  : potencia entregada por el aerogenerador en el punto de conexión.

$C_p$  : coeficiente de potencia

$A$  : área barrida por las palas

$\rho$  : densidad del aire

$v$  : velocidad del viento

La relación entre la potencia y el viento en cada uno de los aerogeneradores empleados en esta tesis se obtiene a partir de los datos facilitados por el fabricante en algunos casos, de la información disponible en la web de Sotavento, o a partir de las referencias [34]. Estos datos están normalizados para una densidad del aire de 1.225 kg/m<sup>3</sup>.

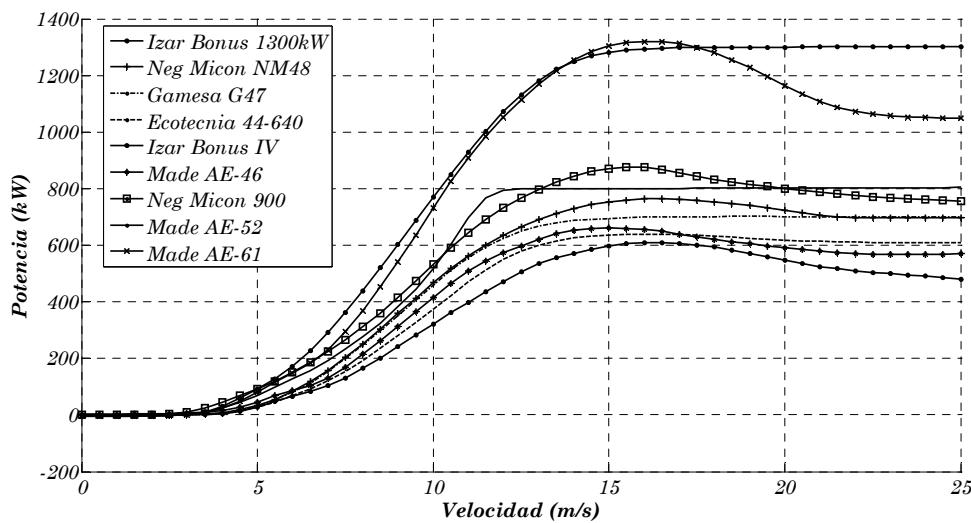


Fig. 4-1: Curva de potencia de los aerogeneradores de Sotavento (Fuente Sotavento)

En la bibliografía se pueden encontrar múltiples referencias que buscan una expresión matemática que permita representar las curvas anteriores.

Según la curva de potencia se observa que el aerogenerador comienza a generar potencia a partir de una velocidad de arranque, aumentando hasta el valor de velocidad nominal. A partir de este valor, dependiendo de la tecnología del aerogenerador, la potencia se mantiene constante con la velocidad o se produce un decremento de la misma hasta llegar al punto correspondiente a la velocidad de corte, velocidad a la que debe detenerse la máquina.

A continuación se analizan los diferentes tipos de aerogeneradores considerados en esta tesis.

## 4.2 Aerogeneradores de velocidad fija

Los aerogeneradores de velocidad fija fueron los detonantes del despegue comercial de la energía eólica durante los años 80. Especialmente los diseñados bajo el denominado “concepto danés”, que incluía un rotor controlado por pérdida aerodinámica y paso de pala fijo.

En esta categoría de velocidad constante están aquellas cuyos generadores conectados directamente a red, y sus variantes son:

- Generador asíncrono con una o dos velocidades.
- Generador asíncrono de deslizamiento controlado.

### 4.2.1 Generador asíncrono con una o dos velocidades (WTGU)

Este tipo de WTGU tiene un generador de inducción de jaula de ardilla que es impulsado por una turbina de viento con un ángulo de pala fijo (Stall Control) [35] o con regulador del ángulo de pala (Pitch Control). En ambos casos, el generador de inducción está conectado directamente a la red. El rango de variación de la velocidad es muy pequeño (del orden del 2% de la velocidad nominal). Esto provoca perturbaciones tanto en la potencia inyectada en la red como en el propio funcionamiento mecánico del aerogenerador [36] que da lugar a un necesario sobredimensionamiento de los elementos mecánicos y peor calidad de suministro en la red eléctrica [37]. El tipo de máquina utilizada permite un ligero deslizamiento en la velocidad y suavizan las variaciones de potencia inyectada en caso de ráfagas. Normalmente disponen de baterías de condensadores en paralelo para ajustar el factor de potencia. En la bibliografía se pueden encontrar múltiples referencias en las que el parque se modela, para su estudio en flujos de cargas, en función de un generador de inducción [38] [39] [40] [41] [42].

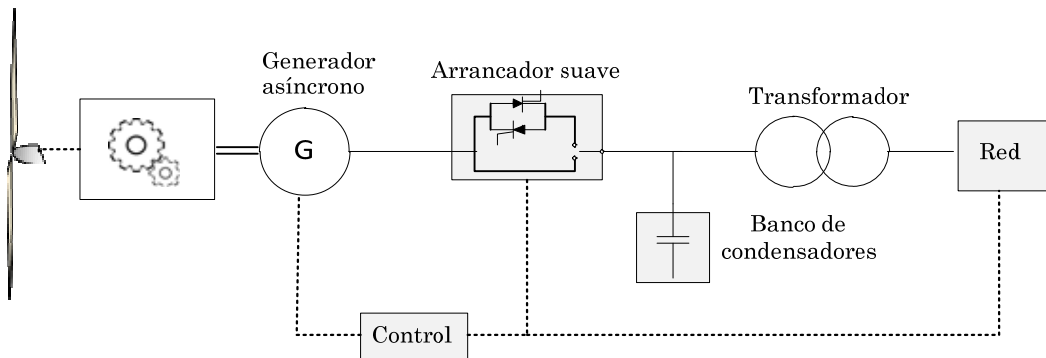


Fig. 4-2: Aerogeneradores de velocidad fija

#### 4.2.1.1 Aerogeneradores con Stall Control

En el caso de aerogeneradores con Stall Control, la potencia a la salida de la máquina se define en función del punto de corte de la característica de la turbina con la del generador. Esto supone diferentes valores de potencia a la salida de la máquina para una misma velocidad del viento en el caso de que la tensión de interconexión del aerogenerador con la red varíe [43]. En este tipo de regulación, los aerogeneradores tienen las palas [35] unidas al buje en un ángulo de paso de pala fijo ( $\beta$ ). La potencia mecánica a la salida de la turbina se puede expresar en función de la velocidad del viento como:

$$P_m(v, \omega_r) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (4.2)$$

donde  $P_m(v, \omega_r)$  representa la potencia mecánica para una determinada velocidad del viento ( $v$ ) y una determinada velocidad del rotor ( $\omega_r$ ),  $\rho$  es la densidad del aire,  $A$  el área barrida por el rotor, y  $C_p(\lambda, \beta)$  es el coeficiente de potencia función de la velocidad  $\lambda$  y el ángulo de las palas ( $\beta$ ).

La velocidad  $\lambda$  se puede determinar a partir de:

$$\lambda = \frac{\omega_r \cdot \eta \cdot R}{v} = \frac{\omega_s (1-s) \cdot \eta \cdot R}{v} \quad (4.3)$$

siendo  $\omega_s$  la velocidad de sincronismo,  $s$  el deslizamiento,  $\eta$  la relación de multiplicación del rotor y  $R$  el radio de las palas.

La curva  $C_p(\lambda, \beta)$  suele ser facilitada por el fabricante y depende del tamaño y composición de la turbina. Este coeficiente se puede determinar a partir de la expresión [44]

$$C_p(v, \omega_r) = C_1 \left( C_2 \frac{1}{\lambda} - C_3 \cdot \beta - C_4 \cdot \beta^x - C_5 \right) e^{\left( -\frac{C_6}{\lambda} \right)} \quad (4.4)$$



donde los coeficientes  $C_1$  a  $C_6$  y  $x$  son constantes que dependen de la turbina (tipo, tamaño, marca...) y  $\frac{I}{A} = \frac{I}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3}$ .

La potencia mecánica cedida por la turbina puede representarse por tanto como:

$$P_m(v, \omega_r) = \frac{I}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_1 \left( C_2 \frac{I}{A} - C_3 \cdot \beta - C_4 \cdot \beta^x - C_5 \right) e^{\left( \frac{-C_6}{A} \right)} \quad (4.5)$$

Esta potencia se transforma en energía eléctrica en el aerogenerador. Teniendo en cuenta el circuito equivalente del generador asíncrono,

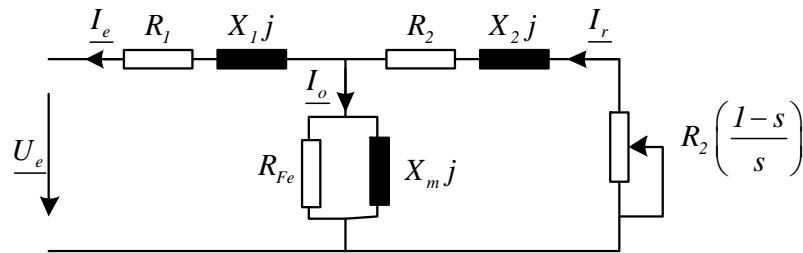


Fig. 4-3: Circuito equivalente de un generador asíncrono.

la potencia mecánica puede ser determinada como:

$$P_{mec}(s) = I_r^2 \cdot R_2 \cdot \left( \frac{1-s}{s} \right) \quad (4.6)$$

El punto de funcionamiento se producirá cuando se igualen las expresiones anteriores:

$$P_m(v, \omega_r) = P_{mec}(s) \quad (4.7)$$

A partir de los parámetros de la máquina y la tensión en el punto de conexión, se puede determinar la potencia eléctrica a la salida como:

$$P_e = \text{real}(\underline{U}_e \cdot \underline{I}_e^*) \quad (4.8)$$

A fin de determinar la influencia de la variación de la tensión de interconexión con la potencia de salida del aerogenerador se ha simulado un caso basado en el aerogenerador Made AE-46, de diámetro de palas  $D = 61m$ , área de barrido de las palas  $A = 2922.5 m^2$  y relación de multiplicación  $80.8$ . Este aerogenerador consta de un generador con dos devanados en el estator, uno de 6 polos (1000 r.p.m.) para velocidades de viento bajas y otro de 4 polos (1500 r.p.m.) para velocidades mayores [35]. Se precisa realizar el cálculo descrito para cada uno de las dos velocidades. Los parámetros eléctricos de este aerogenerador se referencian en el apéndice 1.

Ajustando los valores de los parámetros de la curva que representa el coeficiente de potencia de la turbina a los valores de la curva proporcionada por el fabricante,

$$C_1 = 0.5, C_2 = 92.56, C_3 = 4.57, C_4 = 2.55, C_5 = 1.517, C_6 = 16.286, \beta = 0, x = 0.$$

Con estos parámetros, se ha determinado el valor de la potencia de salida en el caso de variaciones de tensión respecto a la nominal de  $\pm 10\%$ , obteniéndose la siguiente gráfica.

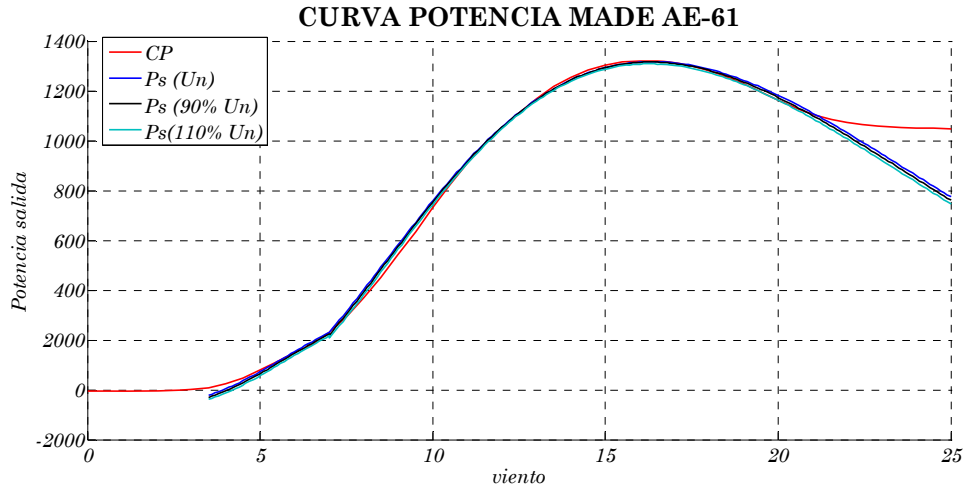


Fig. 4-4: Influencia de la tensión en la curva de potencia

Las palas están diseñadas aerodinámicamente para asegurar la pérdida de sustentación al alcanzar la velocidad de diseño. La gran ventaja de este sistema radica en que al estar las palas directamente unidas al eje de la máquina, se evitan las partes móviles y el sistema de control. Las palas se diseñan de forma que la pérdida de sustentación se produzca de forma gradual a lo largo de las mismas, por lo que, tal como se aprecia en la curva de potencia, a velocidades superiores a 17.5 m/s la curva obtenida a partir de la expresión del coeficiente de potencia no representa la curva de potencia del aerogenerador.

En la siguiente figura se ha representado la diferencia entre la potencia de salida determinada entre los valores de tensión extremos y la correspondiente a la potencia a tensión nominal en tanto por ciento respecto a la potencia nominal del aerogenerador. Se puede observar que la variación obtenida es menor del 1.2% en todo el rango de velocidades de funcionamiento.

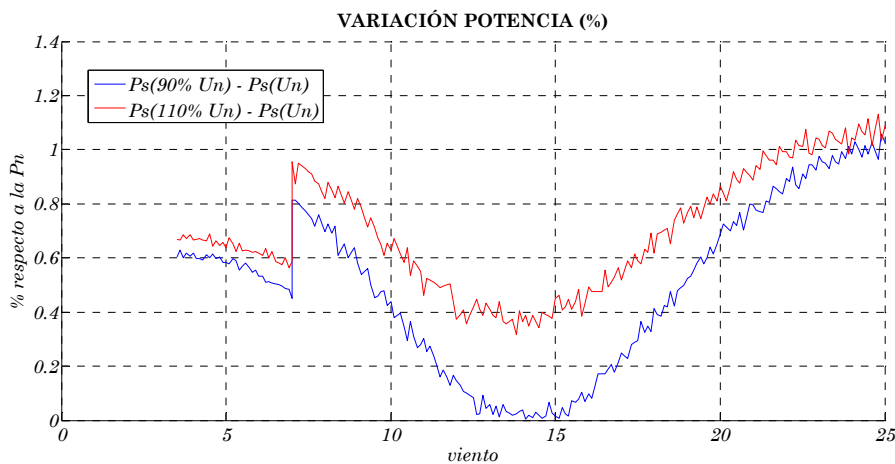


Fig. 4-5: Variación de la potencia

Por tanto, teniendo en cuenta que no considerar la variación de tensión supone un error menor que el 1.2%, y que este procedimiento no permite obtener toda la curva de potencia, se opta por suponer que la curva de potencia no depende de la tensión en bornes de la máquina.

#### 4.2.1.2 Aerogeneradores con pitch control

Las turbinas de paso variable disponen de un mecanismo adicional que adapta constantemente el ángulo de ataque de la pala en función de la velocidad del viento, con objeto de extraer la máxima cantidad de energía del viento, al mantener las mejores condiciones aerodinámicas. Al sobrepasar la velocidad nominal de diseño se modifica el ángulo de ataque para hacer entrar la máquina en pérdidas. Con ello se consigue una potencia eléctrica de salida constante y, simultáneamente, una protección frente a sobreesfuerzos tanto de los propios álabes como del rotor.

Los aerogeneradores con este tipo de control, que mantienen la potencia nominal por encima de la velocidad nominal y su curva de potencia se puede expresar de la siguiente manera:

$$p(v) = \begin{cases} 0 & v < v_{ci} \text{ or } v > v_{co} \\ q(v) & v_{ci} \leq v < v_n \\ P_n & v_n \leq v \leq v_{co} \end{cases} \quad (4.9)$$

donde

$p(v)$ : es la potencia eléctrica

$v_{ci}$ : es la velocidad de arranque del viento

$v_{co}$ : es la velocidad de corte del viento

$v_n$ : es la velocidad nominal del viento

$P_n$ : es la potencia nominal

$q(v)$ : relación no lineal entre la velocidad el viento y la potencia eléctrica

La representación matemática más típica de la zona no lineal de la característica,  $q(v)$ , es a partir de:

- Curva polinomial
- Curva exponencial
- Curva exponencial cúbica
- Aproximación a una curva exponencial cúbica

Se utiliza un ecuación polinómica de segundo grado [45] [46] [47] para determinar el valor de  $q(v)$ :

$$q(v) = C_1 + C_2v + C_3v^2 \quad (4.10)$$

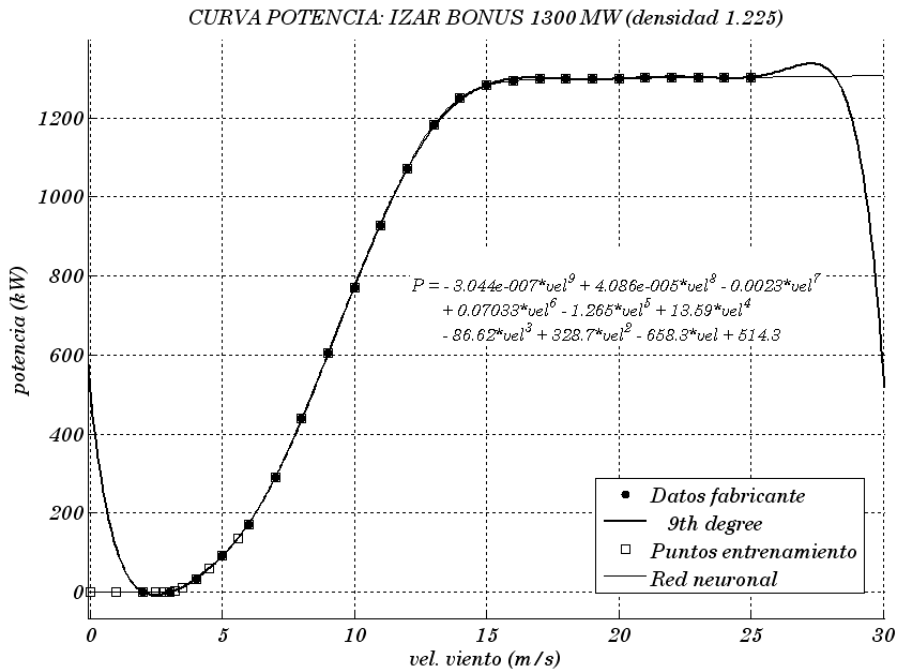
donde los coeficientes  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$  se calculan en función de la velocidad de arranque y los valores nominales.

En [48] se utiliza una función exponencial:

$$q(v) = \frac{1}{2} \rho A K_p (v^\beta - v_{ci}^\beta) \tag{4.11}$$

donde  $K_p$  y  $\beta$  son constantes.

Algunos autores recomiendan utilizar una aproximación polinomial de noveno grado para representar la curva de potencia, si bien, no es capaz de representar correctamente el funcionamiento a velocidades superiores a la velocidad nominal.



*Fig. 4-6: Representación a partir de una polinomial de noveno orden*

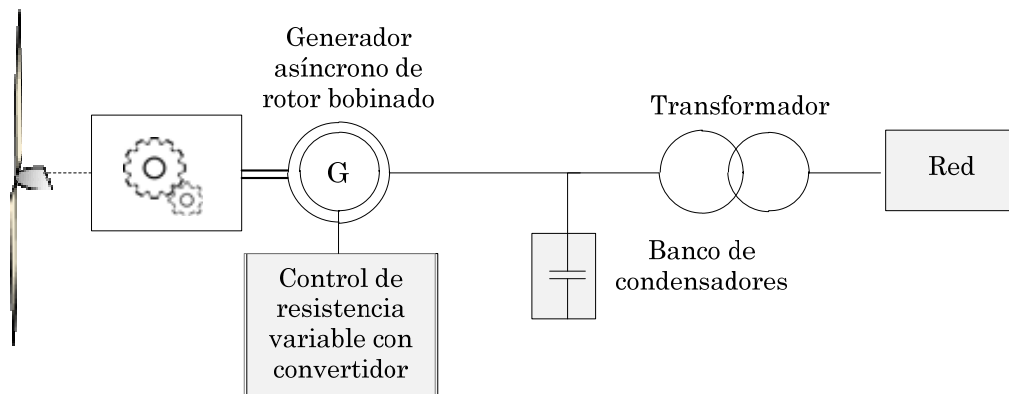
Si bien es posible ajustar la curva para que represente la relación entre los valores máximos y mínimos de funcionamiento del aerogenerador, la curva presenta fuertes discrepancias en los valores frontera (por debajo del punto de arranque o a partir de la velocidad de corte, lo que puede desestabilizar el estimador.

Teniendo en cuenta la dificultad que supone encontrar una función que represente de forma continua en todo el intervalo de funcionamiento la característica de potencia de la máquina, en esta tesis se ha optado por representar dicha función mediante una red neuronal backpropagation entrenada a partir de los datos proporcionados por los fabricantes.

### 4.2.2 Generador asíncrono de deslizamiento controlado

Aunque las máquinas de dos velocidades tienen un comportamiento, desde el punto de vista energético, superior al de las máquinas de velocidad constante, siguen teniendo los mismos problemas de sollicitaciones mecánicas a las que se ve sometido el sistema cuando se producen, por ejemplo, ráfagas de viento, turbulencia,... Algunos fabricantes

han elegido para sus aerogeneradores máquinas con rotor bobinado, lo que les permite incluir resistencias en el rotor y de esta forma poder actuar sobre la velocidad (deslizamiento) en la que trabaja el generador. Las resistencias se montan directamente sobre el rotor y se controlan mediante convertidores electrónicos. Las señales de control de este elemento se pueden transmitir mediante una conexión óptica, como en el caso del sistema OptiSlip de Vestas, lo que evitaría la presencia de anillos rozantes para este propósito. Permiten variaciones de hasta un 10% de la velocidad.



*Fig. 4-7: Aerogenerador con control de resistencia variable en el rotor*

### 4.3 Aerogeneradores de velocidad variable

Son máquinas con mayor presencia en el mercado. Las configuraciones en cuanto al tipo de generador son básicamente de dos tipos: generadores asíncronos doblemente alimentados o generadores síncronos. Son más eficientes que los anteriores. Sus principales ventajas radican en:

- Permite que la turbina trabaje en el entorno del punto óptimo de la curva de potencia, lo que se traduce en un incremento de la energía generada [49]
- Se puede conseguir un control más rápido y eficaz sobre el par electromagnético de forma que la masa inercial del sistema pueda absorber las variaciones producidas por las fluctuaciones del viento no viéndose afectada la calidad de la tensión.
- Mejor capacidad de regulación de la potencia activa y posibilidad de regulación de la reactiva (generadores síncronos), así como secuencias de arranque y parada más eficientes.

En general, son sistemas más robustos y fiables. En contrapartida, el sistema de control es más complicado y se incrementan las pérdidas de potencia asociadas al convertidor de frecuencia y al generador cuando el viento supera un determinado valor [50].

Los generadores en las máquinas eólicas de velocidad variable tienen asociada una electrónica de potencia importante, que sirve de enlace entre la salida del generador (de frecuencia variable) y la red. Y es precisamente esta electrónica la que permite el

funcionamiento a velocidad variable de la turbina, además de mejorar la calidad de la energía eléctrica ya que permite el control de potencia activa y reactiva entregadas a la red.

La variación de velocidad trae consigo otra ventaja, que es la de poder reducir las fatigas mecánicas a la que se ve sometido el generador debido a ráfagas, turbulencias, ...; ya que los incrementos de energía se pueden almacenar en forma de energía cinética en la propia turbina [51]. La combinación del sistema de control por paso de pala con velocidad variable reduce las oscilaciones de potencia debidas a variaciones de viento a un 2-5% de la potencia nominal [52]. Si la estrategia empleada es la de control por pérdida aerodinámica dichas variaciones quedan confinadas a un 20%. A modo de referencia, un sistema de velocidad constante presenta oscilaciones de potencia del 30 al 60%.

#### 4.3.1 Sistemas con generador directamente acoplado a la turbina

Dentro de las configuraciones de velocidad variable se encuentran los sistemas de transmisión directa, cuya configuración básica consiste en una máquina síncrona multipolos conectada a red a través de un enlace de continua. La característica diferenciadora de estos sistemas y que les da la denominación de “transmisión directa” es la eliminación de la caja multiplicadora, y con ella sus desventajas más relevantes [53]:

- En este elemento se suele perder entre un 2% y un 5% de la potencia transmitida, dependiendo de la relación de reducción, de la potencia nominal y del tipo.
- En los grandes aerogeneradores es necesario limitar la velocidad de giro de la turbina para que en la punta de pala no se alcancen velocidades excesivas [54] Esto significa aumentar la relación de multiplicación, y por lo tanto, las pérdidas.
- Las cajas reductoras precisan de un programa de mantenimiento, que comprende cambio de aceite,... El coste anual de mantenimiento de las máquinas con multiplicador representa el 1% del valor de venta del aerogenerador, frente al 0,6% de las máquinas de transmisión directa. El coste anual de reparación es también mayor, un 1,5% frente a un 1%. Los multiplicadores son, además, el principal motivo para la parada, ya sea por avería o mantenimiento, de un aerogenerador.
- Condiciona el diseño de la góndola, ya que los ejes del generador, la caja multiplicadora y la turbina han de estar perfectamente alineados y montados sobre una bancada firme.

El núcleo de los aerogeneradores de transmisión directa es el Generador Síncrono Multipolos (GS). La necesidad de generar corrientes de entre 10 Hz y 30 Hz a partir de las reducidas velocidades de giro de la turbina, hace que sea necesario incluir un número elevado de polos en el generador.

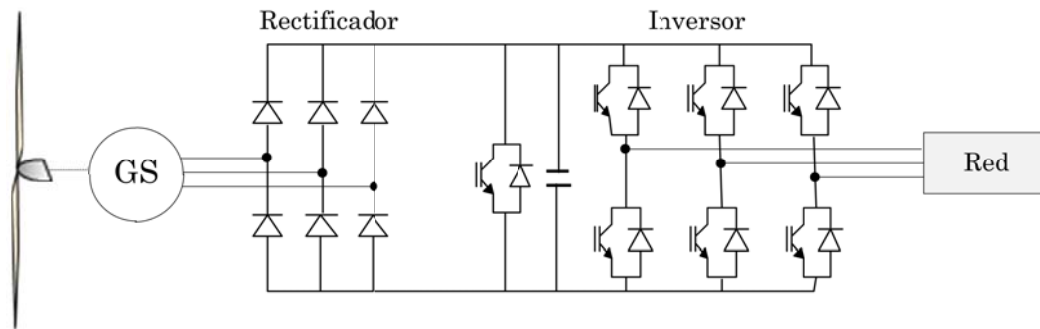


Fig. 4-8: Aerogenerador síncrono

### 4.3.2 Sistemas con generadores asíncronos doblemente alimentados

Los sistemas eólicos de velocidad variable tienen entre sus configuraciones más extendidas la que comprende un generador asíncrono de rotor bobinado con un convertidor CA/CA conectado a él, mientras que el estátor está directamente conectado a la red, que es lo que se viene llamando Generador Asíncrono Doblemente Alimentado (GADA). En sus primeras aplicaciones se emplearon configuraciones de tipo Kramer o Scherbius que utilizan un enlace de continua con convertidores de conmutación por red. Sin embargo, el desarrollo en semiconductores (Mosfet, IGBT, IGCT...) permite el empleo de convertidores de conmutación forzada para potencias y frecuencias cada vez mayores. La inclusión de estos equipos aporta una gran flexibilidad ya que es posible el control de la potencia activa, de la potencia reactiva y de la velocidad por encima y debajo de la velocidad síncrona del generador.

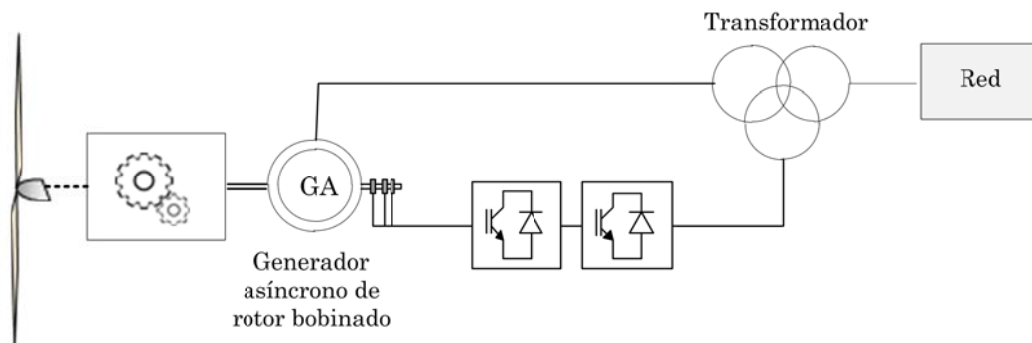


Fig. 4-9: Aerogenerador doblemente alimentado

El estator está acoplado directamente a la red a través de un transformador, y el rotor siendo el rango de variación del generador (cuatro polos) de 1400 a 1750 r.p.m. Los convertidores controlan la intensidad tanto del rotor como del estator mejorando por tanto la interacción con la red. El control de la intensidad del rotor permite el control del par y por lo tanto de la potencia activa. El control de la intensidad del estator permite el control de la potencia reactiva. El control se realiza por medio de dos unidades back to back de IGBT unidos por un puente de continua cuya potencia es del orden del 30% de la velocidad de la turbina, permitiendo una variación de la velocidad del mismo orden.

Los aerogeneradores de velocidad variable, presentan una curva de potencia similar a la correspondiente a los aerogeneradores con Pitch-Control.

#### 4.4 Representación de la curva de potencia mediante una red neuronal

En esta tesis se propone utilizar una red neuronal tipo backpropagation (BPNN) entrenada a partir de los valores proporcionados por los fabricantes. La ventaja de la utilización de una red neuronal radica en la posibilidad de obtener de forma continua el valor de la potencia para cada valor del viento, aunque no se disponga de una ecuación que relacione ambos parámetros. Aunque el entrenamiento de la red es un poco laborioso, la respuesta, una vez obtenida para ser usada en el estimador es prácticamente instantánea.

Por otra parte, la red neuronal no deja de estar representada mediante una ecuación suma de funciones sencillas y por lo tanto es derivable, tal como se precisa para su inclusión en el estimador.

Como ya se vio anteriormente, uno de los objetivos de esta tesis es introducir la relación entre la potencia y el viento en cada generador en el estimador de estado. Si se observan las gráficas que relacionan ambos parámetros, se observa que para cada valor de velocidad existe un único valor de potencia, pero a partir de un valor de potencia no se puede definir un único valor de velocidad del viento. Por esa razón, se elige como relación a usar en el estimador:

$$P = h_{e_{CP}}(v) \quad (4.12)$$

En este caso, se ha optado por representar la relación mediante una red neuronal que permita obtener para cada valor de velocidad el valor de potencia. La curva está obtenida para una densidad del aire de 1.225.

Las redes neuronales utilizadas son del tipo back-propagation. Para el entrenamiento de las redes, se utiliza el algoritmo de Levenberg-Marquardt. La programación se realiza utilizando el programa Matlab.

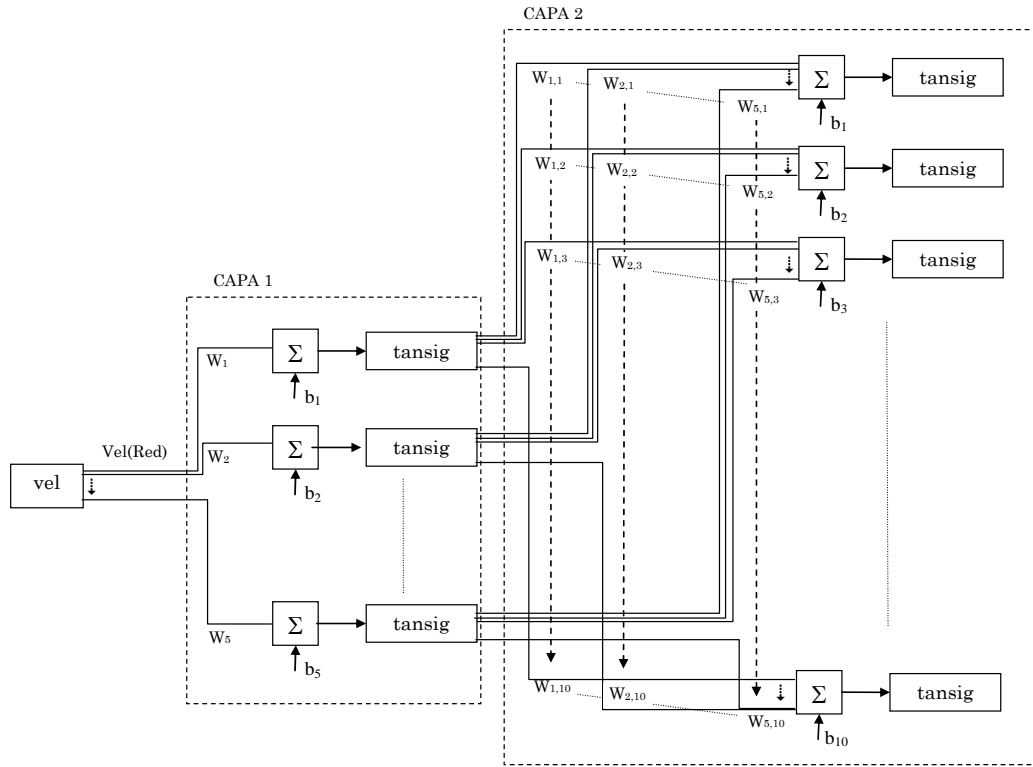
Para el entrenamiento de la red neuronal que representa la curva de la potencia se realiza una aproximación mediante la función “spline” de la curva obtenida a partir de los datos del fabricante a fin de obtener un número de puntos significativos. En este caso se ha seleccionado un paso de 0.001m/s.

La red neuronal obtenida puede ser representada mediante una ecuación matricial y por lo tanto derivable con el fin de incluir las ecuaciones directamente en el estimador. Como ejemplo, se determina la ecuación correspondiente a la red neuronal que relaciona la curva de potencia uno de los aerogeneradores. En este caso se utiliza como entrada la velocidad del viento en el aerogenerador. La red está constituida por dos capas ocultas “tansig” de 5 y 10 neuronas respectivamente. La salida de la primera capa se puede expresar por:



$$\mathbf{C1} = \text{tansig} \left( \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \\ w_4 \\ w_5 \end{bmatrix}_{C1} \cdot \text{vel} + \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ b_4 \\ b_5 \end{bmatrix}_{C1} \right) \Rightarrow \mathbf{C1} = \text{tansig}(\mathbf{W}_{C1} \cdot \text{vel} + \mathbf{B}_{C1}) \quad (4.13)$$

Estas salidas se corresponderán con las entradas de la segunda capa oculta



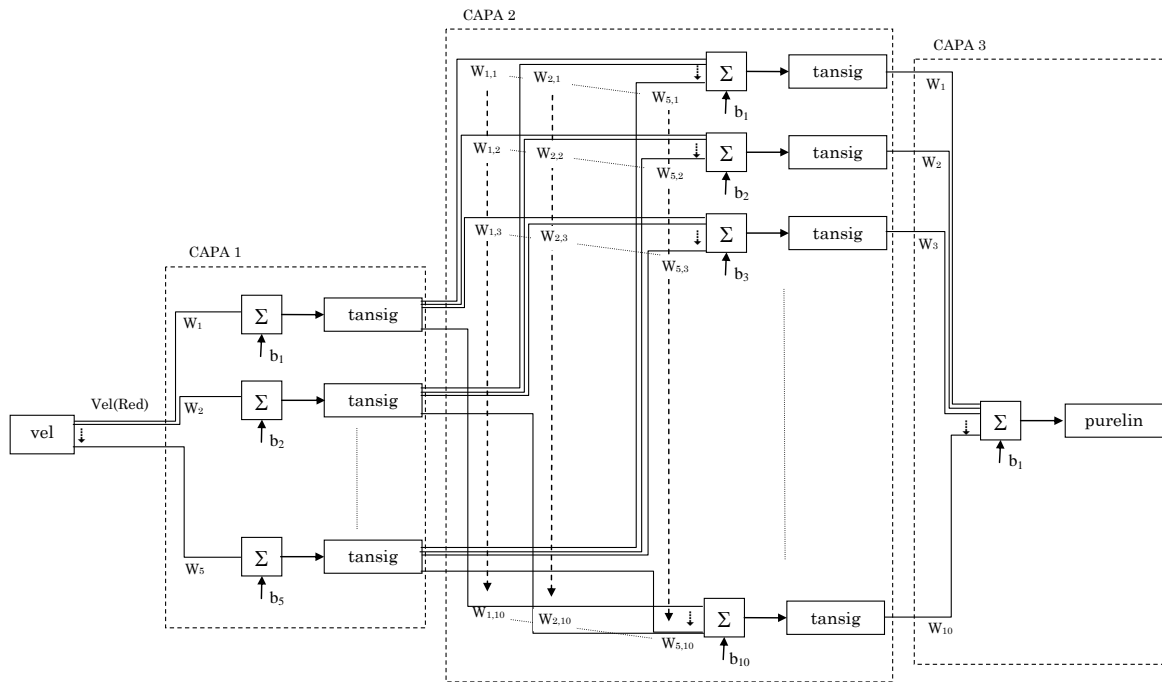
siendo la ecuación correspondiente a la segunda capa:

$$\mathbf{C2} = \text{tansig} \left( \begin{bmatrix} w_{1,1} & w_{2,1} & \dots & w_{5,1} \\ w_{1,2} & w_{2,2} & \dots & w_{5,2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ w_{1,10} & w_{2,10} & \dots & w_{5,10} \end{bmatrix}_{C2(10 \times 5)} \cdot \mathbf{C1} + \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_{10} \end{bmatrix}_{C2(10 \times 1)} \right) \quad (4.14)$$

$$\mathbf{C2} = \text{tansig}(\mathbf{W}_{C2} \cdot (\text{tansig}(\mathbf{W}_{C1} \cdot \text{vel} + \mathbf{B}_{C1})) + \mathbf{B}_{C2}) \quad (4.15)$$

La capa de salida es del tipo purelin, cuya función asociada es

$$\text{purelin}(n) = n \quad (4.16)$$



$$C3 = purelin \left\{ W_{C3} \cdot \left[ tan\ sig \left( W_{C2} \cdot \left( tan\ sig \left( W_{C1} \cdot vel + B_{C1} \right) \right) + B_{C2} \right) \right] + B_{C3} \right\} \quad (4.17)$$

La potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento en el aerogenerador, por tanto, puede ser determinada por la ecuación matricial:

$$P = \left\{ W_{C3} \cdot \left[ tan\ sig \left( W_{C2} \cdot \left( tan\ sig \left( W_{C1} \cdot vel + B_{C1} \right) \right) + B_{C2} \right) \right] + B_{C3} \right\} \quad (4.18)$$

La inclusión dentro del estimador de la ecuación correspondiente a la característica de potencia de la máquina se precisa la variación de la potencia frente a la velocidad de la misma.

$$\frac{dP(v)}{dv} \quad (4.19)$$

La realización de la derivada se realiza siguiendo los siguientes pasos:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial vel} &= \frac{\partial \left( \left[ W_{C3,1} \ \dots \ W_{C3,10} \right]_{1 \times 10} \times \left[ C2 \right]_{10 \times 1} + B_{C3(1 \times 1)} \right)}{\partial vel} = \\ &= \left[ W_{C3,1} \ \dots \ W_{C3,10} \right]_{1 \times 10} \times \frac{\partial \left( \left[ C2 \right]_{10 \times 1} \right)}{\partial vel} \end{aligned} \quad (4.20)$$

El cálculo de la derivada de C2 respecto a la velocidad se realiza teniendo en cuenta que  $tan\ sig'(x) = 1 - tan\ sig(x)^2$ . Como:

$$C2 = tan\ sig \left( \begin{bmatrix} W_{C2(1,1)} & \dots & W_{C2(1,5)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ W_{C2(10,1)} & \dots & W_{C2(10,5)} \end{bmatrix}_{10 \times 5} \times \left[ C1 \right]_{5 \times 1} + \begin{bmatrix} B_{C1(1,1)} \\ \vdots \\ B_{C1(10,1)} \end{bmatrix}_{10 \times 1} \right) \quad (4.21)$$

La derivada de C2 respecto a la velocidad se expresará por:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial [C2]_{10 \times 1}}{\partial vel} &= \left( \begin{bmatrix} I \\ \vdots \\ I \end{bmatrix}_{10 \times 1} - \begin{bmatrix} C2_{(1,1)}^2 \\ \vdots \\ C2_{(10,1)}^2 \end{bmatrix}_{10 \times 1} \right) \otimes \frac{\partial \left( \begin{bmatrix} W_{C2(1,1)} & \cdots & W_{C2(1,5)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ W_{C2(10,1)} & \cdots & W_{C2(10,5)} \end{bmatrix}_{10 \times 5} \times [CI]_{5 \times 1} + \begin{bmatrix} B_{CI(1,1)} \\ \vdots \\ B_{CI(10,1)} \end{bmatrix}_{10 \times 1} \right)}{\partial vel} \\
 &= \left( \begin{bmatrix} I \\ \vdots \\ I \end{bmatrix}_{10 \times 1} - \begin{bmatrix} C2_{(1,1)}^2 \\ \vdots \\ C2_{(10,1)}^2 \end{bmatrix}_{10 \times 1} \right) \otimes \left( \begin{bmatrix} W_{C2(1,1)} & \cdots & W_{C2(1,5)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ W_{C2(10,1)} & \cdots & W_{C2(10,5)} \end{bmatrix}_{10 \times 5} \times \frac{\partial [CI]_{5 \times 1}}{\partial vel} \right) \\
 &\quad (4.22)
 \end{aligned}$$

donde el símbolo  $\otimes$ , representa la multiplicación de los elementos de la matriz miembro a miembro.

Por otra parte:

$$\frac{\partial [CI]_{5 \times 1}}{\partial vel} = \begin{bmatrix} (1 - CI_{(1,1)}^2) \cdot W_{CI(1,1)} \\ \vdots \\ (1 - CI_{(5,1)}^2) \cdot W_{CI(5,1)} \end{bmatrix}_{5 \times 1} \quad (4.23)$$

El proceso exige la resolución de las ecuaciones matriciales anteriores.

La programación en Matlab se realizaría de la siguiente manera:

$$\frac{\partial P}{\partial vel} = W_{C3} * (1 - C2.^2) .* W_{C2} * (1 - CI.^2) .* W_{CI} \quad (4.24)$$

donde

$$\begin{aligned}
 [CI]_{5 \times 1} &= \tan sig \left( W_{CI(5 \times 1)} * [vel] + B_{CI(5 \times 1)} \right) \\
 [C2]_{10 \times 1} &= \tan sig \left( W_{C2(10 \times 5)} * [CI]_{5 \times 1} + B_{C2(10 \times 1)} \right)
 \end{aligned}$$

#### 4.4.1 Influencia de la densidad del aire en la curva de potencia en función del tipo de aerogenerador

Con base en la norma IEC-61400-12 (IEC,1998) de la Comisión Electrotécnica Internacional, se debe considerar una corrección por la variación de la densidad del aire en función de la altura. Para aquellos aerogeneradores con control por desprendimiento de flujo (stall regulation), que son aquellos que mediante las propiedades aerodinámicas de las aspas limitan el par producido a altas velocidades, la corrección de la curva de potencia se debe hacer de acuerdo con la ecuación:

$$P_c = P_n \frac{\rho}{\rho_{ref}} \quad (4.25)$$

donde

$P_c$  : es la potencia generada como función de la densidad del aire atmosférico del sitio,

$P_n$  : es la potencia nominal del aerogenerador,

$\rho_{ref}$  : es la densidad del aire de referencia (comúnmente 1.225kg/m<sup>3</sup>)

$\rho$  : es la densidad del aire de la localidad.

Para aquellos aerogeneradores con control de ángulo de ataque (pitch regulation), se debe aplicar la corrección de acuerdo con la expresión:

$$v_c = \frac{v_n}{\sqrt[3]{\frac{\rho}{\rho_{ref}}}} \quad (4.26)$$

donde

$v_c$  : es la velocidad corregida

$v_n$  : es la velocidad de referencia

Es importante indicar que la corrección que se lleva a cabo mediante la ecuación anterior, se trata de una corrección aplicada a la velocidad del viento, por lo que la curva de potencia se desplaza sobre el eje horizontal.

Si se representa la relación entre la potencia que proporciona cada aerogenerador en función de la densidad del aire se observa que para los aerogeneradores de paso variable, los valores máximos se sitúan entorno a una recta que representa la potencia nominal del aerogenerador, para aquellos valores de densidad donde la generación en algún momento es la máxima posible.

Sin embargo, al realizar la misma representación en los aerogeneradores con control por pérdida aerodinámica, se observa una fuerte dependencia del valor máximo de la potencia obtenida con la densidad. Si se representa en la misma gráfica el valor de potencia corregido a la densidad normal, el valor máximo obtenido se aproxima a un valor máximo único definido como el valor de potencia nominal del aerogenerador.

En el caso de aerogeneradores con paso de pala variable, el control se activa a partir de un determinado valor de potencia de salida, por lo que el valor máximo de potencia extraída del aerogenerador no depende directamente de la densidad del aire.

Se distinguirán por tanto, dos tipos de aerogeneradores

Tipo 1: Aerogeneradores con control de potencia por pérdida aerodinámica.

Tipo 2: Aerogeneradores con control de potencia electrónico.

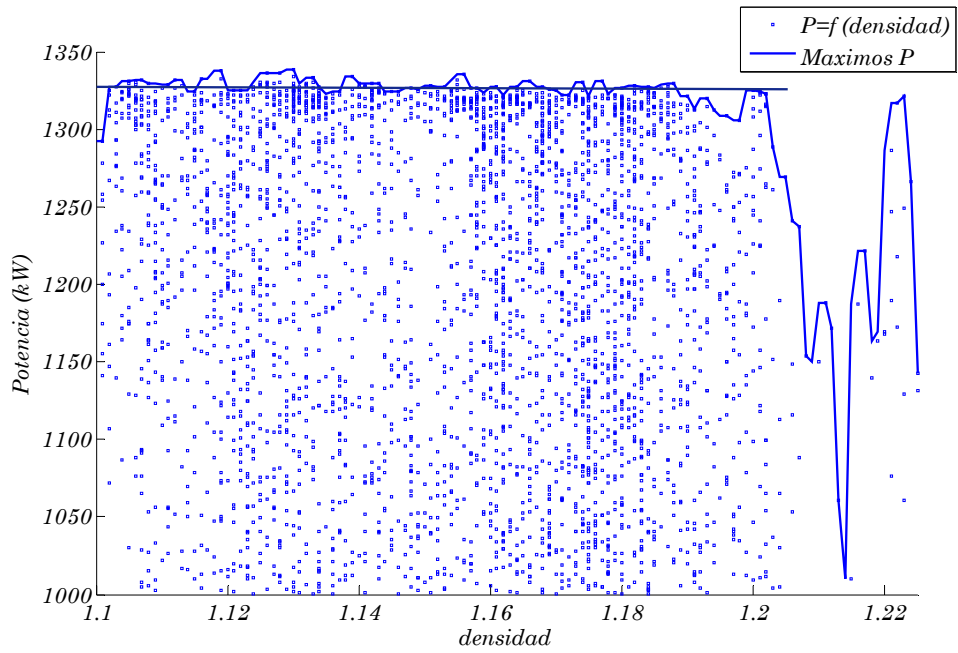


Fig. 4-10: Aerogenerador Bonus 1.3MW. Potencia en función de la densidad del air

e

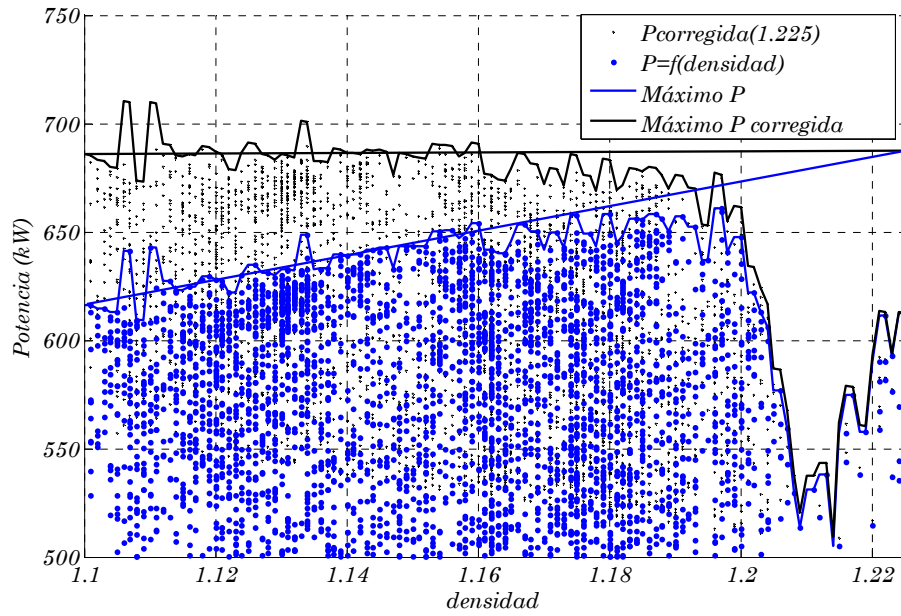


Fig. 4-11: Aerogenerador Made AE 46. Torre 6. Influencia de la densidad

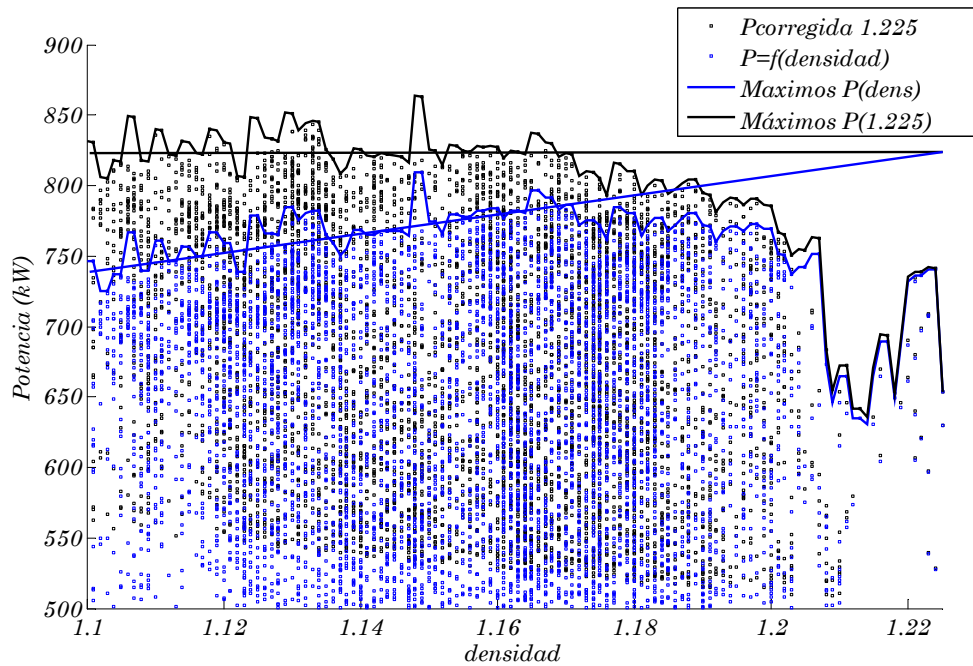


Fig. 4-12: Aerogenerador Neg Micon NM 750. Torre 2. Influencia de la densidad

#### 4.4.1.1 Tipo 1: Control por pérdida aerodinámica

La curva de potencia dependerá de la densidad del aire de forma que para el mismo valor de velocidad, la potencia será proporcional a  $\rho$ .

Por otra parte, estos aerogeneradores presentan una curva de potencia en la que se produce un máximo para el valor de velocidad nominal y a partir de este valor, disminuye la potencia al aumentar la velocidad.

En este parque se dispone de cuatro fabricantes de aerogeneradores de este tipo.

Se determinan para este tipo de aerogeneradores 3 tipos de redes neuronales diferentes.

En primer lugar se define la red neuronal  $P = h_{eCP}(v)$  que permite determinar el valor de la potencia a partir de la velocidad. El valor obtenido se refiere a la densidad normalizada  $\rho_o$ , por lo que la potencia para cualquier valor de densidad será:

$$P = \frac{\rho}{\rho_o} h_{eCP}(v) \quad (4.27)$$

Esta será la ecuación utilizada en el estimador. En este parque se dispone del valor de densidad en cada instante, siendo este un parámetro que depende de la temperatura, la altitud y la humedad del aire.

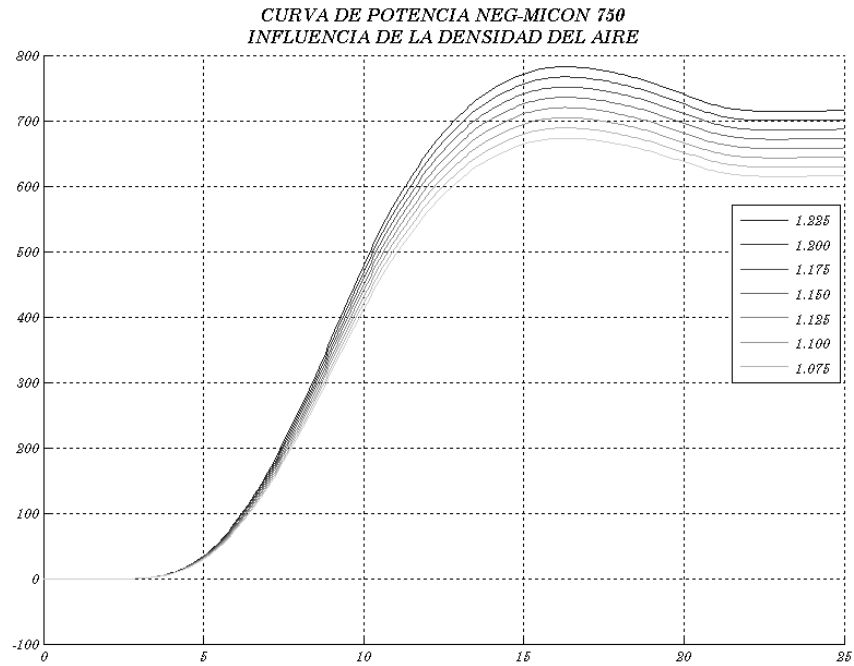


Fig. 4-13: Curva de potencia en función de la densidad del aire. Aerogenerador con control por pérdida aerodinámica

En la Fig. 4-14 se representa la derivada de la curva de potencia del aerogenerador Neg-Micon NM750 para cada valor de la densidad del aire.

En el apéndice I se muestra el resultado tanto de las redes neuronales como de sus derivadas para el resto de los aerogeneradores del parque.

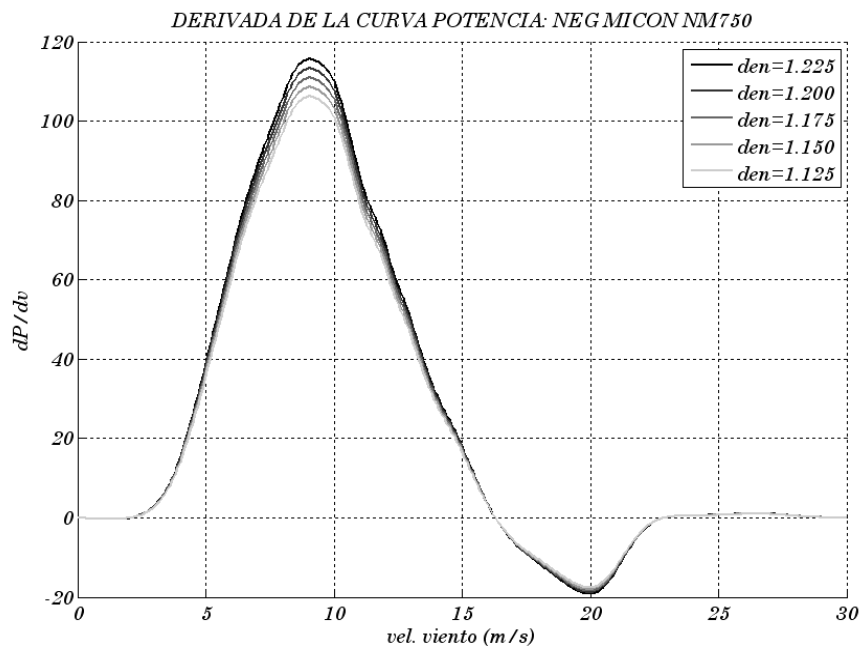
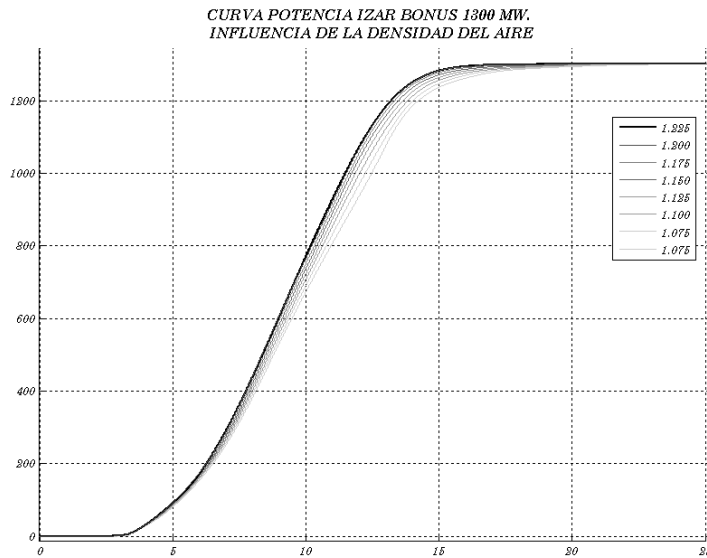


Fig. 4-14: Derivada de la curva de potencia Neg-Micon NM750

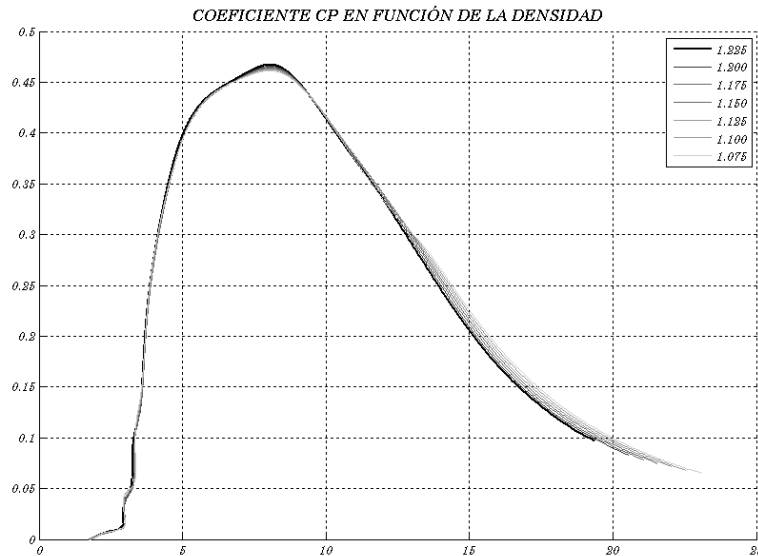
**4.4.1.2 Tipo 2: Aerogeneradores con control de potencia electrónico con variación de paso de pala.**

En este caso, se considera la potencia proporcional a la densidad, para el mismo valor de velocidad de viento hasta la zona en la que actúa el control electrónico.

En la siguiente gráfica se representa una familia de curvas de potencia en función de  $\rho$  que han sido determinadas atendiendo a la hipótesis de que el control electrónico funciona limitando la potencia a partir de un cierto valor de la misma. Se puede observar que para que la máquina otorgue un valor de potencia determinado se precisa mayor velocidad si la densidad de aire es menor.



**Fig. 4-15: Curva de potencia en función de la densidad del aire. Aerogenerador con control electrónico de potencia**



**Fig. 4-16: Coeficiente de potencia en función de la densidad**



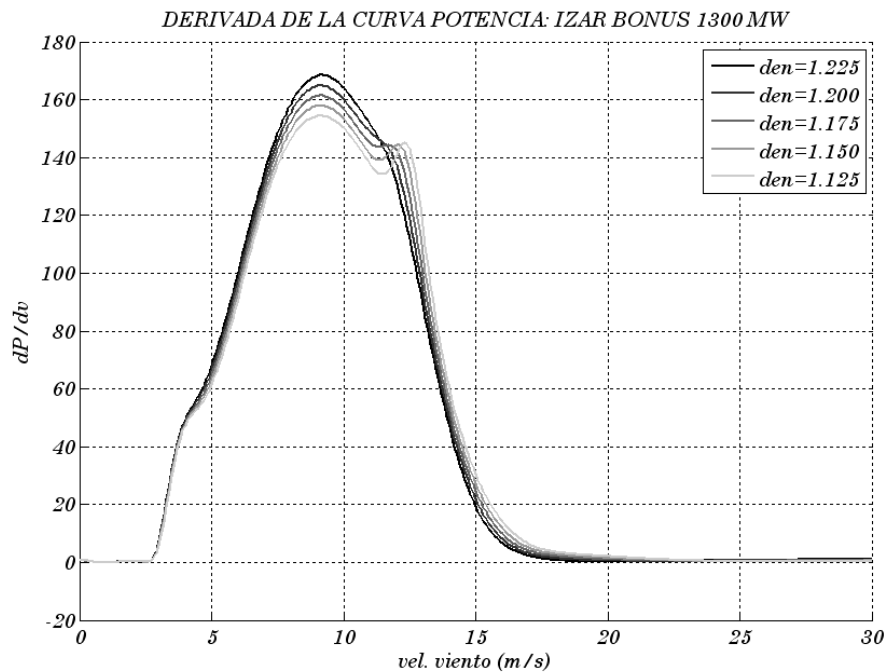
Esta hipótesis exige que haya una variación del coeficiente de potencia  $C_p$  tal como se muestra en la figura.

Se determinan en este caso una red neural con dos entradas, la velocidad y la densidad del aire, cuya salida es la potencia entregada por la máquina.

$$P = h_{eCP}(v, \rho) \quad (4.28)$$

La densidad se tomará como parámetro constante ya que su variación es lenta con el tiempo.

Si se deriva la curva que define la variación de la potencia en función de la velocidad y densidad de aire, en el caso del aerogenerador Izar-Bonus 1300 MW, para distintos valores de densidad de aire, se obtienen las curvas representadas en la Fig. 4-17 .



*Fig. 4-17: Derivada de la curva de potencia*

En el apéndice I se muestran las curvas de potencia y sus derivadas correspondientes a los otros dos aerogeneradores del parque que disponen de control de paso de pala.



---

## 5. Estimador de parámetros

---

### 5.1 Diagrama de admitancias de la máquina de inducción.

La estimación de un apropiado conjunto de parámetros para los modelos de la máquina de inducción ha sido un tema de alto interés para los investigadores de máquinas rotativas. Tanto el modelo como las técnicas utilizadas para la estimación de los parámetros, son función de la aplicación requerida.

En esta tesis, se diseña una técnica que ajusta el comportamiento de la máquina partiendo de las medidas reales de tensión, potencia activa y reactiva e intensidad medidas a la salida de cada uno de los aerogeneradores. De la misma manera, el modelo elegido representa la máquina en régimen estacionario que se corresponde con la aplicación elegida (estimación de estado).

Los modelos de la máquina de inducción trifásica pueden representarse por medio de circuitos eléctricos cuyos elementos determinan los parámetros de los modelos. Estos circuitos diferencian las tres partes fundamentales de la máquina (estator, rotor y el circuito magnético que representa el entrehierro). Las potencias activas se representan a partir de las potencias que disipan las resistencias y los flujos, tanto el útil del entrehierro como los de dispersión se representan mediante inductancias.

El valor de los parámetros varía en función de, entre otros, el punto de operación de la máquina, la temperatura de funcionamiento, envejecimiento, frecuencia, saturación, todas ellas difícilmente calificables [55] [56]. Sin embargo, en muchas aplicaciones se suele modelar el comportamiento de la máquina asumiendo constante la naturaleza de estos parámetros.

En este caso, no se dispone de datos de los fabricantes respecto a los parámetros relativos a las máquinas que forman parte de cada uno de los aerogeneradores. El circuito equivalente de la máquina no proporciona la cantidad de ecuaciones suficiente para determinar con ellas un único valor para cada parámetro eléctrico. Como consecuencia de esto, los parámetros no son calculados sino estimados. Esta estimación se realizará en función de unas hipótesis determinadas adaptando el número de ecuaciones al número de parámetros.

Esto se demuestra en [57] donde se analiza la impedancia de entrada del circuito equivalente en régimen permanente y se plantea la imposibilidad de estimar todos los parámetros si se tienen solamente medidas de tensión, intensidad, velocidad y par, debido a que se pueden conocer las relaciones entre los parámetros, pero no los valores puntuales.

El objetivo es buscar la relación entre la potencia activa y reactiva cedida o consumida por la máquina en régimen estacionario, por lo que se centra el problema en la estimación de los parámetros eléctricos. Los parámetros mecánicos, utilizados para la representación en régimen transitorio, no son de utilidad en este caso.

El modelo de jaula sencilla con parámetros constantes tiene una gran simplicidad de cálculo por lo que ha sido seleccionado en la mayoría de los casos para el diseño de sistemas de control y análisis matemático de la máquina de inducción, tanto en régimen dinámico como en régimen permanente [58] [59] [60] [61].

En la mayoría de los casos, los datos de los que se alimentan estos modelos se refieren a un conjunto de datos experimentales [55] [61], cuya cantidad depende del equipo de medida disponible, o proporcionados por los fabricantes [62] [63], cuyos valores se limitan a los puntos de funcionamiento correspondientes arranque, funcionamiento nominal, sincronismo, par máximo.

Los datos experimentales deben de corresponderse con ensayos realizados en puntos de operación diferentes al nominal y en todo el rango de velocidades. Las medidas deben ser tomadas con la máquina estabilizada.

En el presente caso, los datos de partida se pueden considerar experimentales en cuanto a que se corresponden con datos medidos on-line, durante el funcionamiento real de la máquina como generador en sistemas cerrados con etapas de adecuación de potencia.

Los métodos más comunes de estimación de parámetros constantes parten de los datos experimentales de las pruebas a rotor libre y rotor bloqueado, y han sido ampliamente utilizados para determinar los parámetros del circuito equivalente de la máquina de inducción. La descripción de estos métodos de se puede encontrar en bibliografía de máquinas eléctricas [64] [65]. Esta metodología es adecuada cuando la implementación de la máquina permite realizar dichas pruebas y los análisis a realizar son en estado estacionario dentro de la zona de funcionamiento estable. En el ensayo a rotor libre se obtienen datos respecto al funcionamiento de la máquina en sincronismo y permiten determinar la rama de vacío del esquema eléctrico. El ensayo a rotor bloqueado se corresponde con el funcionamiento de la máquina correspondiente al punto de arranque. Estos ensayos se complementan con la medida directa de la resistencia del estator, permitiendo determinar el circuito equivalente aproximado de la máquina,

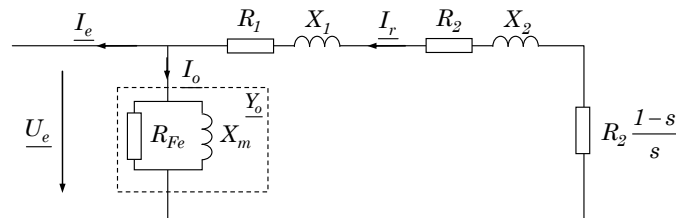


Fig. 5-1: Circuito equivalente aproximado de la máquina de inducción

donde las resistencias  $R_1$ ,  $R_2$  y  $R_{Fe}$  representan las pérdidas de potencia en el estator, rotor y circuito magnético respectivamente,  $R_2 \frac{1-s}{s}$  modela la potencia eléctrica

generada y las reactancias  $X_1$ ,  $X_2$  y  $X_m$  los flujos de dispersión del estator y del rotor y el flujo mutuo en el entrehierro de la máquina.

En [66], se realiza una adaptación de esta técnica utilizando el modelo exacto del circuito equivalente de la máquina partiendo de los datos de arranque, rendimiento y factor de potencia de la máquina al 50%, 75% y 100% de la carga nominal. Existen otros métodos con la misma metodología o estudios como el [67] donde se demuestra la existencia de infinitos valores para los parámetros, que satisfacen matemáticamente las ecuaciones del circuito equivalente en régimen permanente.

A partir de los datos medidos, se precisa gran número de valores para obtener una buena estimación. Los algoritmos basados en estos datos primeramente procesan los datos determinando un primer conjunto de parámetros, llamados parámetros iniciales. Estos valores puede ser acotado eliminando por ejemplo aquellos valores que sean negativos o nulos, o no estén enmarcados en un rango determinado. Con este conjunto de valores se realiza una estimación de parámetros por el método de los mínimos cuadrados (LMS) [68] iterando hasta conseguir un determinado valor de error.

Como se verá posteriormente, el conjunto de valores iniciales, es decir, la situación de partida determinará el resultado final de la estimación. La variabilidad y sensibilidad de los parámetros han direccionado muchas investigaciones hacia el análisis de la evolución de los parámetros y su dependencia con otras variables o características de funcionamiento.

Uno de los objetivos de esta tesis es incluir una serie de restricciones en el estimador de estado clásico que permitan relacionar entre sí tanto las variables eléctricas de cada una de las máquinas como la relación de estas con el viento en el parque.

Respecto a la primera condición, se precisa determinar unas ecuaciones que relacionen la potencia activa, reactiva y la tensión a la salida del aerogenerador. No se dispone de los parámetros del circuito equivalente de ninguna de las máquinas por lo que en este capítulo se determinará la forma de obtener unos parámetros que representen el funcionamiento de cada uno de los aerogeneradores en función de los datos medidos.

Se pretenden conseguir los parámetros del circuito equivalente exacto de la máquina asíncrona:

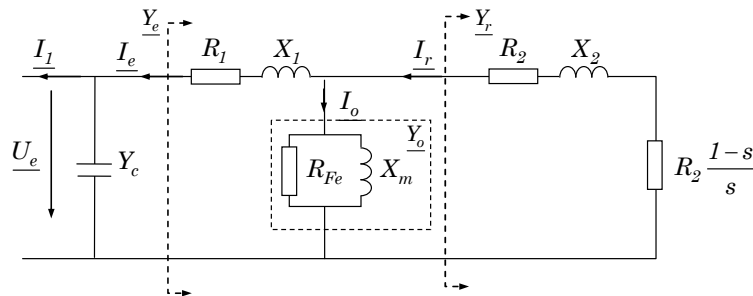


Fig. 5-2: Equivalente exacto de la máquina asíncrona con compensación de energía reactiva

donde:

$I_l$ : Intensidad medida a la salida del aerogenerador

$U_e$ : Tensión medida a la salida del aerogenerador

$Y_C$ : admitancia equivalente a la compensación de reactiva

$I_e$ : Intensidad en el estator de la máquina

$R_1$ : resistencia del estator. Modela las pérdidas de potencia activa en el estator.

$X_l$ : inductancia que modela el flujo de dispersión en el estator

$R_2$ : resistencia que modela las pérdidas de potencia activa en el rotor

$X_2$ : inductancia que modela el flujo de dispersión en el rotor

$R_{Fe}$ : resistencia que modela las pérdidas de potencia activa en el hierro

$X_m$ : reactancia que modela el flujo dentro de la máquina

$$Y_0 = \frac{I}{R_{Fe}} - \frac{I}{X_m} j = Y_{0x} + j \cdot Y_{0y} : \text{admitancia de vacío.}$$

$s$ : deslizamiento

$$R_2 \frac{1-s}{s} : \text{resistencia que modela la potencia mecánica}$$

$$Y_r = \frac{I}{R_2 + j \cdot X_2} : \text{Admitancia equivalente del rotor de la máquina}$$

$$\underline{Y}_e = \underline{Y}_0 + \underline{Y}_r : \text{Admitancia equivalente del estator de la máquina}$$

Este método será utilizado para determinar los parámetros de las máquinas asíncronas de rotor de jaula de ardilla, es decir los aerogeneradores de velocidad fija tanto de una como de dos velocidades.

### 5.1.1 Ecuaciones del estimador de parámetros

Se eligen como variables de estado los parámetros eléctricos de la máquina.

$$X = [s(I:n) \quad R_2 \quad X_2 \quad Y_{0x} \quad Y_{0y} \quad R_l \quad X_l] \quad (5.1)$$

El vector de medidas se obtiene a partir de las medidas de potencia activa, reactiva y la tensión a la salida de la máquina. Definiendo:

$$Y_P = \frac{P_{med}}{U_{med}^2}, \text{ y } Y_Q = \frac{Q_{med}}{U_{med}^2} \quad (5.2)$$

El valor de la impedancia equivalente del circuito anterior será:

$$\underline{Z}_t = \frac{I}{Y_P + j \cdot Y_Q} = \frac{Y_P - j \cdot Y_Q}{Y_P^2 + Y_Q^2} = \frac{Y_P}{Y_P^2 + Y_Q^2} - j \frac{Y_Q}{Y_P^2 + Y_Q^2} = R_l + j \cdot X_l \quad (5.3)$$

$$\underline{Z}_t = \underline{Z}_l + \frac{I}{\underline{Y}_{0r}} = \underline{Z}_l + \frac{I}{\underline{Y}_0 + \underline{Y}_r} = \underline{Z}_l + \frac{\underline{Z}_r}{1 + \underline{Y}_0 \cdot \underline{Z}_r} \quad (5.4)$$

como

$$I + \underline{Y_0} \cdot \underline{Z_r} = I + (Y_{ox} + j \cdot Y_{oy}) \cdot \left( \frac{R_2}{s} + j \cdot X_2 \right) = \frac{s + (Y_{ox} + j \cdot Y_{oy}) \cdot (R_2 + j \cdot s \cdot X_2)}{s} \quad (5.5)$$

$$\frac{\underline{Z_r}}{I + \underline{Y_0} \cdot \underline{Z_r}} = \frac{(R_2 + j \cdot s \cdot X_2)}{s + (Y_{ox} + j \cdot Y_{oy}) \cdot (R_2 + j \cdot s \cdot X_2)} \quad (5.6)$$

Eligiendo como vector de medidas para el estimador el formado por los valores de resistencia y reactancia de la impedancia equivalente a la salida de la máquina,

$$Z = \begin{bmatrix} R_{t(1:n)} & X_{t(1:n)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{Y_{P(1:n)}^2}{Y_{P(1:n)}^2 + Y_{Q(1:n)}^2} & \frac{Y_{Q(1:n)}^2}{Y_{P(1:n)}^2 + Y_{Q(1:n)}^2} \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

y llamando:

$$A = s + Y_{ox} \cdot R_2 - s \cdot Y_{oy} \cdot X_2, \text{ y } B = Y_{oy} \cdot R_2 + s \cdot Y_{ox} \cdot X_2 \quad (5.8)$$

las ecuaciones que relacionan las variables de estado con las medidas serán:

$$\begin{aligned} R_t &= \frac{R_2 \cdot A + s \cdot X_2 \cdot B}{A^2 + B^2} + R_l \\ X_t &= \frac{s \cdot X_2 \cdot A - R_2 \cdot B}{A^2 + B^2} + X_l \end{aligned} \quad (5.9)$$

Derivando cada uno de los términos respecto a todas las variables de estado:

$$\frac{dA}{ds} = I - Y_{oy} \cdot X_2, \quad \frac{dA}{dR_2} = Y_{ox}, \quad \frac{dA}{dX_2} = -s \cdot Y_{oy}, \quad \frac{dA}{dY_{ox}} = R_2, \quad \frac{dA}{dY_{oy}} = -s \cdot Y_{oy} \quad (5.10)$$

$$\frac{dB}{ds} = Y_{ox} \cdot X_2, \quad \frac{dB}{dR_2} = Y_{oy}, \quad \frac{dB}{dX_2} = s \cdot Y_{ox}, \quad \frac{dB}{dY_{ox}} = s \cdot X_2, \quad \frac{dB}{dY_{oy}} = R_2 \quad (5.11)$$

$$\frac{dR_t}{ds} = \frac{R_2 \cdot \frac{dA}{ds} + X_2 \cdot B + s \cdot X_2 \cdot \frac{dB}{ds}}{A^2 + B^2} - \frac{R_2 \cdot A + s \cdot X_2 \cdot B}{(A^2 + B^2)^2} \cdot \left( 2 \cdot A \cdot \frac{dA}{ds} + 2 \cdot B \cdot \frac{dB}{ds} \right) \quad (5.12)$$

$$\frac{dX_t}{ds} = \frac{s \cdot X_2 \cdot \frac{dA}{ds} + X_2 \cdot A - R_2 \cdot \frac{dB}{ds}}{A^2 + B^2} - \frac{s \cdot X_2 \cdot A - R_2 \cdot B}{(A^2 + B^2)^2} \cdot \left( 2 \cdot A \cdot \frac{dA}{ds} + 2 \cdot B \cdot \frac{dB}{ds} \right) \quad (5.13)$$

$$\frac{dR_t}{dR_2} = \frac{R_2 \cdot \frac{dA}{dR_2} + A + s \cdot X_2 \cdot \frac{dB}{dR_2}}{A^2 + B^2} - \frac{R_2 \cdot A + s \cdot X_2 \cdot B}{(A^2 + B^2)^2} \cdot \left( 2 \cdot A \cdot \frac{dA}{dR_2} + 2 \cdot B \cdot \frac{dB}{dR_2} \right) \quad (5.14)$$

$$\frac{dX_t}{dR_2} = \frac{s \cdot X_2 \cdot \frac{dA}{dR_2} + X_2 \cdot A - R_2 \cdot \frac{dB}{dR_2}}{A^2 + B^2} - \frac{s \cdot X_2 \cdot A - R_2 \cdot B}{(A^2 + B^2)^2} \cdot \left( 2 \cdot A \cdot \frac{dA}{dR_2} + 2 \cdot B \cdot \frac{dB}{dR_2} \right) \quad (5.15)$$

$$\frac{dR_t}{dX_2} = \frac{R_2 \cdot \frac{dA}{dX_2} + s \cdot B + s \cdot X_2 \cdot \frac{dB}{dX_2}}{A^2 + B^2} - \frac{R_2 \cdot A + s \cdot X_2 \cdot B}{(A^2 + B^2)^2} \cdot \left( 2 \cdot A \cdot \frac{dA}{dX_2} + 2 \cdot B \cdot \frac{dB}{dX_2} \right) \quad (5.16)$$

$$\frac{dX_t}{dX_2} = \frac{s \cdot X_2 \cdot \frac{dA}{dX_2} + X_2 \cdot B - R_2 \cdot \frac{dB}{dX_2}}{A^2 + B^2} - \frac{s \cdot X_2 \cdot A - R_2 \cdot B}{(A^2 + B^2)^2} \cdot \left( 2 \cdot A \cdot \frac{dA}{dX_2} + 2 \cdot B \cdot \frac{dB}{dX_2} \right) \quad (5.17)$$

$$\frac{dX_t}{dY_{ox}} = \frac{s \cdot X_2 \cdot \frac{dA}{dY_{ox}} - R_2 \cdot \frac{dB}{dY_{ox}}}{A^2 + B^2} - \frac{s \cdot X_2 \cdot A - R_2 \cdot B}{(A^2 + B^2)^2} \cdot \left( 2 \cdot A \cdot \frac{dA}{dY_{ox}} + 2 \cdot B \cdot \frac{dB}{dY_{ox}} \right) \quad (5.18)$$

$$\frac{dX_t}{dY_{oy}} = \frac{s \cdot X_2 \cdot \frac{dA}{dY_{oy}} - R_2 \cdot \frac{dB}{dY_{oy}}}{A^2 + B^2} - \frac{s \cdot X_2 \cdot A - R_2 \cdot B}{(A^2 + B^2)^2} \cdot \left( 2 \cdot A \cdot \frac{dA}{dY_{oy}} + 2 \cdot B \cdot \frac{dB}{dY_{oy}} \right) \quad (5.19)$$

Teniendo en cuenta las ecuaciones anteriores, la configuración de la matriz jacobiana a la hora de la realización de la estimación de parámetros resulta ser:

$$HS = \left[ \begin{array}{cc|cccccc|cc} \frac{dR_{t1}}{ds_1} & 0 & \frac{dR_{t1}}{dR_1} & \frac{dR_{t1}}{dX_1} & \frac{dR_{t1}}{dR_2} & \frac{dR_{t1}}{dX_2} & \frac{dR_{t1}}{dY_{ox}} & \frac{dR_{t1}}{dY_{oy}} & 1 & 0 \\ & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & \frac{dR_m}{ds_n} & \frac{dR_m}{dR_1} & \frac{dR_m}{dX_1} & \frac{dR_m}{dR_2} & \frac{dR_m}{dX_2} & \frac{dR_m}{dY_{ox}} & \frac{dR_m}{dY_{oy}} & 1 & 0 \\ \hline \frac{dX_{t1}}{ds_1} & 0 & \frac{dX_{t1}}{dR_1} & \frac{dX_{t1}}{dX_1} & \frac{dX_{t1}}{dR_2} & \frac{dX_{t1}}{dX_2} & \frac{dX_{t1}}{dY_{ox}} & \frac{dX_{t1}}{dY_{oy}} & 0 & 1 \\ & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & \frac{dX_m}{ds_n} & \frac{dX_m}{dR_1} & \frac{dX_m}{dX_1} & \frac{dX_m}{dR_2} & \frac{dX_m}{dX_2} & \frac{dX_m}{dY_{ox}} & \frac{dX_m}{dY_{oy}} & 1 & 0 \end{array} \right] \quad (5.20)$$

### 5.1.2 Problemática del estimador de parámetros

El funcionamiento del estimador parte de una situación en la que se dispone de una serie de medidas conocidas, con sus errores correspondientes e intenta, a partir de unos valores definidos como iniciales para las variables de estado, buscar una solución que cumpla con las ecuaciones descritas y se aproxime lo más posible a las medidas realizadas.

En este caso se plantea un problema a la hora de seleccionar los valores iniciales de los parámetros, ya que afectan a la solución obtenida. En la bibliografía correspondiente a la estimación de parámetros, se parte como base de partida del conocimiento de los parámetros facilitados por el fabricante o de la realización de una serie de ensayos que facilitan unos datos de partida para la estimación fiables. En este caso, no se dispone de ninguna de estas medidas, simplemente de valores correspondientes a diferentes puntos



de funcionamiento. Hay que destacar así mismo que tampoco se dispone de medida de la velocidad o el par correspondiente a ninguna de las medidas.

Para algunos de los parámetros de la máquina, las reactancias de dispersión y la reactancia magnetizante, es relativamente sencillo establecer un nivel inicial de cálculo, pero los valores de las resistencias tanto del estator, como del rotor o la del hierro, y el valor de deslizamiento para cada punto de funcionamiento, son inicialmente una incógnita, condicionando en gran medida los resultados obtenidos.

Por otra parte, es necesario obtener una serie de puntos de medida lo suficientemente representativa y en la que no influya la compensación de reactiva en el aerogenerador, ya que la estimación se realizará tras la misma.

## 5.2 Estimación de los parámetros de los aerogeneradores

Se realizará el procedimiento para cada uno de los aerogeneradores del parque por separado al ser a priori máquinas distintas.

### 5.2.1 Aplicación al aerogenerador Izar Bonus 1.3MW. Torre 1

Si se representan en un diagrama de admitancias el valor de la admitancia de entrada se obtiene la siguiente figura, en la que se observan los diferentes valores de compensación así como los puntos correspondientes a las dos velocidades de funcionamiento. El objetivo es buscar unos parámetros que permitan simular el funcionamiento de la máquina, es decir ajustar estos puntos a unas curvas en función de los parámetros de las mismas y el nivel de compensación.

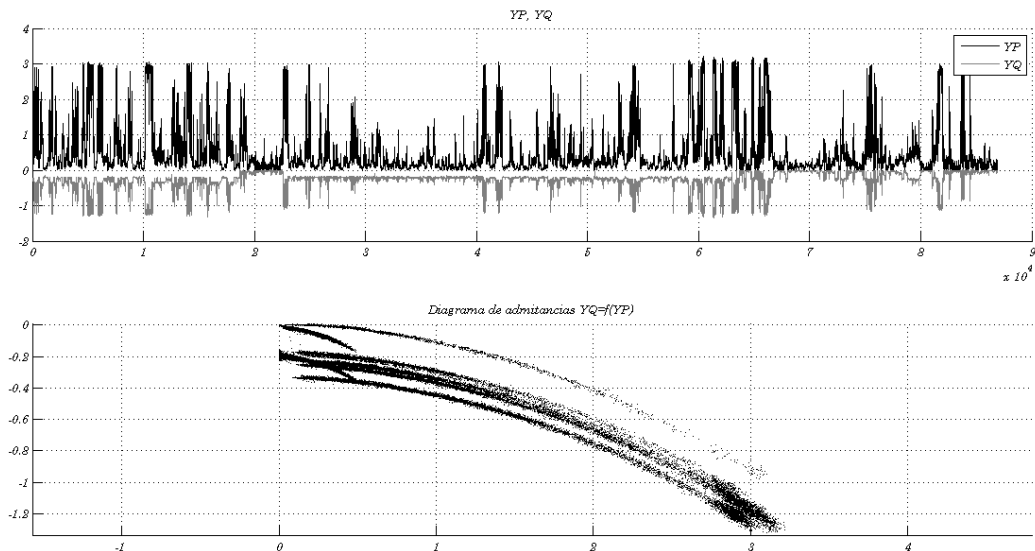


Fig. 5-3: Datos medidos del aerogenerador Izar Bonus 1.3 MW

### 5.2.1.1 Reactancia de vacío y escalones de compensación

Observando la gráfica se puede obtener una estimación inicial de la reactancia de vacío así como los distintos niveles de compensación.

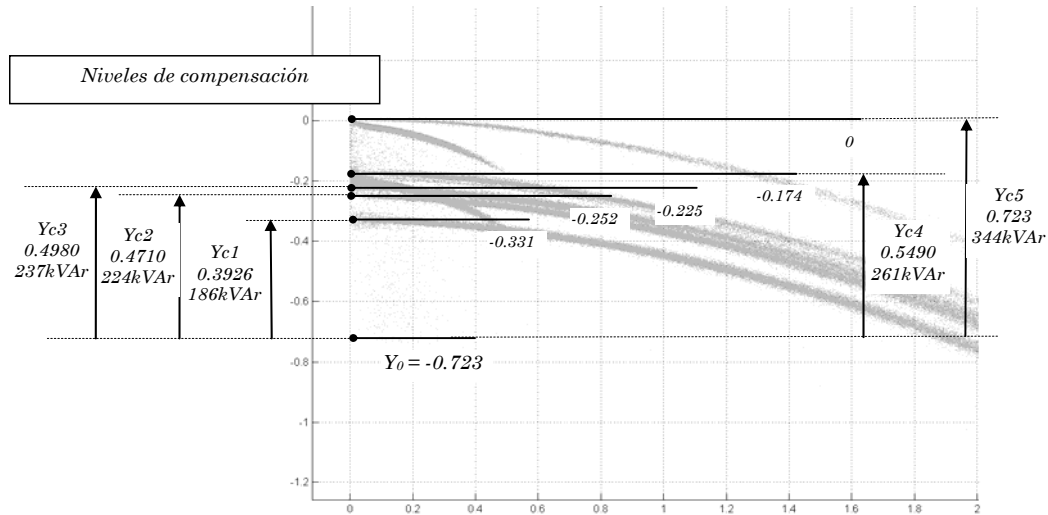


Fig. 5-4: Valor inicial estimado de la reactancia de vacío y niveles de compensación

Los posibles valores de compensación de energía reactiva se obtienen a partir de las baterías de condensadores instaladas. En el caso del aerogenerador Izar-Bonus 1.3MW, se dispone de un condensador de 37.5 kVAr, 3 de 75 kVAr y un último escalón de 87.5 kVAr. Por lo tanto, todas las posibles combinaciones de compensación, suponiendo que las baterías de condensadores no son estáticas, serán:

Tabla 5-1: Escalones compensación Izar-Bonus 1.3Mw

| Escalón | $C1(kVAr)$<br>37.5 | $C2(kVAr)$<br>75 | $C3(kVAr)$<br>75 | $C4(kVAr)$<br>75 | $C4(kVAr)$<br>87.5 | Total |
|---------|--------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|-------|
| 1       | X                  |                  |                  |                  |                    | 37.5  |
| 2       |                    | X                |                  |                  |                    | 75    |
| 3       |                    |                  |                  |                  | X                  | 87.5  |
| 4       | X                  | X                |                  |                  |                    | 112.5 |
| 5       | X                  |                  |                  |                  | X                  | 125   |
| 6       |                    | X                | X                |                  |                    | 150   |
| 7       |                    | X                |                  |                  | X                  | 165.5 |
| 8       | X                  | X                | X                |                  |                    | 187.5 |
| 9       | X                  | X                |                  |                  | X                  | 200   |
| 10      |                    | X                | X                | X                |                    | 225   |
| 11      |                    | X                | X                |                  | X                  | 237.5 |
| 12      | X                  | X                | X                | X                |                    | 262.5 |
| 13      |                    | X                | X                | X                | X                  | 312.5 |
| 14      | X                  | X                | X                | X                | X                  | 350   |

Según lo observado en la gráfica, cuando el aerogenerador funciona con velocidad alta, los niveles de compensación típicos son: 8, 10, 11, 12 y 14.

**5.2.1.2 Obtención de una serie de puntos sobre la que realizar la estimación**

En primer lugar se realiza un filtrado de los datos a fin de obtener puntos representativos de cada uno de los diagramas. Para ello se desechan las medidas correspondientes a cambios bruscos de potencia activa o reactiva.

Para poder estimar el valor de los parámetros se precisa conocer la admitancia de vacío equivalente de la máquina tras la compensación. Para ello, es necesario identificar cada uno de los puntos según el escalón de compensación.

Este procedimiento se realizará utilizando la relación entre la potencia activa y reactiva que proporciona el diagrama del círculo de la máquina suponiendo el circuito equivalente aproximado

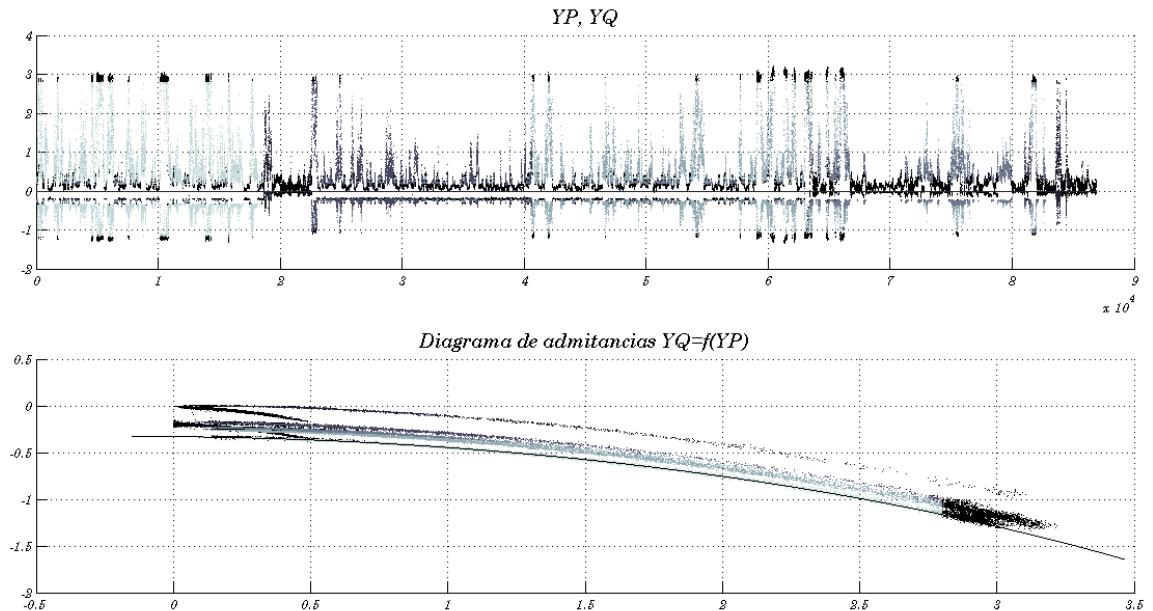


Fig. 5-5: Datos de YP e YQ tras el primer filtro

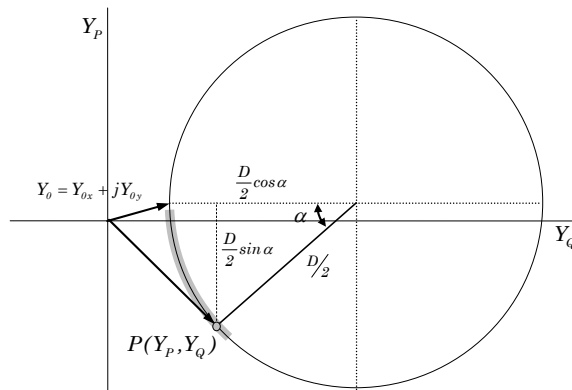


Fig. 5-6: Diagrama del círculo de la máquina asincrónica

El valor del diámetro de este círculo para todos los puntos de funcionamiento se puede obtener a partir de las ecuaciones (5.21), (5.22) y (5.23) :

$$Y_P = \frac{D}{2} \cdot \sin(\alpha) - Y_{ox} \Rightarrow \frac{D}{2} \cdot \sin(\alpha) = Y_P + Y_{ox} \quad (5.21)$$

$$Y_Q = Y_{oy} - \frac{D}{2} + \frac{D}{2} \cdot \cos(\alpha) \Rightarrow \frac{D}{2} \cdot \cos(\alpha) = Y_Q - Y_{oy} + \frac{D}{2} \quad (5.22)$$

Elevando ambas expresiones al cuadrado y sumándolas

$$D = \frac{(Y_Q - Y_{oy})^2 + (Y_P + Y_{ox})^2}{Y_{oy} - Y_Q} \quad (5.23)$$

Como a priori no se conocen los valores de compensación para cada punto de funcionamiento, se determinará en diámetro según la ecuación anterior para todas las combinaciones de compensación posibles.

Si se supone que la admitancia de vacío se corresponde con  $Y_0$ , el valor del diámetro obtenido sería  $D_0$ . Un valor menor de admitancia de vacío (es decir, considerar una compensación mayor que la real), daría como resultado un valor del diámetro menor que el real  $D_l$ , para el mismo punto de funcionamiento teórico P.

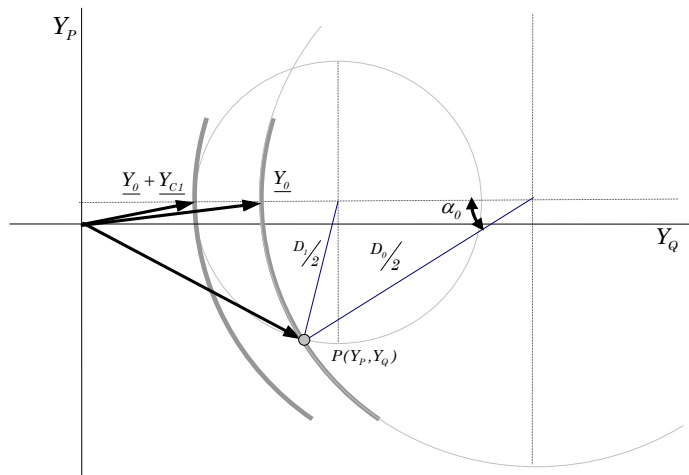


Fig. 5-7: Simulación de funcionamiento

En el caso de que el valor de la admitancia de vacío incluya parte de la compensación, los valores determinados del diámetro para valores que incluyan menor compensación darán como resultado valores mayores del mismo, e incluso valores negativos.

Si se representan los diferentes valores obtenidos para el diámetro en cada uno de los puntos con los valores correspondientes a los diferentes niveles de compensación se observa que para los primeros puntos, el valor del diámetro es mayor en el caso de la compensación mínima que para los demás valores. Se puede suponer, según lo visto anteriormente, que estos valores se corresponden con el nivel más bajo de compensación.

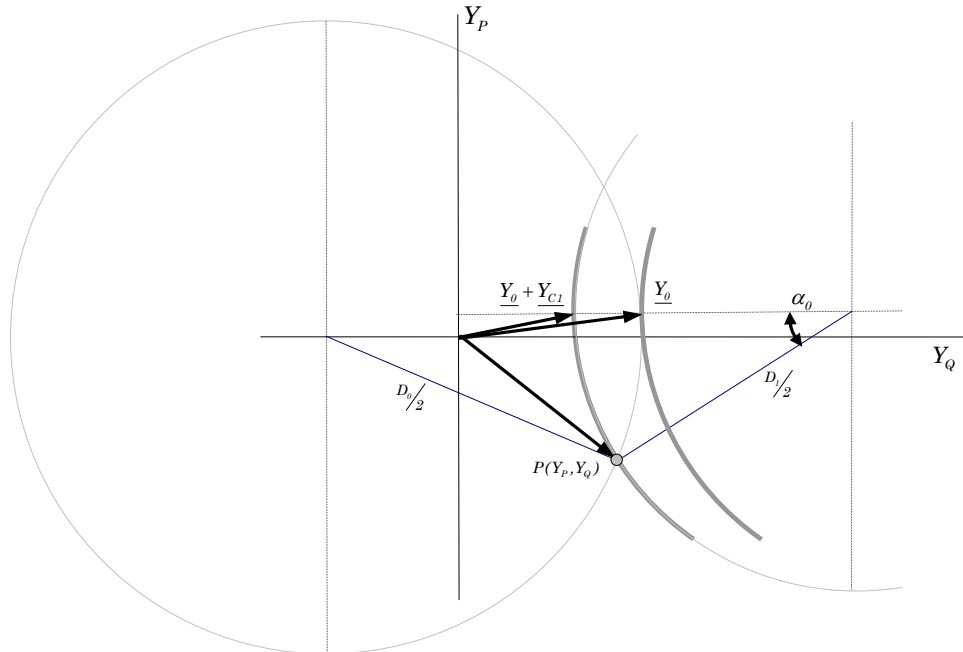


Fig. 5-8: Simulación de funcionamiento

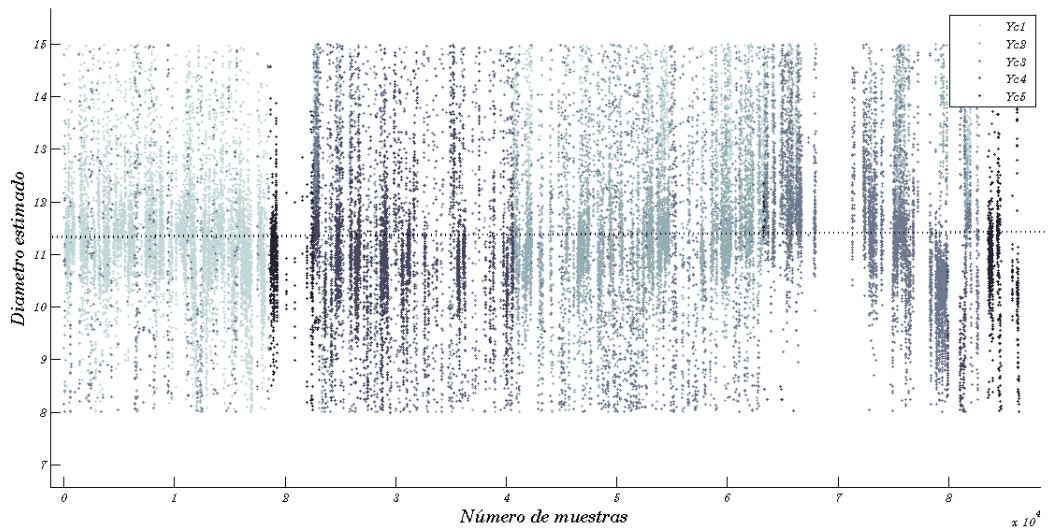
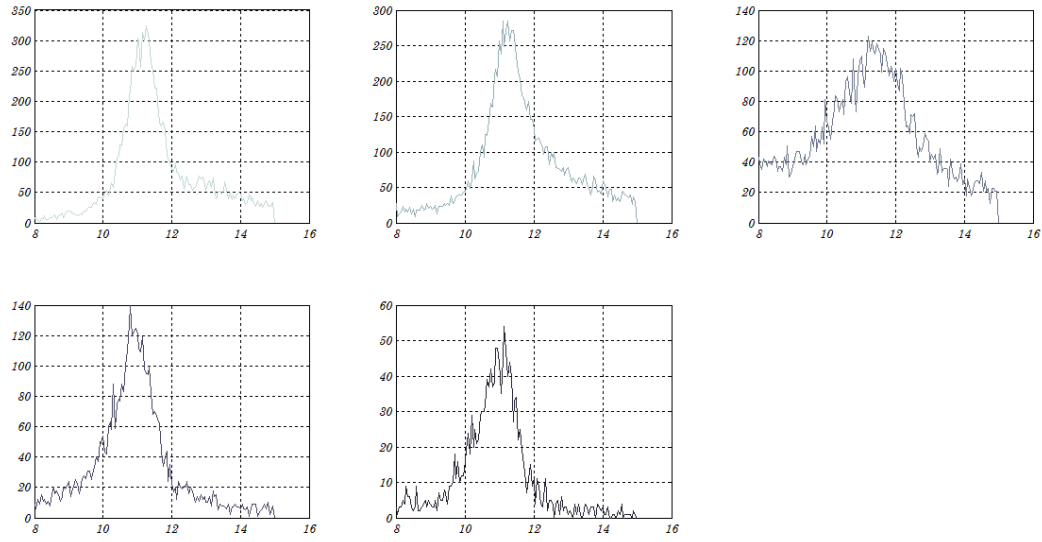
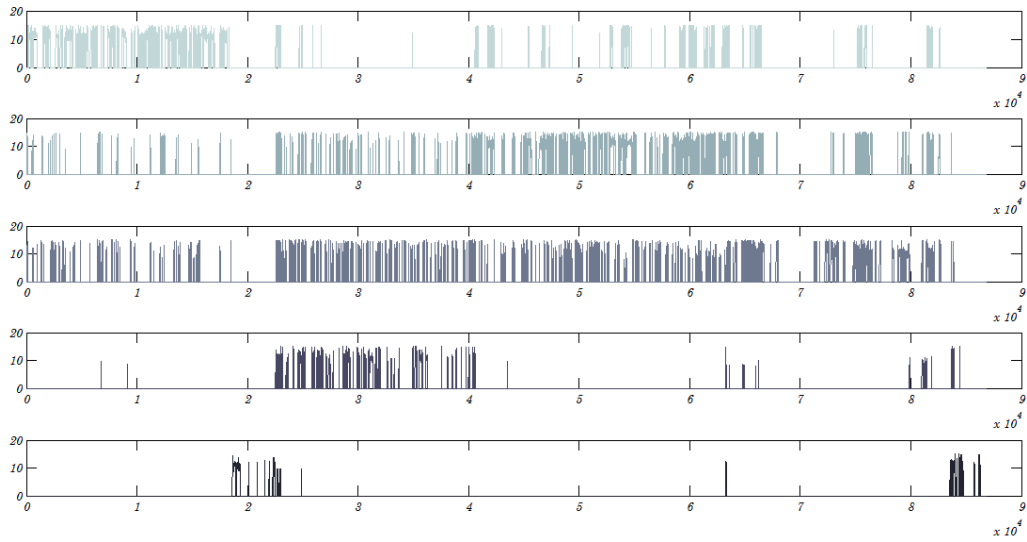


Fig. 5-9: Valores obtenidos de diámetros para los distintos niveles de compensación

Realizando un histograma de los valores obtenidos del diámetro para cada uno de los valores de compensación, empezando por la compensación mínima y eliminando los valores asignados a cada nivel se obtienen los siguientes histogramas en los que se observa que el valor máximo está situado siempre entorno a 11.2 mΩ



*Fig. 5-10: Histograma de los valores del diámetro*



*Fig. 5-11: Asignación del escalón en función del nivel de compensación*

En la siguiente figura se representan la asignación realizada de los valores medidos según los niveles de compensación teóricos. Los puntos negros son estados de funcionamientos no asignados a ningún nivel.

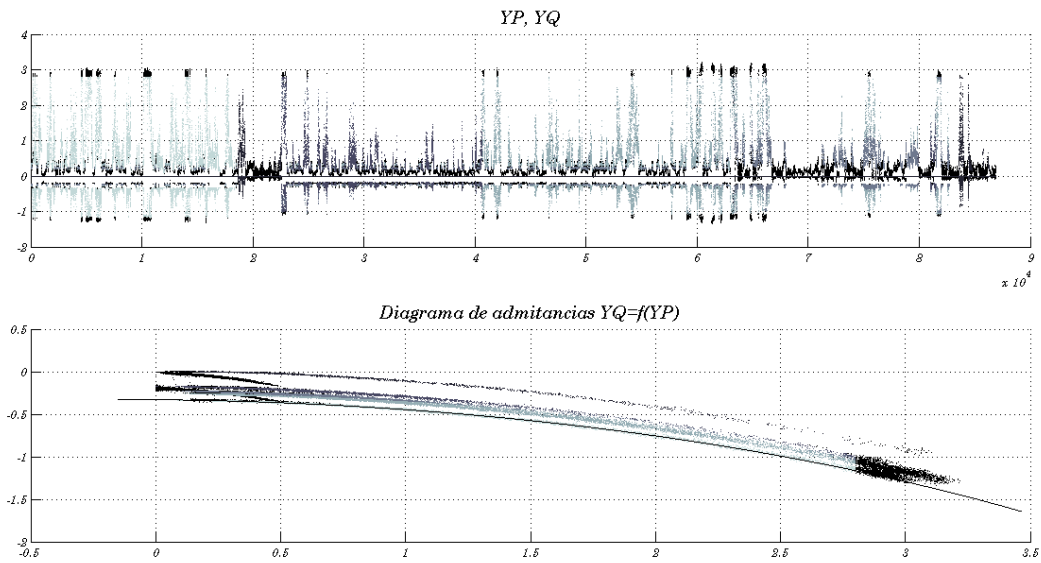


Fig. 5-12: Asignación de valores en función de la compensación

A partir del valor del diámetro determinado, se selecciona una serie de puntos que se corresponden con una compensación en particular. Como norma general este procedimiento se realizará sobre la curva de menor compensación. Se aplica un filtro que asigne puntos no identificados sino se produce un salto significativo de potencia reactiva. En estas condiciones se obtienen los puntos correspondientes a la compensación de reactiva más baja a la velocidad alta de la máquina.

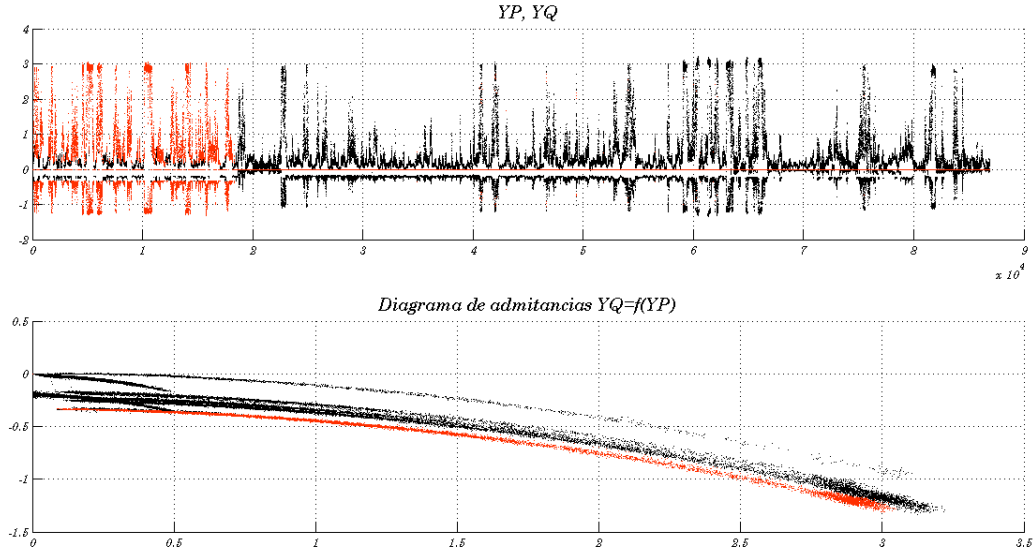


Fig. 5-13: Datos seleccionados para la estimación de parámetros

Una vez establecida una serie de puntos en los que no existe influencia de la segunda velocidad y de la compensación, se procede a realizar la estimación de parámetros sobre estos puntos.

### 5.2.1.3 Influencia de la resistencia del hierro

La consideración del valor que toma la resistencia del hierro influye en el valor del diámetro obtenido. En la siguiente figura se observa que si disminuye el valor de RFe, es decir aumenta la parte real de Yo, el diámetro es mayor. También se observa que se produce una variación de la curvatura del círculo en la zona considerado. Es este caso, se toma el valor de  $Y_{0x}$  inicialmente como 0.15.

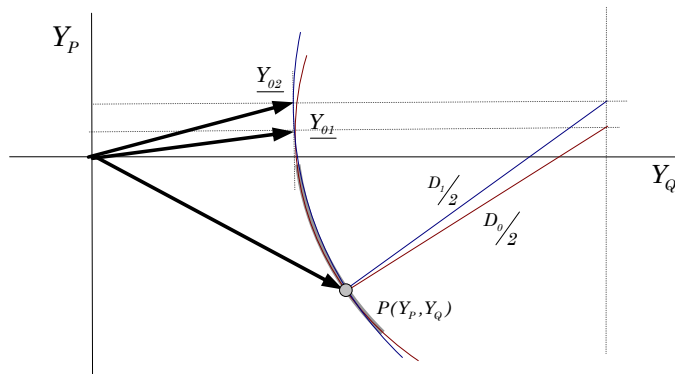


Fig. 5-14: Influencia de la resistencia del hierro en el valor del diámetro

### 5.2.1.4 Relación entre los parámetros del equivalente exacto de la máquina

Para ejecutar el estimador de estado hay que partir de unos valores iniciales de los parámetros.

En el caso de los valores correspondientes a las reactancias de dispersión, al ser

$$X_1 + X_2 = \frac{I}{D} \quad (5.24)$$

se dispone de un margen de variación de estos parámetros.

El valor inicial de la reactancia magnetizante se puede tomar como el inverso al correspondiente a la reactancia de vacío en el caso del diagrama del círculo.

$$X_m = \frac{I}{Y_{0y}} \quad (5.25)$$

El resto de los parámetros de la máquina, es decir las resistencias del rotor, estator y del hierro, dependerán del valor del deslizamiento correspondiente a cada valor de potencia. No se dispone de datos relativos a velocidad nominal del rotor que permitan hacer una estimación inicial de los parámetros.

A continuación se mostrarán los procesos obtenidos para la obtención de los parámetros cogiendo como ejemplo el Aerogenerador Izar-Bonus 1.3 M (Torre 1).

A fin de obtener una estimación fiable, se han realizado 13392 estimaciones variando los parámetros iniciales de deslizamiento máximo (entre -0.005 y -0.02. ) y reactancia de dispersión del estator (entre 40 y 100 mΩ).



Se han desechado para el estudio aquellos que cumplían alguna de las condiciones siguientes:

- Resistencia estator negativa
- Resistencia rotor negativa
- Resistencia hierro negativa
- Reactancia dispersión rotor negativa
- Deslizamientos positivos
- Deslizamientos mayores del 5%

Existe una relación directa (Fig. 5-15) entre el deslizamiento máximo obtenido simulando la máquina con los parámetros proporcionados por el estimador y el valor obtenido para la resistencia del rotor tal como se ve en la figura.

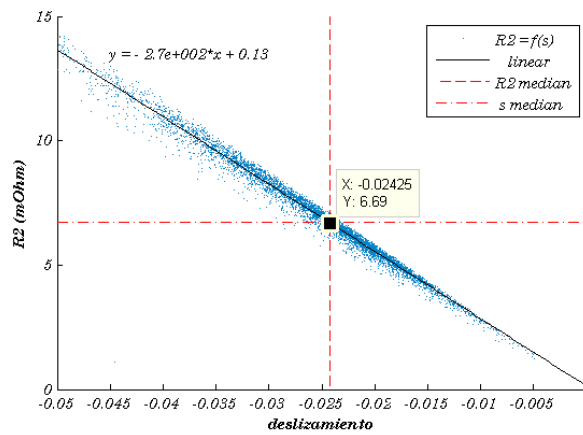


Fig. 5-15: Dependencia de R2 con el valor del deslizamiento

En las figuras siguientes (Fig. 5-16 y Fig. 5-17), se observa la dependencia de los valores de las resistencias del circuito con el deslizamiento así como lo valores correspondientes a las medianas obtenidos.

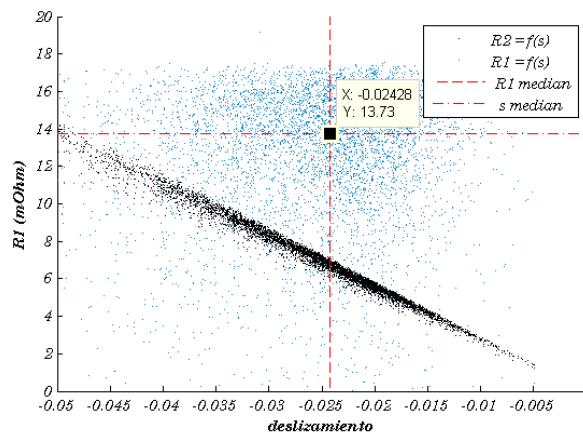


Fig. 5-16: Dependencia de la resistencia del estator con el deslizamiento

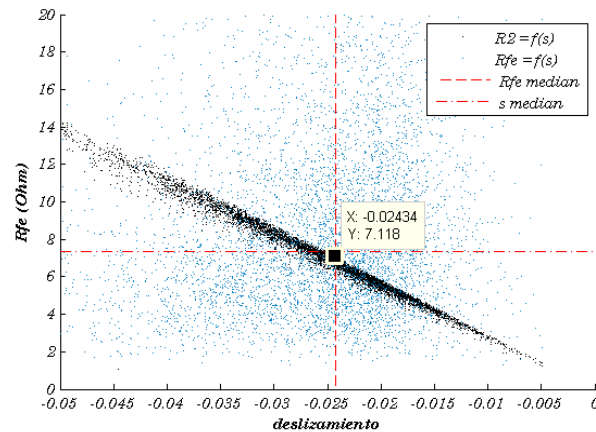


Fig. 5-17: Dependencia de la resistencia del hierro con el deslizamiento

Si se representa la variación de RFe con R1 (Fig. 5-18), se observa que a partir de un determinado valor de resistencia del estator la resistencia del hierro se vuelve negativa, ya que la suma de las potencias activas consumidas en las resistencias ha de ser el valor de salida.

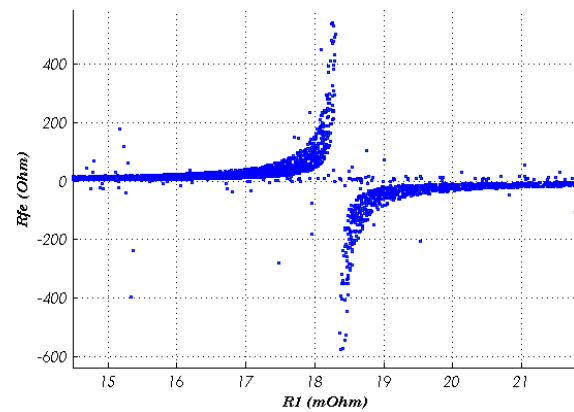


Fig. 5-18: Dependencia de R1 y RFe

Si se representa la dependencia de Rfe con R1 para un determinado valor de la reactancia de dispersión se obtiene la gráfica siguiente:

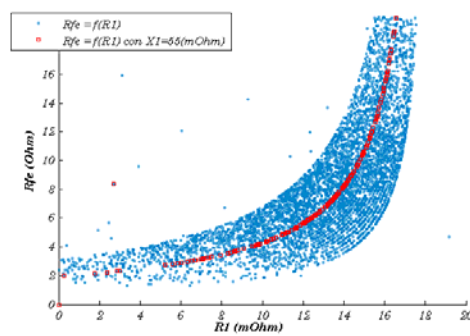


Fig. 5-19: Dependencia de la resistencia del estator y la del hierro

Los valores de las reactancias de dispersión están relacionados entre ellos según (Fig. 5-20).

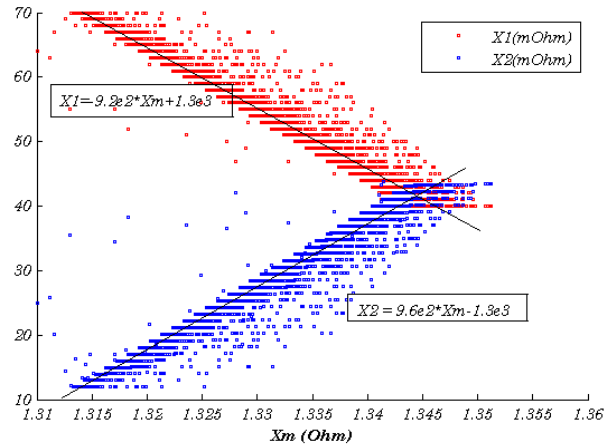


Fig. 5-20: Relación entre las reactancias de la máquina

Todos los conjuntos de valores de parámetros obtenidos desechando los valores claramente fuera de las acotaciones realizadas, representan el diagrama de admitancias de la máquina. Con el estudio realizado anteriormente, en función de los valores obtenidos, se puede deducir que los parámetros reales se aproximarán a los valores proporcionados por la mediana de los obtenidos.

### 5.2.1.5 Selección de los parámetros del aerogenerador.

Para el objetivo de esta tesis, no importa demasiado el conjunto de valores que se elegirán para el cálculo, ya que lo que se busca es obtener una relación entre los parámetros y cualquiera de ellas es válida.

Se realiza una nueva estimación partiendo de los valores iniciales correspondientes a las medianas obtenidas anteriormente. En estas condiciones se obtienen los siguientes parámetros:

Tabla 5-2: Parámetros aerogenerador Izar-Bonus 1.3 MW

|                   | $R_1(m\Omega)$ | $X_1(m\Omega)$ | $R_2(m\Omega)$ | $X_2(m\Omega)$ | $R_{Fe}(\Omega)$ | $X_m(\Omega)$ | Smax    |
|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|---------------|---------|
| Valores iniciales | 13.73          | 55             | 6.69           | 27.39          | 7.118            | 1.329         | -0.024  |
| Izar-Bonus 1.3MW  | 13.5464        | 55.0000        | 6.2913         | 27.3897        | 7.4395           | 1.3291        | -0.0226 |

A partir de estos valores y representando los valores teóricos incluyendo el nivel de compensación con los valores medidos se observa que los diagramas obtenidos permiten representar el funcionamiento de la máquina a velocidad alta.

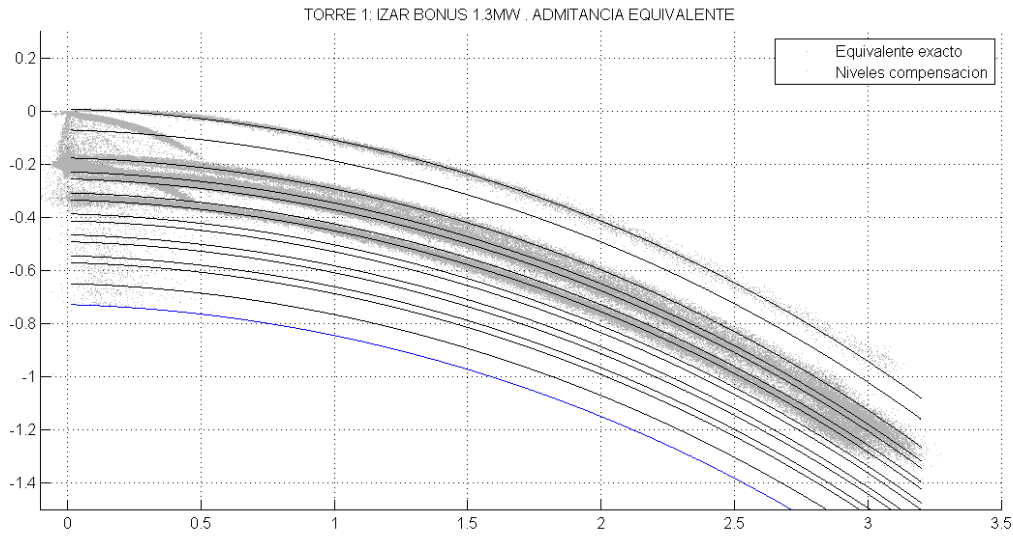


Fig. 5-21: Admitancia equivalente torre 1

### 5.2.1.6 Aproximación polinomial del diagrama de admitancias

Para obtener una relación entre la  $Y_P$  y la  $Y_Q$  se procede a realizar una aproximación polinómica del diagrama obtenido a fin de simplificar las ecuaciones que se utilizarán más adelante en el estimador.

Se observa (Fig. 5-22) que con una polinomial de orden 5 el error cometido es del orden de  $1e-5$

La ecuación resultante será:

$$Y_Q = a_1 \cdot Y_P^5 + a_2 \cdot Y_P^4 + a_3 \cdot Y_P^3 + a_4 \cdot Y_P^2 + a_5 \cdot Y_P + a_6 \quad (5.26)$$

con los siguientes parámetros:

Tabla 5-3: Aproximación polinomial Izar-Bonus 1.3 MW

| $a_1$        | $a_2$       | $a_3$       | $a_4$       | $a_5$       | $a_6$       |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| $-2.2270e-4$ | $+3.695e-4$ | $-2.503e-3$ | $-8.551e-2$ | $-2.899e-2$ | $-7.277e-1$ |

Una vez obtenida la relación entre  $Y_P$  e  $Y_Q$  a velocidad alta sin compensación, se buscará una relación del mismo tipo para la segunda velocidad. Para ello, se busca una serie de puntos correspondientes a esa velocidad y se aplica el mismo procedimiento.

En el anexo I se recogen los datos obtenidos para el resto de los aerogeneradores aplicando el mismo procedimiento.

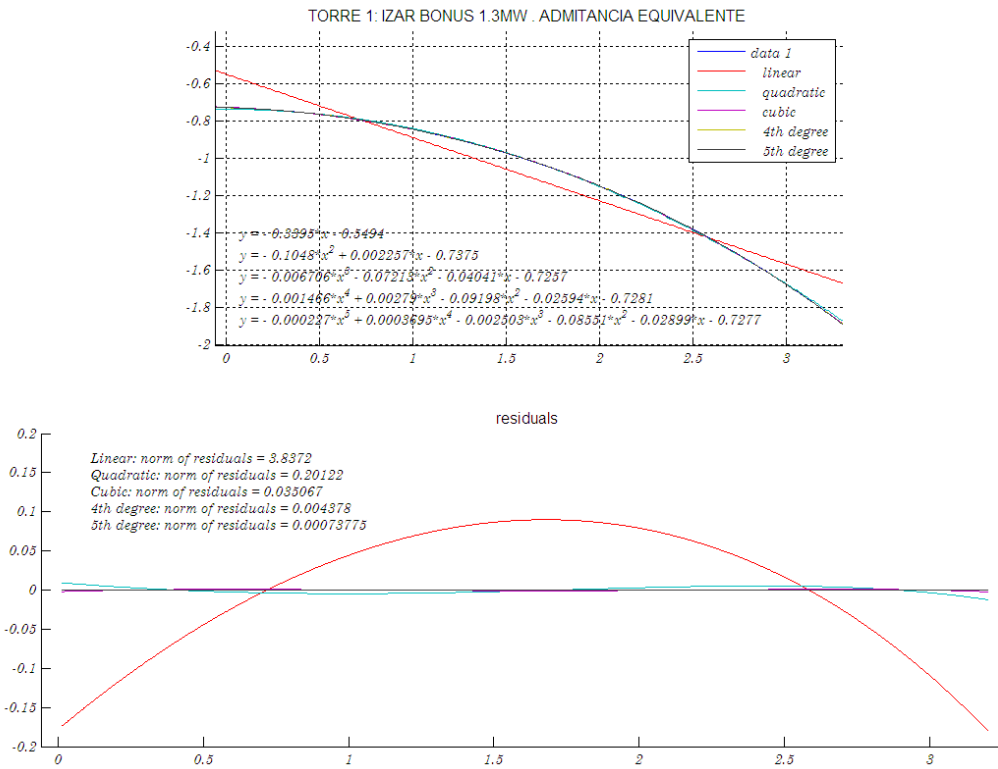


Fig. 5-22: Aproximación polinomial del diagrama de admitancias

### 5.2.1.7 Obtención parámetros correspondientes a la segunda velocidad

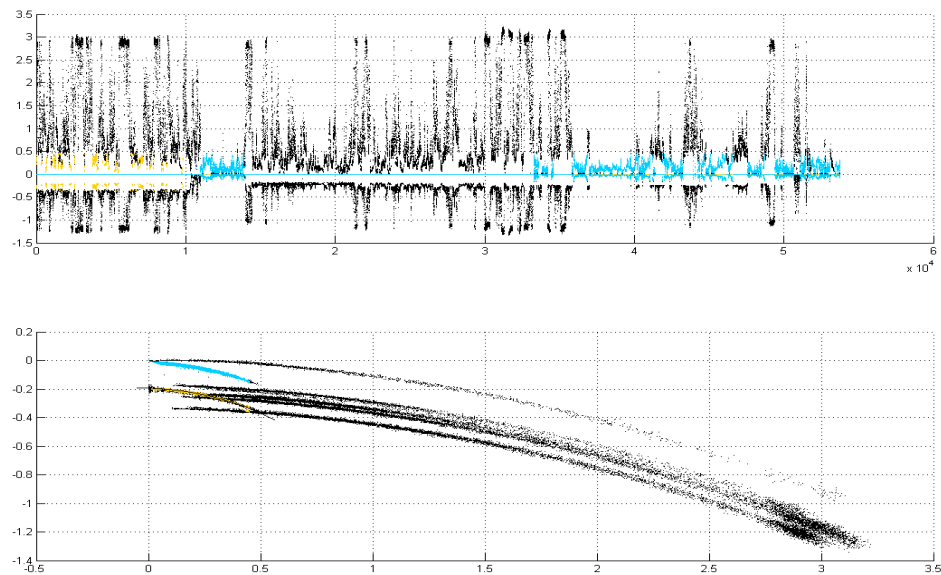


Fig. 5-23: Compensación a velocidad baja

### 5.2.1.8 Parámetros de los aerogeneradores doblemente alimentados

El circuito equivalente por fase de la máquina es el mostrado en la figura

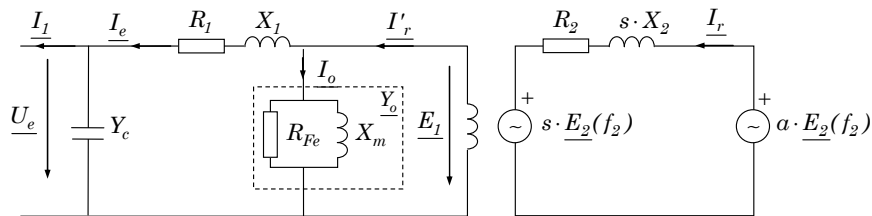


Fig. 5-24: Circuito equivalente por fase de la máquina asíncrona con alimentación en el rotor

Donde  $s \cdot E_2(f_2)$  es la f.e.m. inducida en las bobinas del rotor en movimiento (deslizamiento “s”) mientras que  $a \cdot E_2(f_2)$  es la fuente introducida de frecuencia  $f_2$ . Por su parte  $R_2$  y  $s \cdot X_2$  son las resistencia y la reactancia de la máquina a la frecuencia  $f_2$ . En el caso de que  $a=0$ , se correspondería con el funcionamiento de la máquina con el rotor en cortocircuito.

Para poder considerar todas las potencias implicadas se representa un rotor “estacionario” similar al utilizado en la máquina con el rotor en cortocircuito en el cual la influencia de la frecuencia se manifiesta en que la resistencia pasa a ser variable en función del deslizamiento.

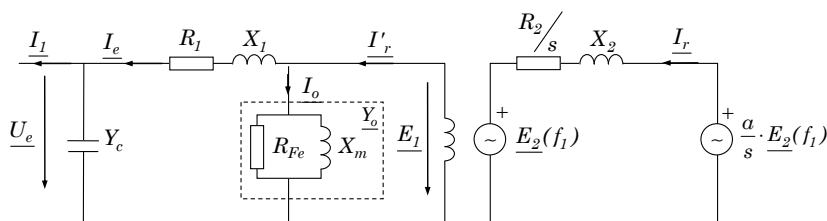


Fig. 5-25: Circuito equivalente a 50 Hz.

En este caso  $E_2(f_1)$  es la f.e.m. inducida a rotor parado y  $X_2$  la reactancia a la frecuencia de la red  $f_1$ .

Haciendo el balance de potencia de la máquina se obtiene:

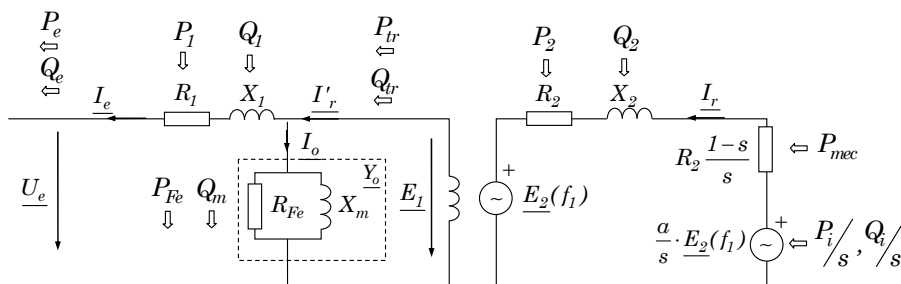


Fig. 5-26: Balance de potencias

Siendo  $P_i$  y  $Q_i$ , los valores de las potencias activa y reactiva inyectadas desde el inversor de frecuencia  $f_2$ . Para la inclusión en el modelo de estos valores se dividen por el valor del deslizamiento al considerar en el modelo la fuente equivalente a 50 Hz dividida por ese parámetro.

En estas condiciones:

$$P_{mec} + \frac{P_i}{s} = P_e + P_{Fe} + P_1 + P_2 \quad (5.27)$$

El valor de la intensidad en el estator, en el modelo, se puede obtener a partir del conocimiento del valor de la potencia activa y reactiva a la salida del estator:

$$\underline{I}_e^* = \frac{S_e}{\underline{U}_e} = \frac{P_e + jQ_e}{\underline{U}_e} \quad (5.28)$$

Con este valor se calcula la intensidad de vacío y la intensidad del rotor en lo modelo:

$$\underline{E}_1 = \underline{U}_e - \Delta \underline{U}_1 = \underline{U}_e - (R_1 + jX_1) \cdot \underline{I}_e \quad (5.29)$$

$$\underline{I}_0 = \underline{E}_1 \cdot \underline{Y}_0 \quad (5.30)$$

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_e + \underline{I}_0 \quad (5.31)$$

En valor de la potencia mecánica se puede obtener a partir de:

$$P_{mec} = 3 \cdot I_2^2 \cdot R_2 \frac{1-s}{s} \quad (5.32)$$

Y el deslizamiento:

$$\begin{aligned} 3 \cdot I_2^2 \cdot R_2 \frac{(1-s)}{s} + \frac{P_i}{s} &= P_e + P_{Fe} + P_1 + P_2 \Rightarrow \\ \Rightarrow 3 \cdot I_2^2 \cdot \frac{R_2}{s} + \frac{P_i}{s} &= P_e + P_{Fe} + P_1 \Rightarrow \\ \Rightarrow s &= \frac{3 \cdot I_2^2 \cdot R_2 + P_i}{P_e + P_{Fe} + P_1} \end{aligned} \quad (5.33)$$

Se puede suponer que las pérdidas de potencia activa en las etapas de potencia son despreciables y por lo tanto:

$$P_r = P_i \quad (5.34)$$

El valor del deslizamiento puede obtenerse entonces a partir de los valores medidos en el rotor y a la salida de la etapa de potencia y los parámetros de la máquina:

$$s = \frac{3 \cdot I_2^2 \cdot R_2 + P_r}{P_e + P_{Fe} + P_1} \quad (5.35)$$

Se ha considerado como referencia positiva la potencia cedida por el estator y la potencia entrante en el rotor.

En este caso, se dispone en Sotavento de unos parámetros eléctricos de la máquina.

Tabla 5-4: Parámetros eléctricos Gamesa G47. Fuente Sotavento

| $I_{vacio}$ | $X_1$ | $X_2$ | $R_1$  | $R_2$  | $U_n$ | $I_n$ | $\cos\varphi$ |
|-------------|-------|-------|--------|--------|-------|-------|---------------|
| 185         | 0.03  | 0.051 | 0.0069 | 0.0061 | 690   | 557.9 | 0.9           |

Se ha realizado una simulación considerando estos parámetros obteniéndose la gráfica de la figura en la que se observa la relación entre la potencia cedida por la máquina y la velocidad del rotor.

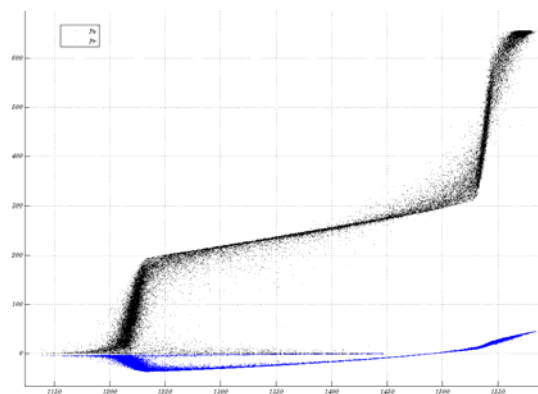


Fig. 5-27:  $P_e$  y  $P_r$  en función de la velocidad del rotor

Variando los parámetros de la máquina no se obtienen variaciones significativas en la simulación excepto, si se considera la resistencia del hierro, en cuyo caso la máquina arrancararía a una velocidad próxima a 1500 r.p.m. empezando a funcionar el regulador para situar el funcionamiento cuando cede una potencia de 200 kW a 1250 r.p.m.

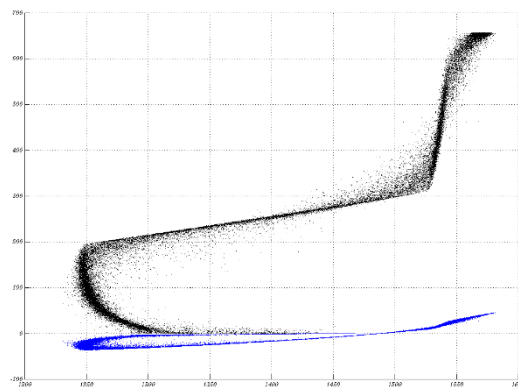


Fig. 5-28: Consideración de la resistencia del hierro

A partir de la curva de potencia proporcionada por el fabricante se obtiene la relación entre la velocidad del viento y la velocidad del rotor así como los parámetros de funcionamiento de la turbina.



Como se puede observar, el regulador funciona intentando mantener el valor de  $\lambda$  óptimo entre los 200 y 300 kW de generación, correspondientes a velocidades de viento entre 7 y 9 m/s aproximadamente. A partir de este valor se pasa a funcionamiento a velocidad constante. La velocidad del rotor de la máquina se encuentra entre 22.8 y 30.9, que se corresponde, teniendo en cuenta la relación de multiplicación con 1200:1600 r.p.m. La simulación realizada cumple con las especificaciones proporcionada por el fabricante.

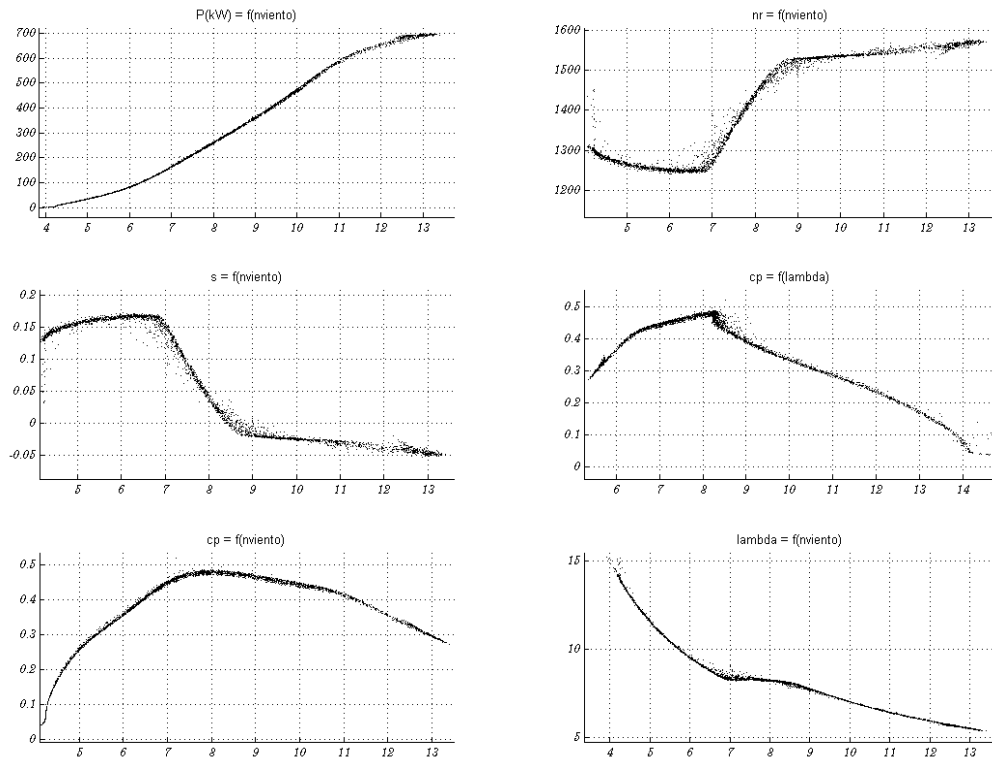
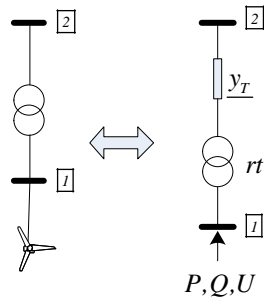


Fig. 5-29: Parámetros de funcionamiento aerogenerador Gamesa G-47

### 5.3 Estimación de la regulación de los transformadores

En un primer estudio de la red de Sotavento se ha comprobado que los valores de tensión estimados en los nudos de baja tensión de las torres difieren de los valores medidos. Esto es debido a que la relación de transformación de los transformadores no es la nominal. Si no se tiene en consideración el valor real de esta relación el resultado obtenido por el estimador, sobre todo el aquellos casos en los que la estimación se base en las medidas de tensión puede alejarse mucho de la realidad. Por otra parte, los transformadores de las torres disponen de tomas regulables en baja tensión, pero no de equipos de regulación automática, por lo que se realiza inicialmente una estimación de parámetros off-line basada en el método de ampliación del vector de estado para la determinación de los valores reales de las relaciones de transformación de los transformadores.

Teniendo en cuenta el modelo de transformador con tomas en el secundario:



$$\begin{bmatrix} I_2 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_T & -y_T/rt \\ -y_T/rt & y_T/rt^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_2 \\ U_1 \end{bmatrix} \quad (5.36)$$

y que cada uno de los aerogeneradores se interconecta con la red de distribución de 20 kV a partir de un transformador de este tipo, solamente los términos de la matriz de admitancias  $y_{1,2}$  e  $y_{1,1}$  se verán afectados por la variación de la relación de transformación.

Se realiza la estimación de las relaciones de transformación de todos los transformadores ampliando el vector de estado con las variables correspondientes a estas relaciones.

$$\mathbf{X} = [\theta_1 \dots \theta_{n-1} \quad U_1 \dots U_n \quad P_1 \dots P_{nresP} \quad Q_1 \dots Q_{nresQ} \quad rt_1 \dots rt_{nrt}] \quad (5.37)$$

Se supone que se dispone de las medidas de los valores de las relaciones de transformación facilitados por el parque eólico. Por lo tanto, se añaden las ecuaciones:

$$rt_i^{med} = rt_i + \varepsilon_i \quad (5.38)$$

Se le supone poca confiabilidad a estas medidas por lo que se les asigna en la matriz de pesos  $W$  unos valores 100 veces inferiores a los de medidas de potencia y tensión.

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |             |             |             |                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $\theta_{(1:n-29)}$                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | $U_{(1:n)}$ | $P_{nresP}$ | $Q_{nresQ}$ | <span style="border: 1px solid blue; padding: 2px;"><math>rt_{nrt}</math></span> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| ↓                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | ↓           | ↓           | ↓           | ↓                                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| $[H] = \begin{bmatrix} \left[ \frac{\partial U}{\partial \theta} \right]_{nUm,n-1} & \left[ \frac{\partial U}{\partial U} \right]_{nUm,n} & & & \\ \left[ \frac{\partial P}{\partial \theta} \right]_{nP,n-1} & \left[ \frac{\partial P}{\partial U} \right]_{nP,n} & & & \\ & & [I]_{nPm,nPv} & & \\ \left[ \frac{\partial Q}{\partial \theta} \right]_{nQ,n-1} & \left[ \frac{\partial Q}{\partial U} \right]_{nQ,n} & & & \\ & & & [I]_{nQm,nQv} & \\ & & & & [I]_{nrt,nrt} \end{bmatrix}$ |             |             |             |                                                                                  | $U^{med} = U + \varepsilon$<br><hr style="border-top: 1px dotted black;"/> $P = f_p(U, \theta)$<br>$P^{med} = P + \varepsilon_p$<br><hr style="border-top: 1px dotted black;"/> $Q = f_q(U, \theta)$<br>$Q^{med} = Q + \varepsilon_q$<br><span style="border: 1px solid blue; padding: 2px;"><math>rt^{med} = rt + \varepsilon</math></span> <i>Ecuación añadida</i> |
| (5.39)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |             |             |             |                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |

Este procedimiento obliga a obtener la derivada de las ecuaciones correspondientes a la potencia activa y reactiva implicadas en los nudos 1 y 2, en función de la relación de transformación.

Para el nudo correspondiente a la baja tensión en el aerogenerador, el valor de la admitancia puede expresarse como la suma de la admitancia correspondiente al transformador  $\frac{y_T}{rt^2}$  más otra impedancia  $\underline{y'_{1,1}}$  que incluye el resto de las admitancias conectadas en el nudo:

$$\underline{y_{1,1}} = G_{1,1} + B_{1,1}j = \frac{y_T}{rt^2} + \underline{y'_{1,1}} = \frac{G_T + B_Tj}{rt^2} = \frac{G_T}{rt^2} + \frac{B_T}{rt^2}j + \underline{y'_{1,1}} \quad (5.40)$$

La admitancia correspondiente a la conexión entre ambos nudos será:

$$\underline{y_{1,2}} = G_{1,2} + B_{1,2}j + \underline{y'_{1,2}} = -\frac{y_T}{rt} + \underline{y'_{1,2}} = -\frac{G_T + B_Tj}{rt} + \underline{y'_{1,2}} = -\frac{G_T}{rt} - \frac{B_T}{rt}j + \underline{y'_{1,2}} \quad (5.41)$$

En el nudo de alta tensión del transformador, la variación de la relación de transformación no influye en la impedancia.

De la misma forma las potencias inyectadas en los dos nudos afectados por la relación de transformación se podrán descomponer en los términos en los que influye la relación y el resto de potencia teniendo en cuenta el resto de las conexiones:

$$P_1 = U_1^2 \cdot \frac{G_T}{rt^2} - U_1 \cdot U_2 \left( \frac{G_T}{rt} \cos(\theta_{1,2}) + \frac{B_T}{rt} \operatorname{sen}(\theta_{1,2}) \right) + P'_1 \quad (5.42)$$

$$Q_1 = -U_1^2 \cdot \frac{B_T}{rt^2} - U_1 \cdot U_2 \left( \frac{G_T}{rt} \operatorname{sen}(\theta_{1,2}) - \frac{B_T}{rt} \cos(\theta_{1,2}) \right) + Q'_1 \quad (5.43)$$

$$P_2 = -U_1 \cdot U_2 \left( \frac{G_T}{rt} \cos(\theta_{2,1}) + \frac{B_T}{rt} \operatorname{sen}(\theta_{2,1}) \right) + P'_2 \quad (5.44)$$

$$Q_2 = -U_1 \cdot U_2 \left( \frac{G_T}{rt} \operatorname{sen}(\theta_{2,1}) - \frac{B_T}{rt} \cos(\theta_{2,1}) \right) + Q'_2 \quad (5.45)$$

Las derivadas de las expresiones anteriores respecto a la relación de transformación resultan:

$$\frac{\partial P_1}{\partial rt} = -2 \cdot U_1^2 \cdot \frac{G_T}{rt^3} + U_1 \cdot U_2 \left( \frac{G_T}{rt^2} \cos(\theta_{1,2}) + \frac{B_T}{rt^2} \operatorname{sen}(\theta_{1,2}) \right) \quad (5.46)$$

$$\frac{\partial Q_1}{\partial rt} = 2 \cdot U_1^2 \cdot \frac{B_T}{rt^3} + U_1 \cdot U_2 \left( \frac{G_T}{rt^2} \operatorname{sen}(\theta_{1,2}) - \frac{B_T}{rt^2} \cos(\theta_{1,2}) \right) \quad (5.47)$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial rt} = U_1 \cdot U_2 \left( \frac{G_T}{rt^2} \cos(\theta_{2,1}) + \frac{B_T}{rt^2} \operatorname{sen}(\theta_{2,1}) \right) \quad (5.48)$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial t} = U_1 \cdot U_2 \left( \frac{G_T}{rt^2} \text{sen}(\theta_{2,1}) - \frac{B_T}{rt^2} \text{cos}(\theta_{2,1}) \right) \quad (5.49)$$

La matriz de restricciones será por tanto:

$$[CH] = \begin{matrix} \theta_{(1:n)-\theta_{29}} & U_{(1:n)} & P_{nresP} & Q_{nresQ} & \begin{matrix} \text{Modificación de} \\ \text{las ecuaciones} \\ \boxed{rt_{nrt}} \end{matrix} \\ \downarrow & \downarrow & \downarrow & \downarrow & \downarrow \\ \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \end{bmatrix}_{nCP,n-1} & \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial U} \end{bmatrix}_{nCP,n} & & & \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial rt} \end{bmatrix}_{nCP,nrt} & \leftarrow P = f_p(U, \theta) = 0 \\ \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{bmatrix}_{nCQ,n-1} & \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix}_{nCQ,n} & & & \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial rt} \end{bmatrix}_{nCQ,nrt} & \leftarrow Q = f_q(U, \theta) = 0 \\ \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \end{bmatrix}_{nPv,n-1} & \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial U} \end{bmatrix}_{nPv,n} & [-I]_{nPv,nPv} & & \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial rt} \end{bmatrix}_{nPv,nrt} & \leftarrow P = f_p(U, \theta) = 0 \\ \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{bmatrix}_{nQv,n-1} & \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix}_{nQv,n} & & [-I]_{nQv,nQv} & \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial rt} \end{bmatrix}_{nQv,nrt} & \leftarrow Q = f_q(U, \theta) = 0 \end{matrix} \quad (5.50)$$

Se ha realizado la estimación de estos parámetros a partir de 50 estados medidos de funcionamiento del parque en los que se dispone de todas las medidas (Fig. 5-30).

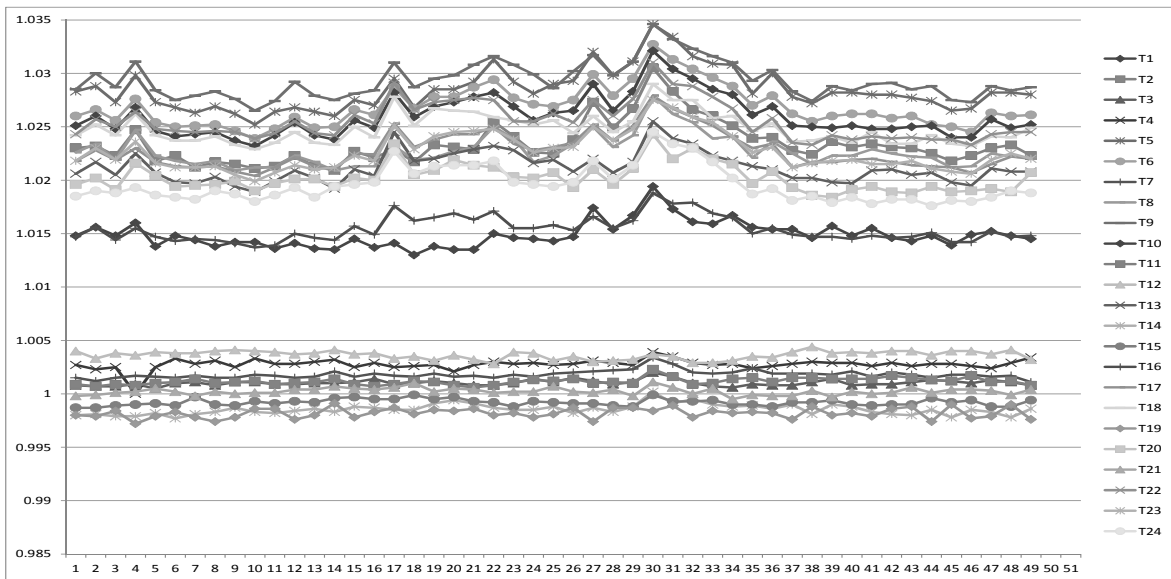


Fig. 5-30: Resultado de la estimación de la relación de transformación

Los valores medidos se consideran los facilitados por los responsables del parque.

Se supondrá el valor real de la relación de transformación la mediana de los valores obtenidos tal como aparece en la Tabla 5-5.

Tabla 5-5: Ajuste de la relación de transformación

|          |        |        |        |        |        |        |        |        |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|          | rt1    | rt2    | rt3    | rt4    | rt5    | rt6    | rt7    | rt8    |
| Medida   | 1.0148 | 1.0056 | 1.0256 | 1.0256 | 1      | 1      | 1.0256 | 1.0056 |
| Estimada | 1.0147 | 1.0229 | 1.0010 | 1.0028 | 1.0281 | 1.0262 | 1.0018 | 1.0223 |
|          | rt9    | rt10   | rt11   | rt12   | rt13   | rt14   | rt15   | rt16   |
| Medida   | 1      | 1      | 1      | 1.0256 | 1.0256 | 1.0256 | 1.0256 | 1      |
| Estimada | 1.0288 | 1.0252 | 1.0011 | 1.0037 | 1.0208 | 0.9985 | 0.9992 | 1.0150 |
|          | rt17   | rt18   | rt19   | rt20   | rt21   | rt22   | rt23   | rt24   |
| Medida   | 1      | 1      | 1.0256 | 1.0256 | 1.0256 | 1      | 1      | 1      |
| Estimada | 1.0221 | 1.0244 | 0.9982 | 1.0199 | 1.0002 | 1.0248 | 1.0219 | 1.0190 |



## 6. Relación P-Q

En este capítulo se presenta el método de estimación de estado propuesto (estimador de estado extendido) en el que se incluyen dentro del estimador, las relaciones entre la potencia activa, la potencia reactiva, la tensión y la potencia reactiva generada en los bancos de condensadores en el caso de que el aerogenerador sea de velocidad fija o relaciones entre las potencias activas y las reactivas de los nudos correspondientes a los aerogeneradores de velocidad variable [69].

El vector de estado se amplía para incluir las nuevas variables de potencia activa y reactiva inyectadas en los nudos de los aerogeneradores, siendo por tanto el vector de estado extendido:

$$x_e = \left[ \theta_{(\mathcal{N}-n_R)} \quad U_{(\mathcal{N})} \quad P_{(\mathcal{N}_e)} \quad Q_{(\mathcal{N}_e)} \right] \quad (6.1)$$

La inclusión de estas nuevas variables implica que las ecuaciones correspondientes a las medidas de potencia activa y reactiva medidas en los WTs definidas en el capítulo 2 se modifican al ampliar las variables de estado según:

$$\begin{aligned} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon_{P_i} &\Leftrightarrow \begin{cases} P_i^m = P_i + \varepsilon_{P_i} \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \end{cases} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon_{Q_i} &\Leftrightarrow \begin{cases} Q_i^m = Q_i + \varepsilon_{Q_i} \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (6.2)$$

Así mismo, aparece como restricción la relación entre esas nuevas variables en los WTs:

$$h_e(U_{(\mathcal{N}_e)}, P_{(\mathcal{N}_e)}, Q_{(\mathcal{N}_e)}) = 0 \quad (6.3)$$

A lo largo del capítulo se estudiará esta relación para cada uno de los tipos de WTs considerados.

En las matrices  $H_e$  y  $C_e$  se incluyen este nuevo conjunto de ecuaciones (6.4) y (6.5).

$$H_e = \begin{bmatrix} 0 & I_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{Um} \\ P_i^m = P_i + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ Q_i^m = Q_i + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} - \mathcal{N}_e \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} - \mathcal{N}_e \end{cases} \quad (6.4)$$

$$\underbrace{\hspace{1.5cm}}_{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} \quad \underbrace{\hspace{1.5cm}}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \quad \underbrace{\hspace{1.5cm}}_{P_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{\hspace{1.5cm}}_{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$$

$$C_e = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & -I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & -I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 & \frac{\partial h_e}{\partial U} & \frac{\partial h_e}{\partial P} & \frac{\partial h_e}{\partial Q} \end{bmatrix} \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{e_i}(U_i, P_i, Q_i) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e \end{cases} \quad (6.5)$$

$$\underbrace{\hspace{1.5cm}}_{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} \quad \underbrace{\hspace{1.5cm}}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \quad \underbrace{\hspace{1.5cm}}_{P_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{\hspace{1.5cm}}_{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$$

En la Fig. 6-2 se representa la metodología propuesta para el estimador de estado extendido [69], incluyendo la relación entre los modelos de aerogeneradores, los datos de medición y el estimador donde se pueden ver las diferencias con el estimador de estado clásico (Fig. 6-1).

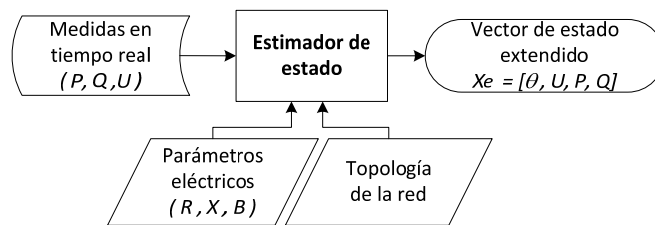


Fig. 6-1: Modelado del estimador de estado clásico



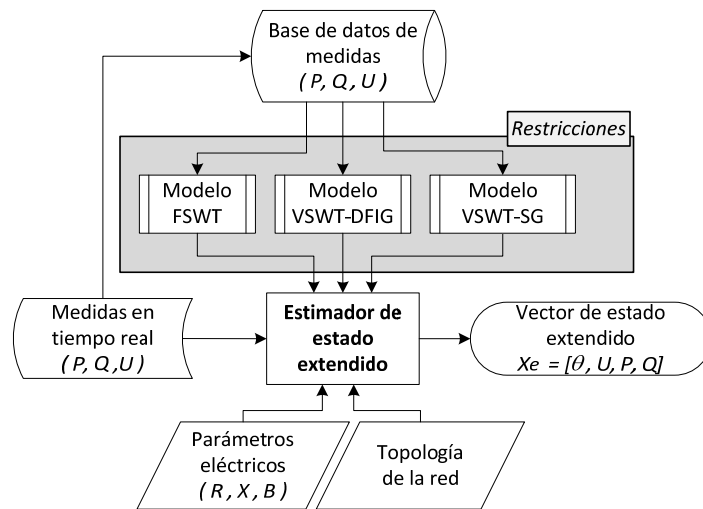


Fig. 6-2: Modelo del estimador de estado extendido incluyendo las restricciones P/Q

Las principales características del método propuesto son los siguientes:

- Estimador de estado con restricciones que incluyen los modelos de los aerogeneradores.
- Vector de estado extendido incluyendo todas las variables medidas en los aerogeneradores.
- Modelos de los aerogeneradores basados en BPNNs y ajustes polinómicos a partir de los históricos de datos medidos.

## 6.1 Modelos de los WTs

La ecuación que define la relación entre la potencia activa, reactiva y la tensión en cada uno de los aerogeneradores se incluye en el estimador a partir de la ecuación (6.3). En esta tesis se han modelado los aerogeneradores correspondientes a las instalaciones del Parque eólico de Sotavento, considerando tres tipos de tecnologías diferentes:

- Aerogenerador de velocidad fija, basados en máquinas de inducción (FSWT)
- Aerogenerador de velocidad variable basado en una máquina doblemente alimentada (VSWT-DFIG)
- Aerogenerador de velocidad fija basado en un generador síncrono (VSWT-SG).

Para cada tipo de aerogenerador, se dispondrá de diferentes equipos de medida.

En los FSWT, se dispone de la medida de potencia activa y reactiva en barras de baja tensión del transformador y la inyección de potencia reactiva a partir del equipo regulador de potencia reactiva

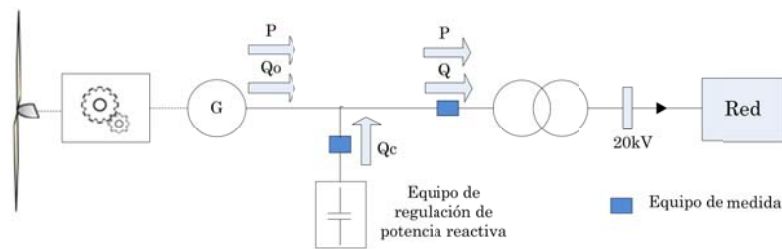


Fig. 6-3: Esquema situación equipos de medida FSWT

En el caso VSWT-DFIG, el regulador del aerogenerador se basa en una relación directa entre la potencia activa del estator y la potencia activa del rotor. Por otra parte, la relación entre las potencias activas y reactivas tanto del rotor como del estator obedece a una consigna de factor de potencia fijo. En este caso, se dispone de las medidas de potencia en las dos barras de baja tensión del transformador (conexiones al rotor y al estator de la máquina).

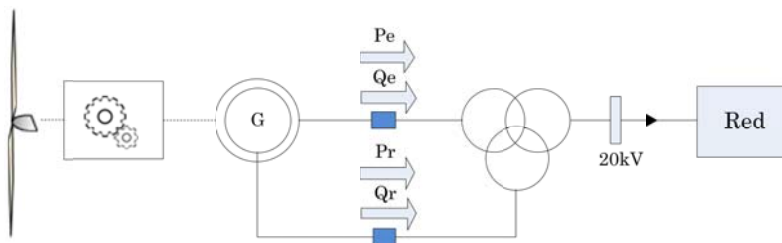


Fig. 6-4: Situación equipos de medida VSWT-DFIG

En los VSWT-SG el regulador de potencia de la misma relaciona la potencia activa y reactiva a la salida de la máquina a fin de seguir la consigna del factor de potencia. En este caso se dispone de las medidas de potencia en bornas de baja tensión del transformador.

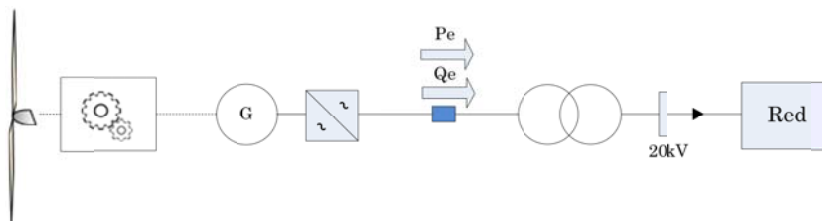


Fig. 6-5: Situación equipos de medida VSWT-SG

A partir del conocimiento de los parámetros de las máquinas y de las relaciones que rigen el comportamiento de los reguladores de potencia reactiva, se definen las ecuaciones que entrarían a formar parte del estimador como restricciones ampliando el vector de variables con todas las potencias activas y reactivas correspondientes a los aerogeneradores en los que se quiere tener en cuenta dichas relaciones. La ampliación del vector de medidas vendrá dada por todas las medidas disponibles.

En los siguientes apartados se determinan, para cada uno de los tipos definidos, el modelo correspondiente de cada aerogenerador.

### 6.1.1 Aerogenerador de velocidad fija, basados en máquinas de inducción (FSWT)

En el caso de que el generador tipo FSWT ( $\mathcal{N}_{e,FSWT}$ ), la potencia activa y reactiva a la salida del aerogenerador se puede modelar a partir del circuito real equivalente del generador de inducción, determinando el diagrama de admitancias de la máquina que relaciona la admitancia real equivalente con la admitancia reactiva equivalente.

La admitancia real de la máquina está relacionada directamente con la potencia activa ( $P$ ) y la admitancia imaginaria con la potencia reactiva a la salida de la máquina ( $Q_0$ ). Si se conoce el valor de la inyección de potencia reactiva que proporciona el equipo de regulación de potencia reactiva ( $Q_C$ ) se puede determinar directamente la relación entre la potencia activa y reactiva en bornas de baja tensión del transformador.

La versatilidad de aplicaciones de la máquina asíncrona de la que dispone este tipo de aerogenerador da lugar a la existencia de múltiples modelos que representen el funcionamiento de la misma en condiciones estables, inestables, en régimen permanente o transitorio... Para esta aplicación, el modelo seleccionado vendrá dado por el circuito equivalente de la máquina en régimen estacionario.

La potencia activa y reactiva a la salida del aerogenerador se puede modelar a partir del circuito real equivalente de la misma (Fig. 6-6), determinando el diagrama de admitancias de la máquina que relaciona la admitancia real equivalente con la admitancia reactiva equivalente.

$$\begin{aligned} \underline{Y} &= Y_P + j \cdot Y_Q = Y_P + j \cdot (Y_C + Y_{Q_0}) \\ \underline{Y}_e &= Y_P + j \cdot Y_{Q_0} \end{aligned} \tag{6.6}$$

donde

$Y_e$  : admitancia equivalente vista desde el estator

$Y_r$  : admitancia equivalente vista desde el rotor

$Y_P$  : parte real de la admitancia equivalente vista desde el estator

$Y_{Q_0}$  : parte imaginaria de la admitancia equivalente vista desde el estator

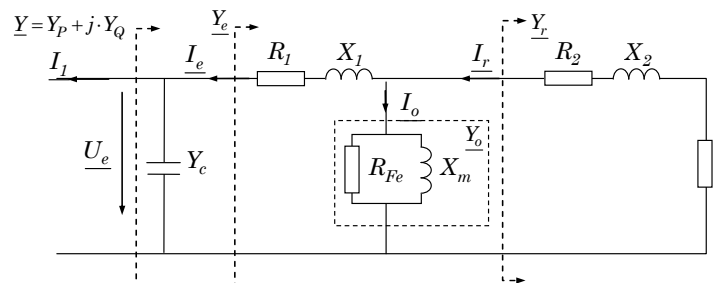


Fig. 6-6: Circuito equivalente de una máquina asíncrona

La relación entre la admitancia real e imaginaria de la máquina puede ser representada por una curva polinomial de quinto orden (capítulo 5):

$$Y_{Q_0} = a_1 \cdot Y_P^5 + a_2 \cdot Y_P^4 + a_3 \cdot Y_P^3 + a_4 \cdot Y_P^2 + a_5 \cdot Y_P + a_6 \quad (6.7)$$

Multiplicando los valores de las admitancias por la tensión al cuadrado se obtienen los valores de potencia activa ( $P$ ) y reactiva a la salida de la máquina antes de la compensación ( $Q_0$ ).

$$P = Y_P \cdot U^2 \quad (6.8)$$

$$Q_0 = Y_{Q_0} \cdot U^2 \quad (6.9)$$

A partir de los valores de compensación en cada instante ( $Q_C$ ), la potencia reactiva a la salida del aerogenerador se podría obtener a partir de:

$$Q = Q_0 + Q_C = (Y_{Q_0} + Y_C) \cdot U^2 \quad (6.10)$$

En este caso, la observabilidad y redundancia del estimador depende de si se dispone o no de la medida de la potencia reactiva inyectada por el equipo de regulación de potencia reactiva.

La inclusión del estimador de la ecuación anterior se realiza ampliando el vector de estado creando un vector de parámetros que incluya las potencias activas, reactivas y de compensación de los nudos donde se consideran las relaciones de potencias anteriores.

Se divide el estudio en tres casos:

- Caso 1: inicialmente que se dispone de los valores de reactiva de compensación inyectados y que estos valores son fijos.
- Caso 2: se dispone de las medidas correspondientes a la potencia reactiva inyectada, pero se pretende que formen parte de las variables de estado del estimador
- Caso 3: no se dispone de las medidas correspondientes a la potencia reactiva inyectada en cada aerogenerador

### 6.1.1.1 Caso 1: Se suponen conocidos los valores de la compensación de reactiva.

En este caso se supone el valor de compensación de reactiva constante para cada nudo y de valor  $Q_C$ .

Según el diagrama de admitancias y las relaciones (6.8) y (6.9), la potencia reactiva a la salida de la máquina ( $Q_0$ ) se puede definir a partir de la potencia activa ( $P$ ) y la tensión ( $U$ ) según la expresión:

$$Q_0 = h_{e,PQ_0}(P,U) = U^2 \left[ a_1 \cdot \left( \frac{P}{U^2} \right)^5 + a_2 \cdot \left( \frac{P}{U^2} \right)^4 + a_3 \cdot \left( \frac{P}{U^2} \right)^3 + a_4 \cdot \left( \frac{P}{U^2} \right)^2 + a_5 \cdot \left( \frac{P}{U^2} \right) + a_6 \right] \quad (6.11)$$

donde  $a_i$  son los parámetros obtenidos de la polinomial correspondiente a cada una de las máquinas.

La relación entre la potencia activa y reactiva se define a partir de la ecuación anterior (6.11) y el valor conocido de compensación

$$Q_i = h_{e,PQ_i}(U_i, P_i) = Q_{0i} + Q_{C_i} = h_{PQ_{0i}}(U_i, P_i) + Q_{C_i}, \quad i \in \mathcal{N}_{e,FSWT} \quad (6.12)$$

El jacobiano se ve ampliado con las variables correspondientes a las medidas de potencia activa y reactiva correspondientes a los aerogeneradores en los que se quiere tener en cuentas relaciones anteriores.

$$H = \begin{bmatrix} 0 & I_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{Um} \\ P_i^m = P_i + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ Q_i^m = Q_i + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} - \mathcal{N}_e \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} - \mathcal{N}_e \end{cases} \quad (6.13)$$

$\underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}$      $\underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}$      $\underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}$      $\underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$

Las relaciones entre las variables de estado ampliadas correspondientes a la potencia activa y reactiva con el módulo y el desfase de la tensión, pasan a ser relaciones exactas y por lo tanto formarán parte de la matriz de restricciones.

$$\left. \begin{aligned} P_i &= h_{P_i}(U, \theta) \\ Q_i &= h_{Q_i}(U, \theta) \end{aligned} \right\} i \in \mathcal{N}_e \quad (6.14)$$

La ecuación correspondiente a la relación entre la potencia activa y reactiva (6.12) constituye una restricción incluida en la matriz C:

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & -I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & -I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ & \frac{\partial h_{e,PQ}}{\partial U} & \frac{\partial h_{e,PQ}}{\partial P} & -I_{(\mathcal{N}_{e,FSWT}, \mathcal{N}_e)} \end{bmatrix} \quad \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{e,PQ_i}(U_i, P_i) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{e,FSWT} \end{cases} \quad (6.15)$$

$\underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}$      $\underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}$      $\underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}$      $\underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$

Este procedimiento da por válida la medida de la potencia reactiva de compensación inyectada en los nudos de forma exacta. En la práctica no se puede suponer que se conocen de forma exacta estos valores, tanto si se obtienen a partir de los valores esperados de compensación para cada estado de funcionamiento de la máquina, como si se trata de valores medidos. A continuación se estudia el caso en que se disponga de medidas de la compensación.

### 6.1.1.2 Caso 2: Se dispone de las medidas de potencia reactiva de compensación inyectada

Los valores de la compensación en los aerogeneradores tipo FSWT, pasan a formar parte del vector de estado extendido.

$$x_e = \left[ \theta_{\mathcal{N}-n_R} \quad U_{\mathcal{N}} \quad P_{\mathcal{N}_e} \quad Q_{\mathcal{N}_e} \quad Q_{C_{\mathcal{N}_e, FSWT}} \right] \quad (6.16)$$

El vector de medidas se ve así mismo ampliado con las medidas correspondientes a la compensación:

$$z = \left[ U_{\mathcal{N}_{Um}}^m \quad P_{\mathcal{N}_{Pm}}^m \quad Q_{\mathcal{N}_{Qm}}^m \quad Q_{C_{\mathcal{N}_{Qm}}}^m \right] \quad (6.17)$$

A partir de la medida de la compensación de la potencia reactiva se define la ecuación que relaciona la medida con la variable correspondiente del vector de variables y el error de esa medida.

$$Q_{C_i}^m = Q_{C_i} + \varepsilon_{Q_{C_i}} \quad i \in \mathcal{N}_{e, FSWT} \quad (6.18)$$

El jacobiano se ve ampliado con las derivadas parciales de las ecuaciones anteriores:

$$H = \begin{array}{c|c|c|c|c} \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} \end{array} & \begin{array}{c} I_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial U} \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ I_{(\mathcal{N}_{Q_{C_m}}, \mathcal{N}_e, FSWT)} \\ 0 \\ 0 \end{array} \end{array} \quad \begin{array}{l} \left\{ \begin{array}{l} U_i^m = U_i + \varepsilon_{U_i} \\ i \in \mathcal{N}_{Um} \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} P_i^m = P_i + \varepsilon_{P_i} \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} Q_i^m = Q_i + \varepsilon_{Q_i} \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} Q_{C_i}^m = Q_{C_i} + \varepsilon_{Q_{C_i}} \\ i \in \mathcal{N}_{Q_{C_m}} \cap \mathcal{N}_e, FSWT \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon_{P_i} \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} - \mathcal{N}_e \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon_{Q_i} \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} - \mathcal{N}_e \end{array} \right. \end{array} \quad (6.19)$$

$\overbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N}-n_R}$

$\overbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}$

$\overbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}$

$\overbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$

$\overbrace{Q_{C_i}, i \in \mathcal{N}_e, FSWT}$

Por otra parte la matriz de restricciones se modifica añadiendo las derivadas parciales de la ecuación:

$$Q_i = Q_{0_i} + Q_{C_i} = h_{P_{Q_{0_i}}}(U_i, P_i) + Q_{C_i} \quad i \in \mathcal{N}_{e, FSWT} \quad (6.20)$$

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 & \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 & \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & -I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 & \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & -I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} & \\ & \frac{\partial h_{e,PQ_0}}{\partial U} & \frac{\partial h_{e,PQ_0}}{\partial P} & -I_{(\mathcal{N}_e, \text{FSWT}, \mathcal{N}_e)} & -I_{(\mathcal{N}_e, \text{FSWT}, \mathcal{N}_e)} \end{bmatrix} \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{e,PQ_0}(U, P_i) - Q_i - Q_{C_i} = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e, \text{FSWT} \end{cases}$$

$$\underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}_{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} \quad \underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \quad \underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}_{P_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}_{Q_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{Q_{C_i}, i \in \mathcal{N}_e}_{Q_{C_i}, i \in \mathcal{N}_e}$$

(6.21)

Este procedimiento añade la misma redundancia al estimador que en el caso en que se considera conocido el valor de  $Q_C$ , ya que por una parte se incluye una medida adicional en cada uno de los aerogeneradores y dos ecuaciones correspondientes a la relación entre la medida  $Q_C^m$  y la variable  $Q_C$  y la determinada a partir del diagrama de admitancias.

### 6.1.1.3 Caso 3: No se dispone de medidas de la potencia reactiva de compensación inyectada

En este caso a partir de los datos históricos se entrenan una serie de redes neuronales que se ajusten al funcionamiento de los reguladores de los aerogeneradores y al diagrama de admitancias. Estas redes relacionan entre sí las variables correspondientes a la potencia activa, reactiva, reactiva de compensación y tensión en cada una de las máquinas.

$$Q_{C_i} = h_{e, \text{FSWT}_i}(U_i, P_i, Q_i) \quad i \in \mathcal{N}_e, \text{FSWT} \quad (6.22)$$

En este caso, la matriz de restricciones correspondiente sería:

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 & \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 & \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & -I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 & \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & -I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} & \\ & \frac{\partial h_{e, \text{FSWT}}}{\partial U} & \frac{\partial h_{e, \text{FSWT}}}{\partial P} & \frac{\partial h_{e, \text{FSWT}}}{\partial P} & -I_{(\mathcal{N}_e, \text{FSWT}, \mathcal{N}_e, \text{FSWT})} \end{bmatrix} \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{e, \text{FSWT}_i}(U_i, P_i, Q_i) - Q_{C_i} = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e, \text{FSWT} \end{cases}$$

$$\underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}_{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} \quad \underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \quad \underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}_{P_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}_{Q_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{Q_{C_i}, i \in \mathcal{N}_e, \text{FSWT}}_{Q_{C_i}, i \in \mathcal{N}_e, \text{FSWT}}$$

(6.23)

La inclusión de los valores de compensación típicos en la red neuronal, facilita que el estimador busque como solución valores próximos a escalones de compensación reales de funcionamiento.

Aunque las máquinas presentes en todos ellos son generadores asíncronos de jaula de ardilla con dos velocidades nominales, el sistema de compensación de reactiva presenta en cada caso ciertas particularidades tal como se verá en el apartado 6.5 de este mismo capítulo.

### 6.1.2 Aerogeneradores de velocidad variable basados en máquinas asíncronas doblemente alimentadas VSWT-DFIG

En este apartado se va a estudiar la forma de modelar un aerogenerador de velocidad variable y paso de pala variable basado en una máquina asíncrona doblemente alimentada.

Dentro de Sotavento, están dispuestos generadores de este tipo Gamesa G-47, en las torres 3, 7, 14 y 19.

Se supone que la etapa de potencia extrae o cede potencia al rotor inyectando una intensidad de frecuencia y con un determinado factor de potencia, para que se cumplan las condiciones impuestas por el regulador respecto a la velocidad de accionamiento y control de la potencia reactiva.

De este aerogenerador se dispone de las medidas de potencia en el rotor y en el estator en el transformador de tres devanados de interconexión.

En el vector de estado se incluyen las variables:

$$P_{S_i}^m = P_{S_i} + \varepsilon_{PS_i} \quad i \in \mathcal{N}_{e,DFIGS} \quad (6.24)$$

$$P_{R_j}^m = P_{R_j} + \varepsilon_{PR_j} \quad i \in \mathcal{N}_{e,DFIGR} \quad (6.25)$$

$$Q_{S_i}^m = Q_{S_i} + \varepsilon_{QS_i} \quad i \in \mathcal{N}_{e,DFIGS} \quad (6.26)$$

$$Q_{R_j}^m = Q_{R_j} + \varepsilon_{QR_j} \quad j \in \mathcal{N}_{e,DFIGR} \quad (6.27)$$

#### 6.1.2.1 Relación entre las potencias activas del estator y el rotor.

A fin de relacionar las potencias activas y reactivas en este tipo de máquina se obtendrá la relación entre la potencia medida en el estator  $P_S$  y la medida a la salida de los IGBT's  $P_R$  a partir de una BPNN.

$$h_{e,DFIG_{i,j}} \left( P_{R_j}, P_{S_i} \right) = 0 \quad \left. \begin{array}{l} i \in \mathcal{N}_{e,DFIGS} \\ j \in \mathcal{N}_{e,DFIGR} \end{array} \right\} \quad (6.28)$$

En la *Fig. 6-7* se representan los valores medidos utilizados para el entrenamiento y la red neuronal obtenida.



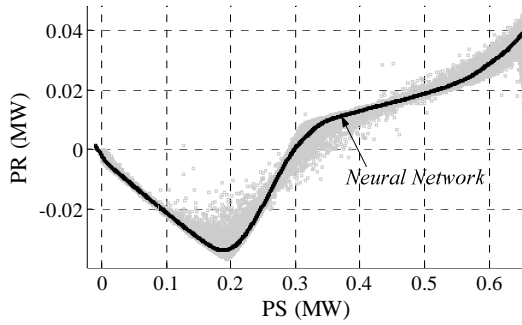


Fig. 6-7: Relación entre potencia en el rotor y el estator en aerogeneradores doblemente alimentados

### 6.1.2.2 Relación entre la potencia activa y reactiva en el estator.

El regulador del aerogenerador busca mantener el factor de potencia en niveles próximos a uno. A partir de los datos medidos se observa que existe una relación entre la potencia activa y reactiva a la salida del aerogenerador que puede ser definida en función de una consigna de factor de potencia (FdP).

Esta relación puede ser representada mediante una ecuación cuadrática:

$$h_{e,DFIG_{II,j}}(P_{Rj}, Q_{Rj}) = 0 \quad j \in N_{e,DFIGR} \quad (6.29)$$

$$h_{e,DFIG_{II,i}}(P_{Si}, Q_{Si}) = Q_{Si} - a \cdot P_{Si}^2 + b \cdot P_{Si} + c = 0 \quad (6.30)$$

Los coeficientes a, b y c están relacionados directamente con el FdP. Se definen como:

$$b = \pm \tan(\arccos(\text{FdP})) \quad \text{donde} \quad \begin{cases} - \text{si FdP inductivo} \\ + \text{si FdP capacitivo} \end{cases} \quad (6.31)$$

$$\begin{aligned} a &= -3.8571 \cdot \text{FdP} + 3.905 \\ c &= 0 \end{aligned} \quad (6.32)$$

En la figura (Fig. 6-8) se han representado los valores de  $P_S$  y  $Q_S$  para los diferentes valores de parámetros de ajuste y la función resultante definida para cada valor.

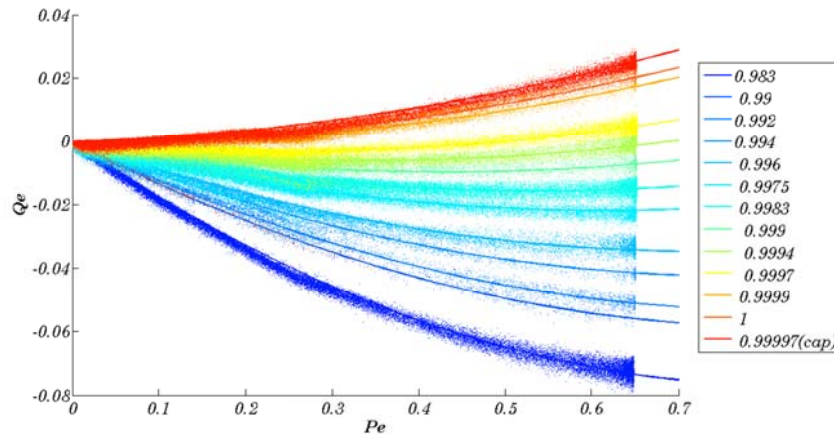


Fig. 6-8: Relación entre la potencia activa y reactiva en el estator

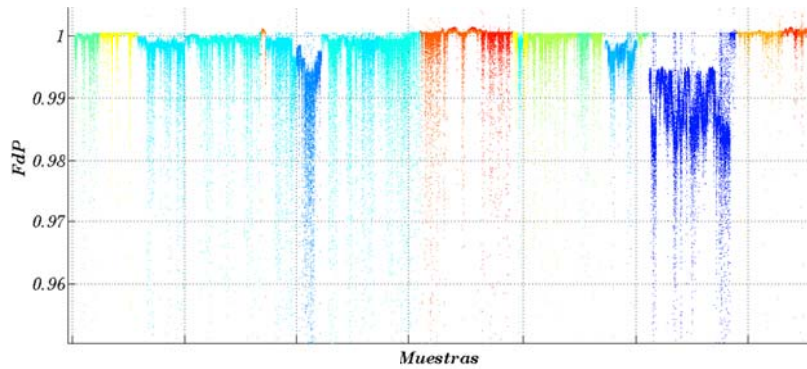


Fig. 6-9: Evolución temporal del factor de potencia

La ecuación correspondiente al parámetro  $a$  de la ecuación (6.32) del regulador así definida no es exactamente la misma para los cuatro aerogeneradores presentes en Sotavento, si bien los valores obtenidos son muy próximos (Tabla 6-1).

Tabla 6-1: Parámetro  $a$  en función del aerogenerador

|                  |                                |
|------------------|--------------------------------|
| Aerogenerador 3  | $a = -3.760 \cdot FdP + 3.800$ |
| Aerogenerador 7  | $a = -3.760 \cdot FdP + 3.800$ |
| Aerogenerador 14 | $a = -3.833 \cdot FdP + 3.789$ |
| Aerogenerador 19 | $a = -3.857 \cdot FdP + 3.905$ |

### 6.1.2.3 Relación entre la potencia activa y reactiva en el rotor

En este caso la relación es una recta descentrada del origen (Fig. 6-10) cuya ecuación varía para cada uno de los aerogeneradores (Tabla 6-2).

$$h_{e,DFIG_{III,i}}(P_{Si}, Q_{Si}) = 0 \quad i \in \mathcal{N}_{e,DFIGS} \quad (6.33)$$

$$h_{e,DFIG_{III,j}}(P_{Rj}, Q_{Rj}) = Q_{Rj} - a \cdot P_{Rj} + b = 0 \quad (6.34)$$

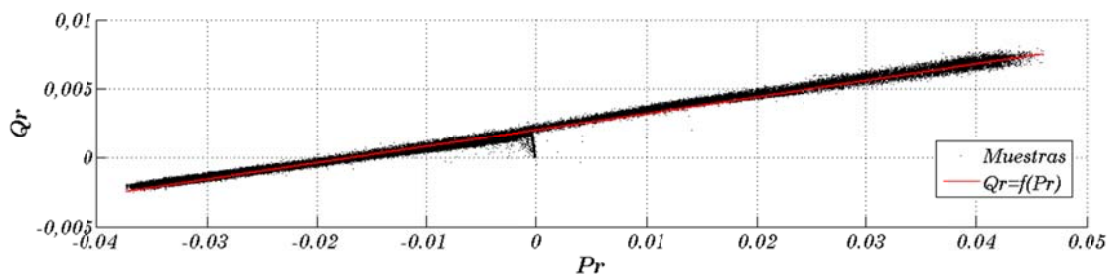


Fig. 6-10: Relación entre la potencia activa y reactiva en el rotor

Tabla 6-2: Ecuaciones relación entre potencia activa y reactiva en el rotor

|                  |                                     |
|------------------|-------------------------------------|
| Aerogenerador 3  | $Q_R = 0.109 \cdot P_R + 0.002337$  |
| Aerogenerador 7  | $Q_R = 0.1253 \cdot P_R + 0.002128$ |
| Aerogenerador 14 | $Q_R = 0.1199 \cdot P_R + 0.00203$  |
| Aerogenerador 19 | $Q_R = 0.1317 \cdot P_R + 0.002221$ |

### 6.1.3 Aerogeneradores de velocidad variable basados en máquinas síncronas

En este tipo de aerogeneradores la compensación de reactiva se realiza ajustando directamente la relación entre la potencia activa y reactiva a la salida del inversor del aerogenerador. Sotavento dispone de un aerogenerador de este tipo, Made AE-52, en la torre 16. Tal como se observa en la Fig. 6-12, la admitancia equivalente a la salida sigue una relación prácticamente lineal en función de la compensación definida para el regulador. En este caso se ve que durante los primeros meses el nivel exigido de compensación resultó ser C1 y al final del año C2.

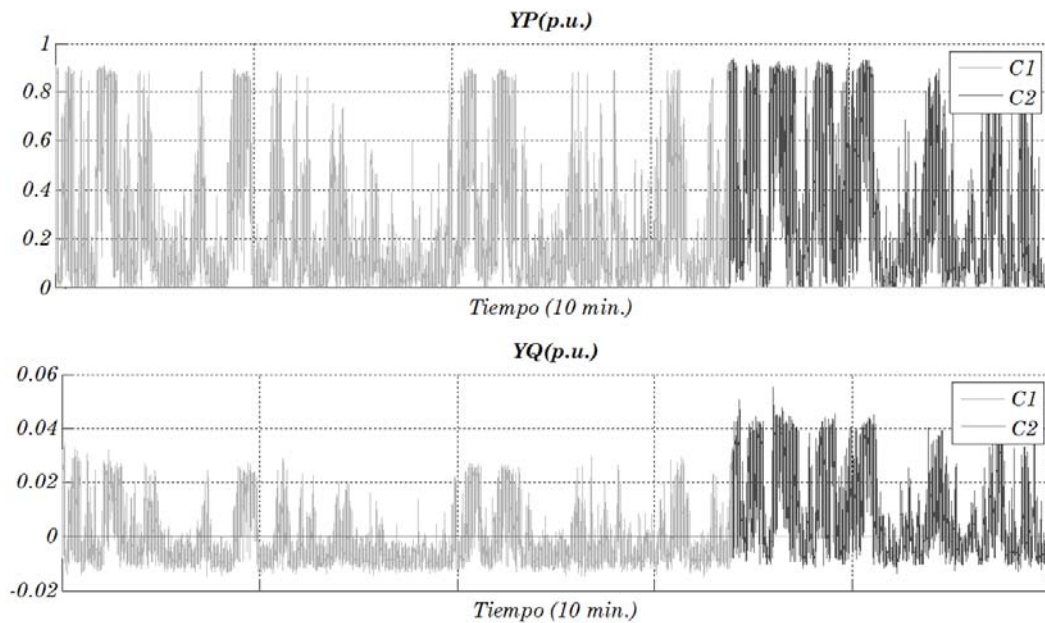


Fig. 6-11: Representación de la admitancia equivalente en un aerogenerador síncrono

Con el fin de mantener siempre un sistema de ecuaciones similares en el estimador se realiza la aproximación polinomial de quinto orden de las gráficas anteriores.

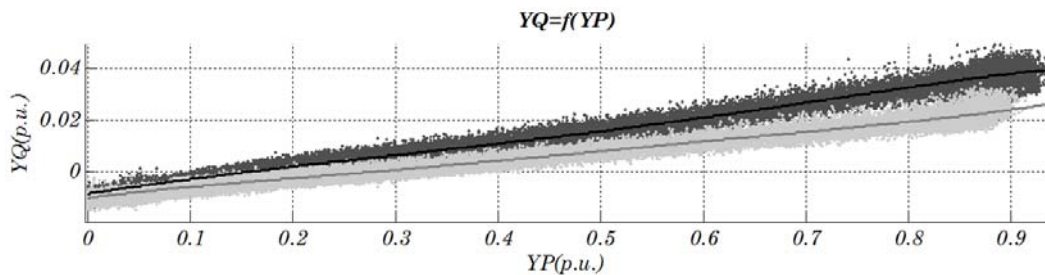


Fig. 6-12: Aproximación polinomial aerogenerador síncrono

En la **Tabla 6-3** se recogen los parámetros obtenidos.

**Tabla 6-3: Aproximación polinomial aerogenerador MADE AE-52**

|                 | $a_1$     | $a_2$    | $a_3$    | $a_4$     | $a_5$    | $a_6$      | Residuos |
|-----------------|-----------|----------|----------|-----------|----------|------------|----------|
| <i>Torre 16</i> |           |          |          |           |          |            |          |
| C1              | -0.058178 | 0.052237 | 0.054952 | -0.061404 | 0.062608 | -0.0085825 | 0.51287  |
| C2              | 0.18989   | -0.44379 | 0.37981  | -0.13938  | 0.05495  | -0.010323  | 0.57755  |

A partir de la aproximación anterior se entrena una red neuronal que relaciona la tensión, potencia activa y reactiva en los SG, obteniéndose una ecuación del tipo:

$$Q_i = h_{e,SG_i}(U_i, P_i) \quad i \in \mathcal{N}_{e,SG} \quad (6.35)$$

Esta ecuación entrará a formar parte de la matriz de restricciones según:

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & -I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & -I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ & \frac{\partial h_{e,SG}}{\partial U} & \frac{\partial h_{e,SG}}{\partial P} & \frac{\partial h_{e,SG}}{\partial P} \end{bmatrix} \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{e,SG_i}(U_i, P_i) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{e,SG} \end{cases} \quad (6.36)$$

$\underbrace{\hspace{1.5cm}}_{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} \quad \underbrace{\hspace{1.5cm}}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \quad \underbrace{\hspace{1.5cm}}_{P_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{\hspace{1.5cm}}_{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$

## 6.2 Configuración del estimador.

La **Tabla 6-4** muestra un resumen de los tipos de aerogeneradores, las ecuaciones utilizadas para modelarlos, la técnica de modelado y las variables, así como los parámetros que intervienen. Los resultados de los modelos han sido evaluadas usando los indicadores de aptitud típicos: el coeficiente de determinación (R2) y el error de raíz media cuadrática (RMSE).

A partir de los modelos de FSWT, VSWT-DFIG y VSWT-SG, la matriz jacobiana  $H$  y la matriz de restricciones  $C$  incluirán las ecuaciones correspondientes a las variables ampliadas y se representan según las ecuaciones (6.37) y (6.38).

En dichas matrices se incluirán las ecuaciones y relaciones correspondientes únicamente a las medidas disponibles en cada uno de los aerogeneradores.

$$H = \begin{array}{c} \left[ \begin{array}{ccccc} 0 & I_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Qcm}, \mathcal{N}_e)} \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 & 0 \end{array} \right] \begin{array}{l} \left\{ \begin{array}{l} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{Um} \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} P_i^m = P_i + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} Q_i^m = Q_i + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} Q_{ci}^m = Q_{ci} + \varepsilon Q_{ci} \\ i \in \mathcal{N}_{Qcm} \cap \mathcal{N}_e \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} - \mathcal{N}_e \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} - \mathcal{N}_e \end{array} \right. \end{array} \end{array}$$

$$\underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}_{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} \quad \underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \quad \underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}_{P_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}_{Q_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{Q_{ci}, i \in \mathcal{N}_e, \text{FSWT}}_{Q_{ci}, i \in \mathcal{N}_e, \text{FSWT}} \tag{6.37}$$

$$C = \begin{array}{c} \left[ \begin{array}{ccccc} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & -1 & 0 & \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & -1 & \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 & \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 & \\ 0 & \frac{\partial h_{e, \text{FSWT}}}{\partial U} & \frac{\partial h_{e, \text{FSWT}}}{\partial P} & \frac{\partial h_{e, \text{FSWT}}}{\partial Q} & \frac{\partial h_{e, \text{FSWT}}}{\partial Q_C} \\ \frac{\partial h_{e, \text{VSWT-DFIG, I}}}{\partial P} & & & & \\ \frac{\partial h_{e, \text{VSWT-DFIG, II}}}{\partial P} & & \frac{\partial h_{e, \text{VSWT-DFIG, II}}}{\partial Q} & & \\ \frac{\partial h_{e, \text{VSWT-DFIG, III}}}{\partial P} & & \frac{\partial h_{e, \text{VSWT-DFIG, III}}}{\partial P} & & \\ \frac{\partial h_{e, \text{SG}}}{\partial U} & \frac{\partial h_{e, \text{SG}}}{\partial P} & & \frac{\partial h_{e, \text{SG}}}{\partial Q} & \end{array} \right] \begin{array}{l} \left\{ \begin{array}{l} h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \end{array} \right. \\ \left\{ \begin{array}{l} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \end{array} \right. \\ \text{FSWT} \\ \{h_{e, \text{FSWT}}(U, P, Q, Q_C) = 0\} \\ \text{VSWT - DFIG} \\ \left\{ \begin{array}{l} h_{e, \text{VSWT-DFIG, I}}(P) = 0 \\ h_{e, \text{VSWT-DFIG, II}}(P, Q) = 0 \\ h_{e, \text{VSWT-DFIG, III}}(P, Q) = 0 \end{array} \right. \\ \text{VSWT - SG} \\ \{h_{e, \text{VSWT-SG}}(U, P, Q) = 0\} \end{array} \end{array}$$

$$\underbrace{\theta_i}_{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} \quad \underbrace{U_i}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \quad \underbrace{P_i}_{P_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{Q_i}_{Q_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{Q_{ci}}_{Q_{ci}, i \in \mathcal{N}_e, \text{FSWT}} \tag{6.38}$$

Tabla 6-4: Modelos y test de resultados para cada uno de los WTs.

| Tipo                                     | Función                                   | Modelado                                                | Parámetros del modelo                                                                                                                                                                                                                                                       | WT        | Test                                    |                         |                                                                                                              |       |        |        |
|------------------------------------------|-------------------------------------------|---------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|--------|--------|
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             |           | R2                                      | RMSE                    |                                                                                                              |       |        |        |
| FSWT                                     | $h_{e,FSWT_i}(U_i, P_i, Q_i, Q_{Ci}) = 0$ | BPNN                                                    | Vector de entrada: $[P, Q, U]$<br>Vector de salida: $[Q_c]$<br>Capas: $[3\ 5\ 30\ 1]$<br>Funciones de transferencia:<br><i>tansig, tansig, purelin</i><br>Metodo de entrenamiento:<br><i>Levenberg-Marquardt</i><br>Perf. goal: $10^{-6}$<br>Min. perf. gradient: $10^{-6}$ | 1         | 0.992                                   | 0.0054                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 2         | 0.928                                   | 0.0031                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 4         | 0.989                                   | 0.0014                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 5         | 0.980                                   | 0.0031                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 6         | 0.997                                   | 0.0020                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 8         | 0.917                                   | 0.0026                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 9         | 0.942                                   | 0.0025                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 10        | 0.997                                   | 0.0022                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 11        | 0.992                                   | 0.0016                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 12        | 0.940                                   | 0.0014                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 13        | 0.981                                   | 0.0025                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 15        | 0.992                                   | 0.0014                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 17        | 0.997                                   | 0.0019                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 18        | 0.962                                   | 0.0017                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 20        | 0.904                                   | 0.0033                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 21        | 0.993                                   | 0.0014                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 22        | 0.967                                   | 0.0025                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 23        | 0.988                                   | 0.0024                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | 24        | 0.967                                   | 0.0028                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             | VSWT-DFIG | $h_{e,DFIG_{i,j}}(P_{Rj}, P_{Si}) = 0$  | BPNN                    | Vector de entrada: $[P_S]$<br>Vector de salida: $[P_R]$<br>Capas: $[1\ 5\ 10\ 1]$<br>(similar a la anterior) | 3     | 0.983  | 2.4844 |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             |           |                                         |                         |                                                                                                              | 7     | 0.973  | 2.8881 |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             |           |                                         |                         |                                                                                                              | 14    | 0.966  | 2.9718 |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             |           |                                         |                         |                                                                                                              | 19    | 0.959  | 3.1924 |
|                                          |                                           |                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                             |           | $h_{e,DFIG_{ii,j}}(P_{Rj}, Q_{Rj}) = 0$ | Aproximacion polinomial | Vector de entrada: $[P_R]$<br>Vector de salida: $[Q_R]$                                                      | 3     | 0.992  | 0.6833 |
| 7                                        | 0.994                                     | 0.6850                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                             |           |                                         |                         |                                                                                                              |       |        |        |
| 14                                       | 0.996                                     | 0.6433                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                             |           |                                         |                         |                                                                                                              |       |        |        |
| 19                                       | 0.998                                     | 0.6057                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                             |           |                                         |                         |                                                                                                              |       |        |        |
| $h_{e,DFIG_{iii,j}}(P_{Si}, Q_{Si}) = 0$ | Aproximación polinomial                   | Vector de entrada: $[P_S]$<br>Vector de salida: $[Q_S]$ | 3                                                                                                                                                                                                                                                                           |           |                                         |                         |                                                                                                              | 0.990 | 0.2491 |        |
|                                          |                                           |                                                         | 7                                                                                                                                                                                                                                                                           |           | 0.992                                   | 0.2395                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         | 14                                                                                                                                                                                                                                                                          |           | 0.992                                   | 0.2369                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         | 19                                                                                                                                                                                                                                                                          |           | 0.993                                   | 0.2110                  |                                                                                                              |       |        |        |
|                                          |                                           |                                                         | VSWT-SG                                                                                                                                                                                                                                                                     |           | $h_{e,SG_i}(U_i, P_i, Q_i) = 0$         | Aproximación polinomial | Vector de entrada: $[P, U]$<br>Vector de salida: $[Q]$                                                       | 16    | 0.973  | 1.7017 |

### 6.3 Medida de la potencia reactiva en el Parque de Sotavento.

En el Parque de Sotavento la medida de potencia reactiva se realiza tras la compensación, en baja tensión a la entrada del transformador de cada torre. Esto supone que no se dispone de la medida de compensación de reactiva en cada instante.

Se ha diseñado un conjunto de redes neuronales que a partir de la función definida anteriormente y los valores de compensación típicos en cada uno de los aerogeneradores permita relacionar la potencia activa, reactiva y la tensión con el valor de compensación en ese momento. Para el entrenamiento de estas redes neuronales se define un patrón que incluye la variación de la tensión de alimentación, y los posibles valores de compensación de cada uno de los aerogeneradores. Para aquellos aerogeneradores que incluyan dos velocidades de referencia (correspondientes a 4 o 6 polos), se obtienen dos redes diferentes.

$$\left. \begin{aligned} Q_{Ci} &= h_{e,FSWT(v1)_i}(U_i, P_i, Q_i) \\ Q_{Ci} &= h_{e,FSWT(v2)_i}(U_i, P_i, Q_i) \end{aligned} \right\} i \in \mathcal{N}_{e,FSWT} \quad (6.39)$$

El patrón de entrenamiento seleccionado debe de recoger todas las posibles combinaciones de parámetros posibles durante el funcionamiento habitual del aerogenerador: la admitancia real puede variar entre la correspondiente a la potencia cero y la nominal, las variaciones máximas de tensión se suponen del 4% y los valores de compensación previstos están definidos en función de los valores de compensación detectados para cada una de las máquinas a lo largo del año.

Por ejemplo, para el aerogenerador 6, considerando una variación de admitancia real variable entre 0 y 1.5 (p.u.) para los valores de compensación:

$$Q_{C_{velocidad\_alta}} = [0 \ 70 \ 140 \ 210 \ 280] \text{ kVAR} \quad (6.40)$$

suponiendo la variación de tensión entre 0.96 y 1.04 por unidad, el patrón de entrenamiento se puede observar en la Fig. 6-13.

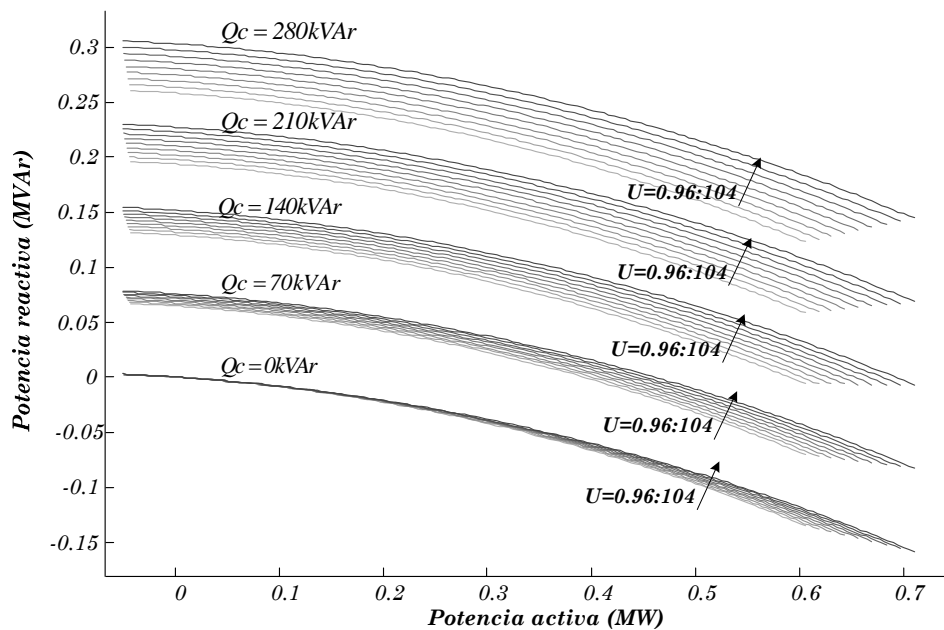


Fig. 6-13: Patrón entrenamiento RNC aerogenerador 1

La inclusión de los valores de compensación típicos en la red neuronal, facilita que la solución del estimador se corresponda con los escalones de compensación reales de funcionamiento.

En las figuras ( Fig. 6-14 y Fig. 6-15) se muestra el resultado de aplicar las redes neuronales descritas anteriormente a los valores medidos durante el mes de diciembre en el aerogenerador de la torre 1. Se han representado en escala de grises valores de compensación correspondientes a la velocidad de referencia alta y en rojo los correspondientes a la velocidad de referencia baja.

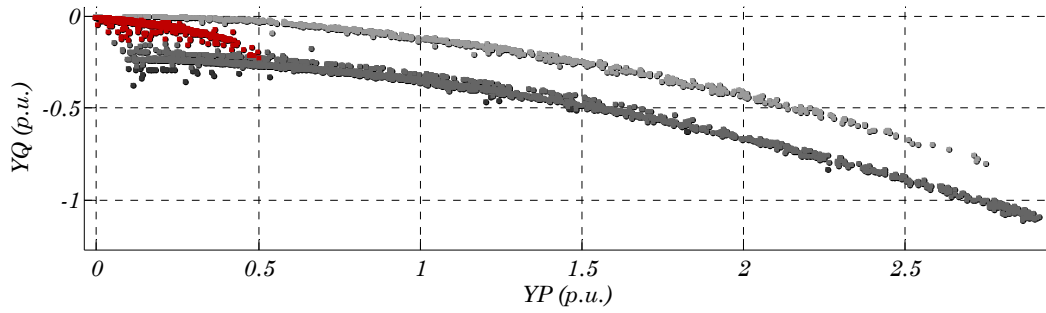


Fig. 6-14 : Diagrama admitancias aerogenerador 1

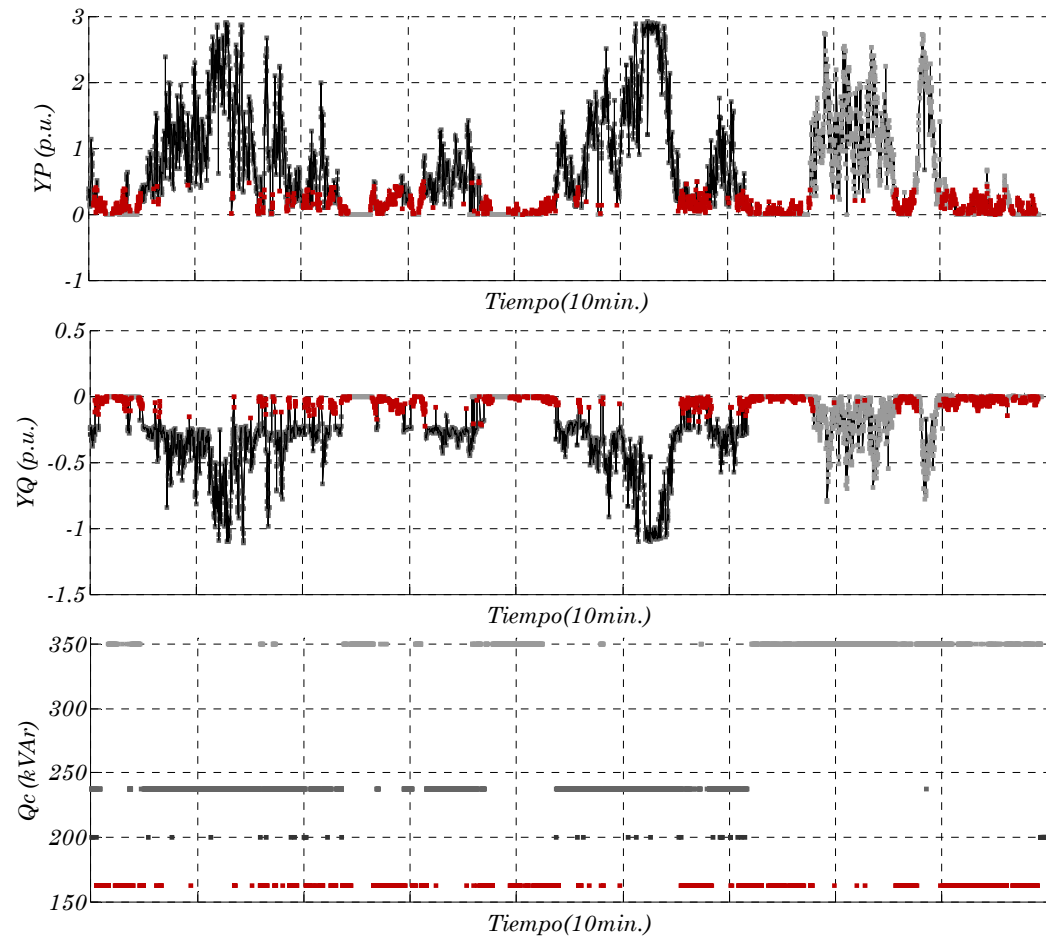


Fig. 6-15: Obtención de la compensación en el aerogenerador 1

En este aerogenerador, la compensación se realiza manteniendo el valor de la misma durante largos períodos de funcionamiento mientras no se produzca una parada de la máquina. Esta condición facilita la utilización de pseudomedidas de  $Q_C$  (basadas en medidas en instantes anteriores), que permitirían seguir manteniendo la mejora de la redundancia en el procedimiento.

En la Fig. 6-16 se muestra el resultado obtenido con el estimador anterior entre los días 15 y 19 correspondientes al mes de Noviembre.



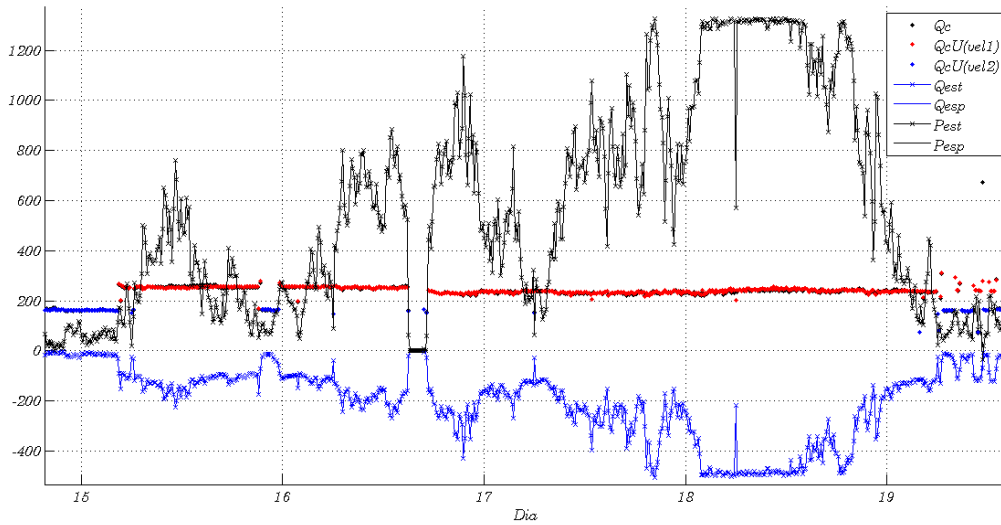


Fig. 6-16: Estimación  $Q_c$  aerogenerador 1 (15-19 Diciembre)

En la Fig. 6-17 se representa el diagrama de admitancias de la máquina y los valores de admitancia reales que se obtienen a partir de las medidas.

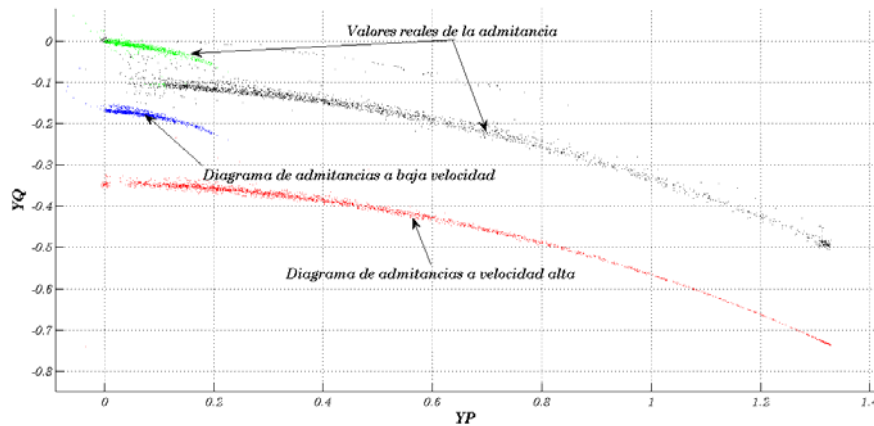


Fig. 6-17: Diagrama admitancias aerogenerador 1 (Diciembre)

Este tipo de generador está presente en el parque en los aerogeneradores:

- Izar-Bonus 1.3MW: Torre 1
- Neg-Micon 750. Torres 2, 8, 13 y 20.
- Ecotecnia 44-640. Torres 4, 11, 15 y 21
- Izar-Bonus MK-IV. Torres 5, 9, 18 y 22.
- Made AE-46. Torres 6, 10, 17 y 23
- Neg-Micon NM900. Torre 12
- Made AE-61. Torre 24

Aunque las máquinas presentes en todos ellos son generadores asíncronos de jaula de ardilla con dos velocidades nominales, el sistema de compensación de reactiva presenta en cada caso ciertas particularidades.

La determinación del valor de compensación que se ajuste a los niveles de compensación de cada máquina se realiza a partir de las medidas realizadas a lo largo del año.

### 6.3.1 Neg-Micon 750. Torres 2, 8, 13 y 20.

El aerogenerador Neg-Micon 750 es un aerogenerador de velocidad fija controlado por pérdida aerodinámica. Dispone de dos velocidades de funcionamiento correspondientes a 4 o 6 polos. El equipo de compensación consta de 3 etapas de 75 kVar.

En este caso, la máquina funciona con la mayor compensación posible (225 kVar) cuando está conectado el generador de alta velocidad (4 polos). Para valores menores de la potencia activa, cuando se conecta el generador de baja velocidad aparecen dos valores de compensación distintos (100 y 125 kVar). Se puede suponer como pseudomedidas de la compensación de reactiva que a partir de una potencia de 140 kW, ( $YP=0.2$ ), está conectado el generador de 4 polos con una compensación de 225 kVar.

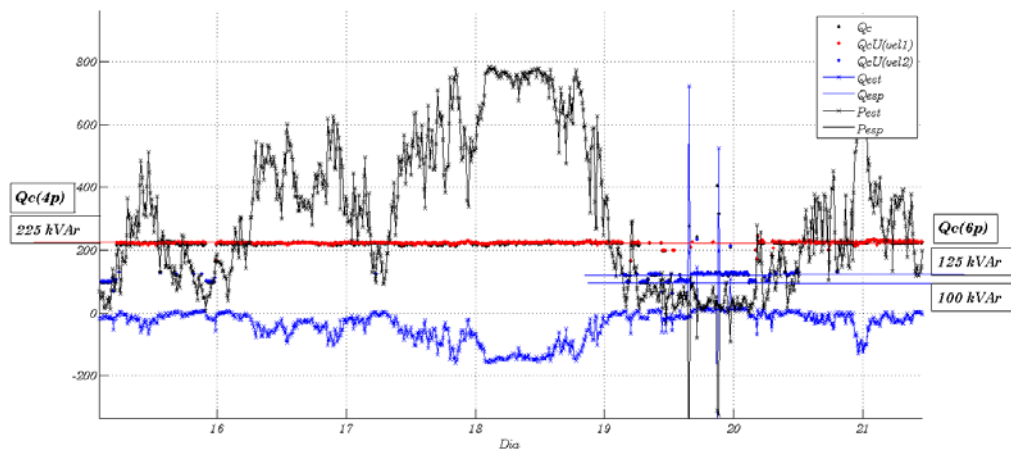


Fig. 6-18: Estimación  $Q_c$  aerogenerador 2 (Diciembre)

### 6.3.2 Ecotecnia 44-640. Torres 4, 11, 15 y 21

En este aerogenerador se dispone de dos generadores prácticamente idénticos que trabajan en paralelo. En este caso se determinan los parámetros equivalentes de cada uno de los generadores realizando a continuación la suma de las admitancias de entrada obtenidas para simular el funcionamiento en paralelo de ambos generadores. En la siguiente figura se muestra la selección de valores utilizados en el estimador para cada una de las máquinas (en este caso en la Torre 11). Observando la evolución temporal el regulador del aerogenerador conecta ambos generadores alternativamente mientras la potencia activa no supere un determinado valor que pasarían a trabajar los dos en paralelo.

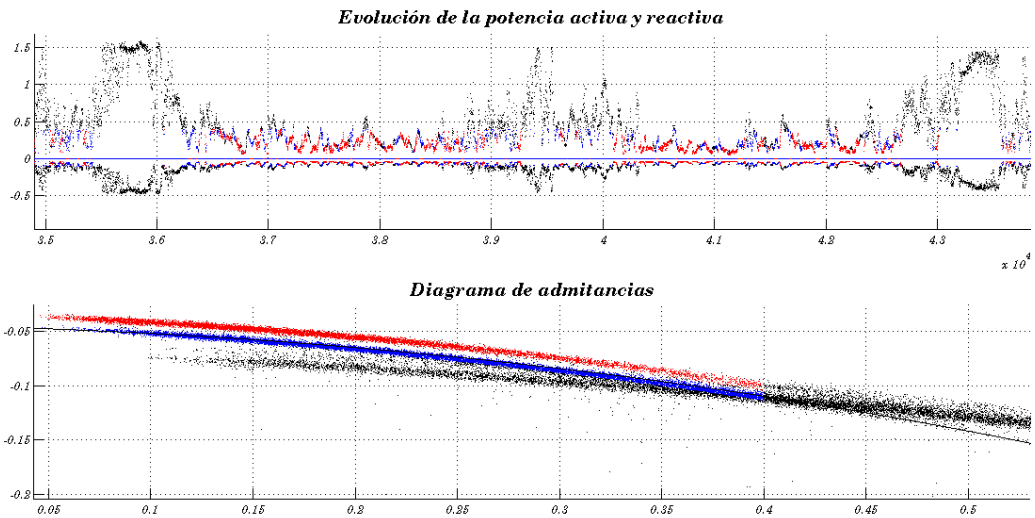


Fig. 6-19: Simulación funcionamiento aerogenerador torre 4

No se dispone de datos respecto a las baterías de condensadores instaladas. A partir del diagrama de admitancias de la máquina se pueden deducir que el nivel de compensación utilizado con los dos generadores se sitúa en torno a  $85 \times 2$  kVAR y que los contactores estáticos son capaces de introducir escalones de 7.5 kVAR, a medida que aumenta la potencia cedida por la máquina intentando mantener el factor de potencia próximo a 0.95

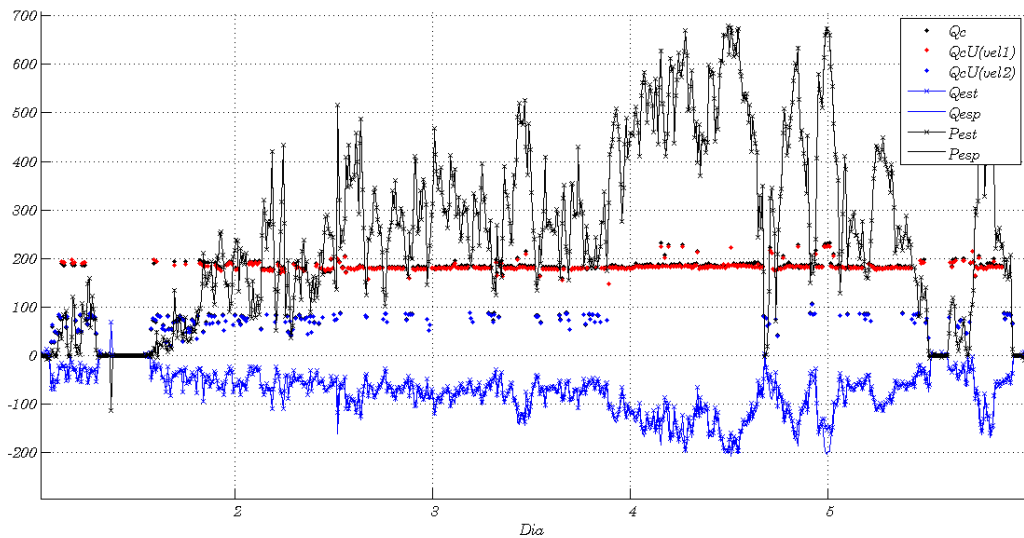


Fig. 6-20: Estimación  $Q_c$  aerogenerador 4 (Diciembre)

### 6.3.3 Izar-Bonus MK-IV. Torres 5, 9, 18 y 22.

En este caso se trata de un aerogenerador de velocidad fija (4 polos) con control por entrada en pérdida aerodinámica. Si se representa la admitancia del aerogenerador, se observa que este aerogenerador dispone de un sistema de arranque suave con tiristores

para minimizar el efecto que produce la magnetización de la máquina en vacío (durante los arranques y paradas), tras el cual se produce la máxima compensación disponible en las baterías estáticas. En la Fig. 6-21 se puede observar cómo actúa en el sistema inyectando reactiva en escalones durante estos procesos.

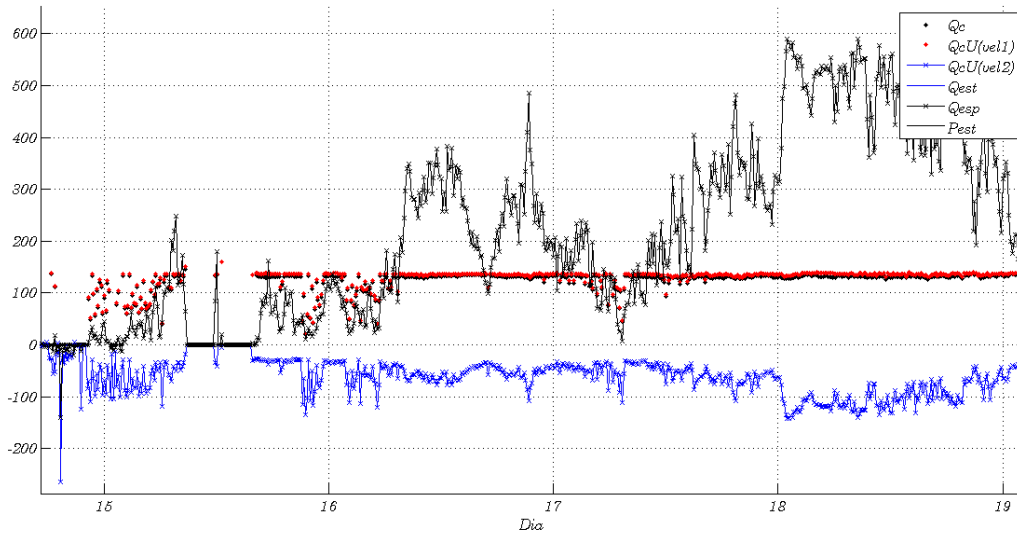


Fig. 6-21: Estimación  $Q_c$  aerogenerador 22 (Diciembre)

En la simulación del aerogenerador 5, se observa que si bien el fabricante establece tres eslabones de compensación de 50, 100 y 150 kVAr, representando el diagrama de potencias para los valores correspondientes a todo el año, el valor de compensación es 135kVAr al principio del año, 150 kVAr para los meses centrales y 125kVAr al final del año. Esto puede deberse a un defecto en el banco de condensadores.

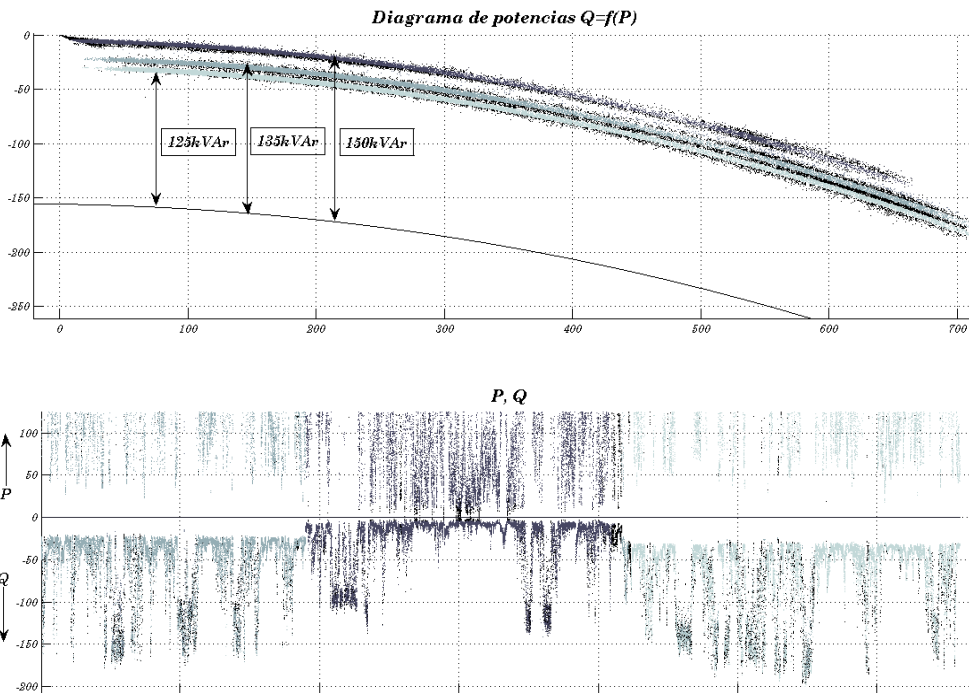


Fig. 6-22: Simulación funcionamiento aerogenerador 5

### 6.3.4 Made AE-46. Torres 6, 10, 17 y 23

Este aerogenerador dispone de un regulador de reactiva a base de interruptores estáticos dependiendo de la potencia de salida a fin de ajustar el factor de potencia. Tal como se observa en la gráfica el regulador actúa cambiando el nivel de compensación de forma gradual si el valor de la potencia generada supera determinado valor. Se dispone de 4 niveles de compensación de 70 kVAr. Aerogenerador con dos velocidades de accionamiento correspondientes a 4 y 6 polos.

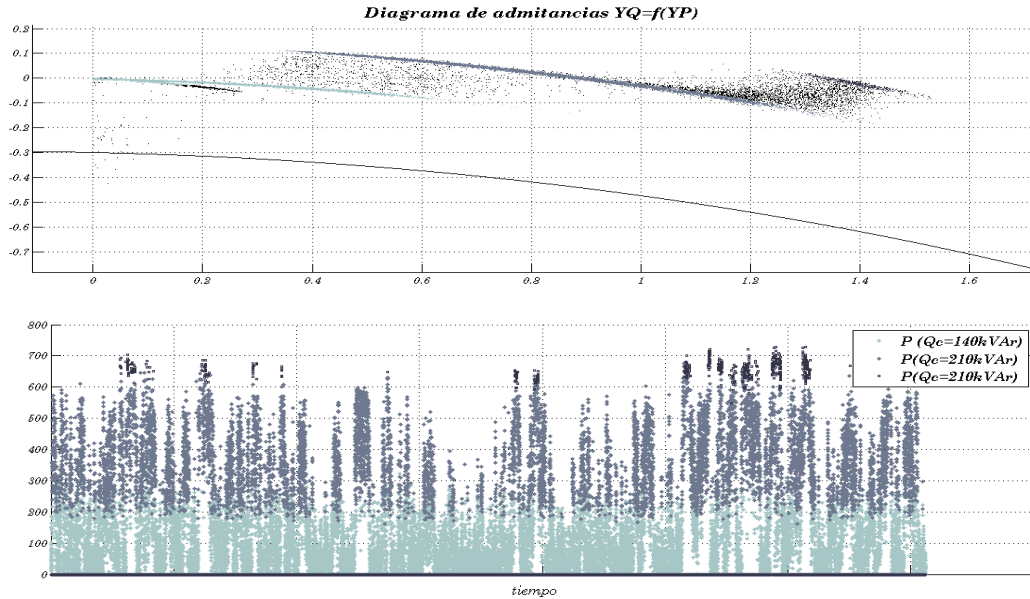


Fig. 6-23: Simulación funcionamiento aerogenerador 6

Durante la simulación del funcionamiento entre los días 15 y 20 del mes de diciembre se puede observar como en el ajuste de la compensación de reactiva entre los días 15 y 16 aparecen valores de compensación intermedios entre 0 y 70 kVAr. De la misma forma, el día 19, el regulador ajusta el valor de la compensación por encima de 70 kVAr intentando mantener el factor de potencia lo más cercano posible al valor de consigna.

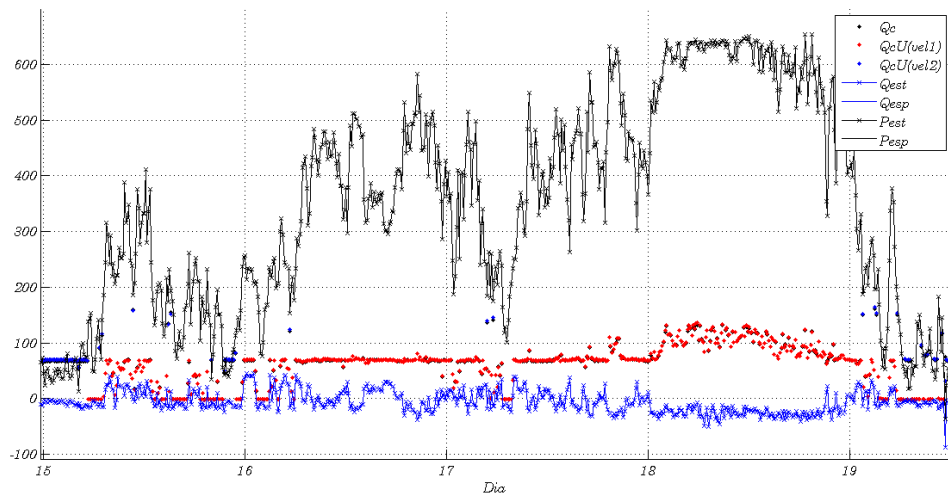


Fig. 6-24: Estimación Qc aerogenerador 6 (Diciembre)

### 6.3.5 Made AE-61. Torre 24

Presenta la misma tecnología de control de potencia que el aerogenerador Made AE-46. En este caso, se dispone de escalones de compensación de 35 kVAr empezando desde una compensación de 315 kVAr hasta la máxima de 665kVAr.

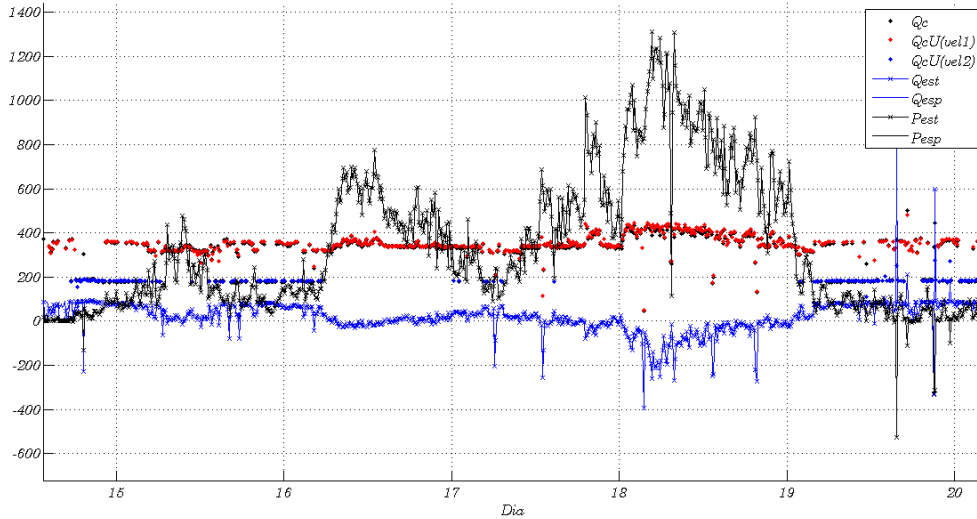
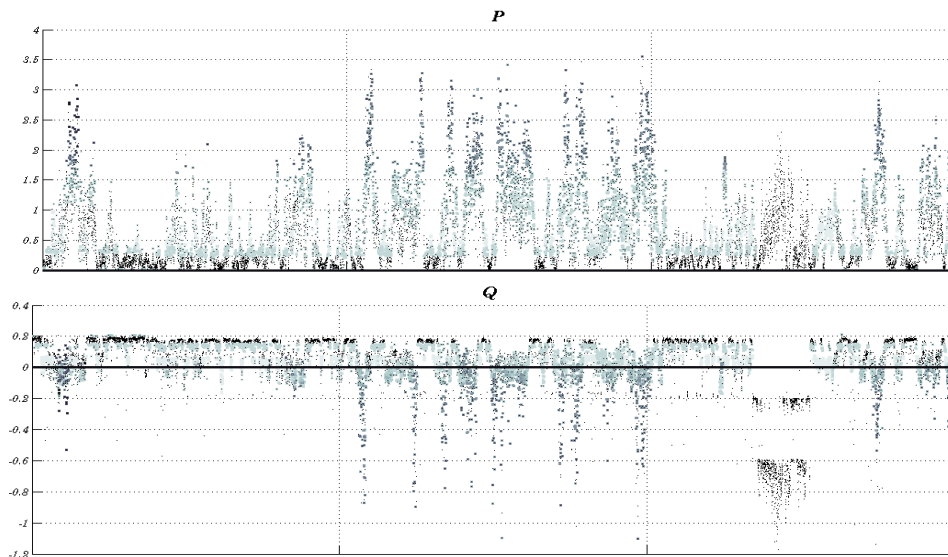


Fig. 6-25: Estimación  $Q_c$  aerogenerador 24 (Diciembre)

En la Fig. 6-26 se muestra la evolución de la potencia activa y reactiva y la asignación teórica de los niveles de compensación en función del diagrama de admitancias.



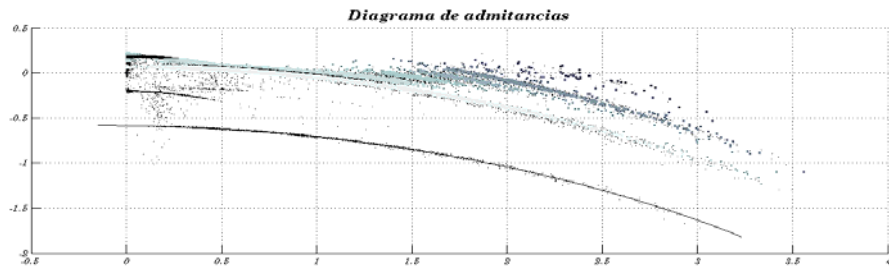


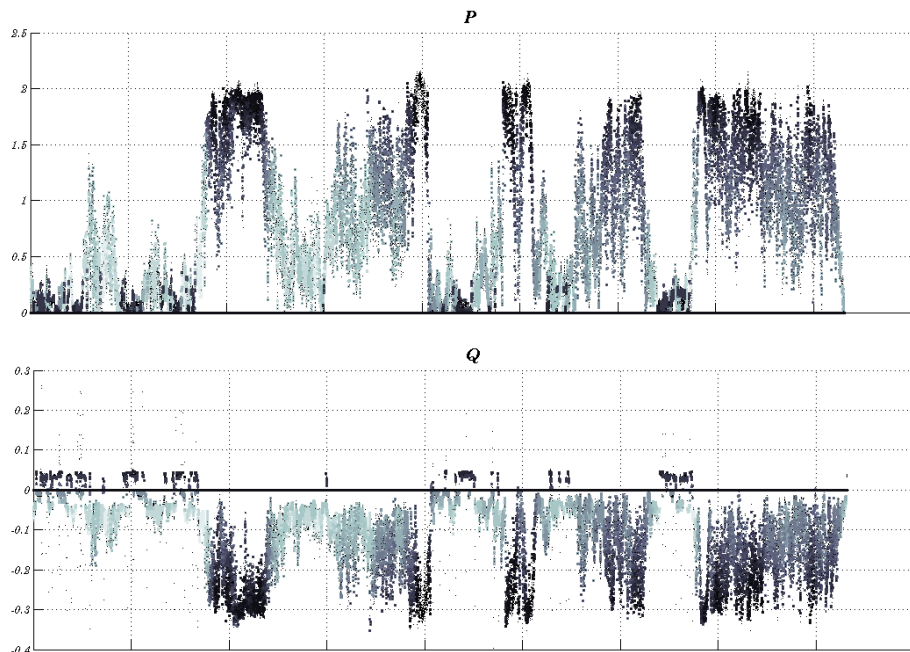
Fig. 6-26: Simulación funcionamiento aerogenerador 24

### 6.3.6 Neg-Micon NM900. Torre 12

Este aerogenerador dispone de un sistema de control de potencia que ajustar el factor de potencia a un valor prácticamente constante y muy próximo a 0.98 en operación normal. Esto dificulta la obtención de los parámetros de la máquina basándose en el diagrama de admitancias de la máquina ya que, tal como se puede observar en la figura, no se ve un círculo claramente definido, sino una nube de puntos.

A fin de intentar clarificar el proceso, se representa la evolución únicamente el mes de noviembre. Las medidas están tomadas cada minuto.

El valor que inicialmente se suponga del diámetro va a influir notablemente en los parámetros que se obtengan finalmente. Se han realizado diversas pruebas comparando los resultados obtenidos con la evolución real de la admitancia real e imaginaria. En la Fig. 6-27 se observa la solución obtenida suponiendo un valor del diámetro de 13mΩ, suponiendo una compensación mínima de 125 kVAr variando en escalones de 5 kVAr.



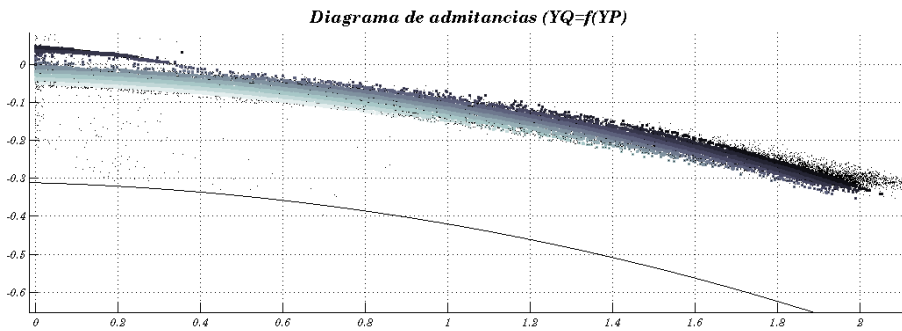


Fig. 6-27: Simulación funcionamiento aerogenerador 12

En la Fig. 6-28: Cambio del nivel de compensación se ha representado con líneas azules las transiciones entre valores cuando se supone que no hay cambio en el estado de la compensación y en rojo en las que se produce la actuación del regulador. En el ejemplo considerado, se observa que el regulador está actuando constantemente cambiando el nivel de compensación entre dos valores determinados.

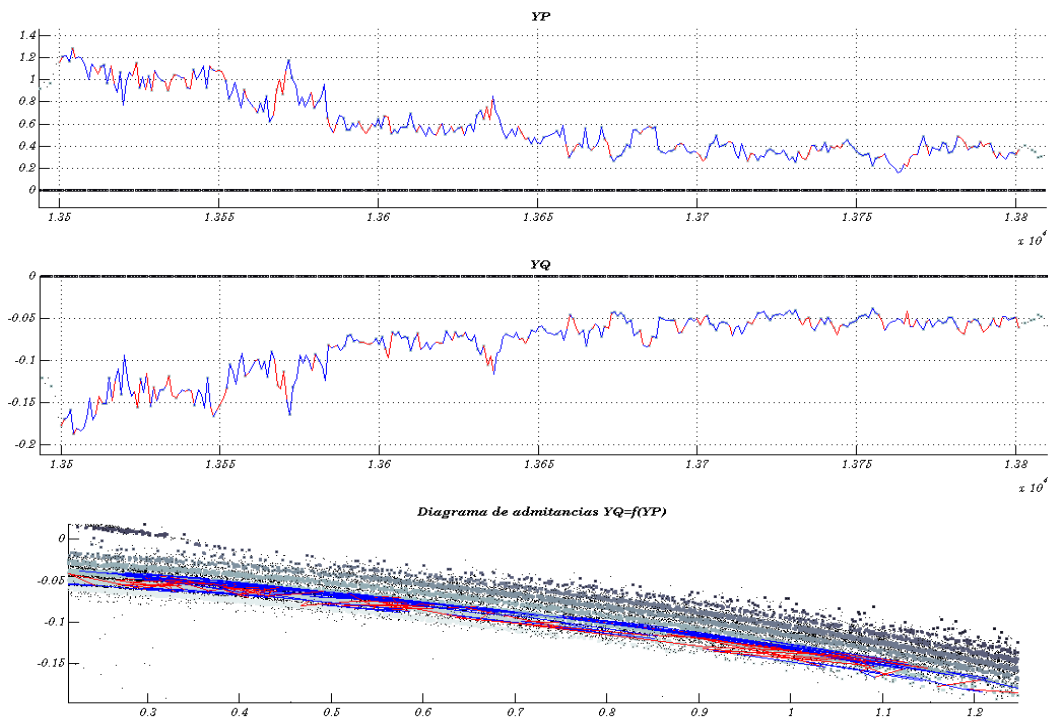


Fig. 6-28: Cambio del nivel de compensación

En la Fig. 6-29 se observa cómo se realiza el cambio entre la primera y la segunda velocidad de la máquina. En el momento en que disminuye la potencia, se produce la desconexión del condensador y a continuación, se conecta la batería de compensación de baja velocidad y el generador de baja velocidad. En el caso de que se mantenga el nivel de potencia bajo, se ajusta la compensación a 0.



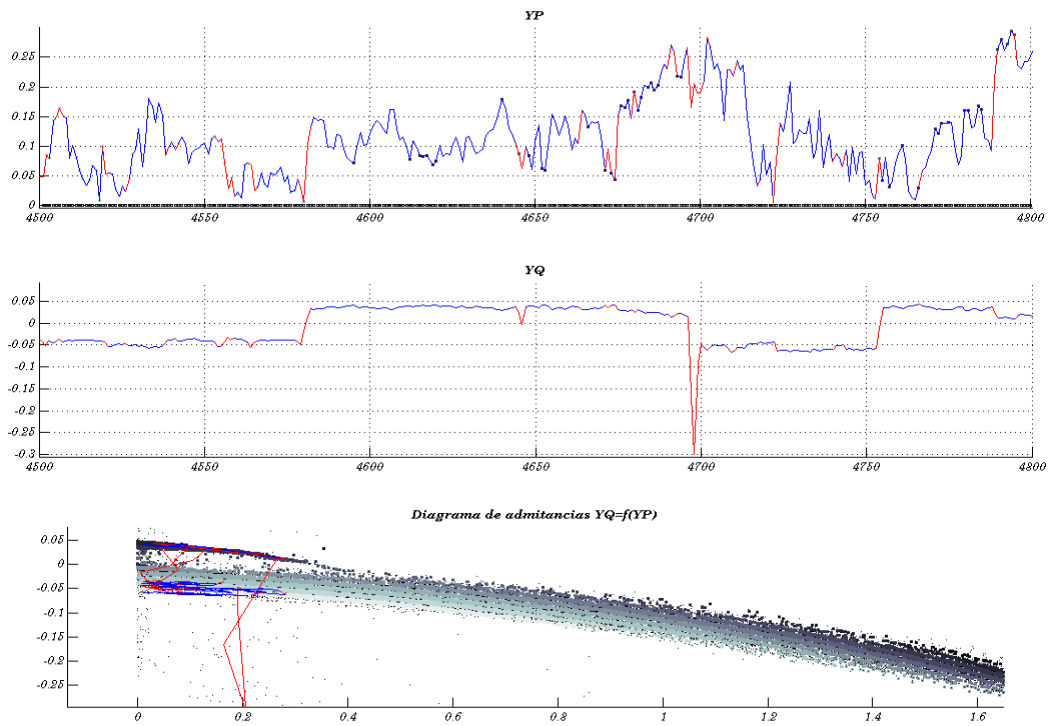


Fig. 6-29: Cambio de primera a segunda velocidad



## 7. Relación de velocidades

En este capítulo se trata la incorporación dentro del estimador de la medida de viento en cada uno de los emplazamientos.

Se establecen las relaciones entre estas medidas y la potencia en cada uno de los aerogeneradores a través de dos tipos de relaciones diferentes:

- Por una parte se incorpora en el estimador la curva de potencia de cada uno de los aerogeneradores partir de una red neuronal.
- Por otra parte, se establecen una serie de relaciones entre las velocidades de viento en varios emplazamientos.

Como ya se ha visto en el capítulo 2, la inclusión del viento en cada emplazamiento en el estimador, permite crear una red paralela que aumenta en gran medida la observabilidad y redundancia del mismo.

Se tratará en primer lugar la inclusión de las restricciones en el estimador y a continuación la forma de obtener las mismas a partir del histórico de datos.

### 7.1 Inclusión de la Curva de Potencia

A partir de los datos proporcionados por el fabricante y atendiendo a la tecnología de los diferentes aerogeneradores se establece la relación entre la potencia activa generada con la velocidad en cada emplazamiento. En este caso se ha tenido en cuenta el histórico de datos de medidas de potencia generada y velocidad de viento.

El vector de parámetros se amplía con las medidas de las velocidades del viento en cada uno de los aerogeneradores:

$$x_e = \left[ \theta_{N-n_R} \quad U_N \quad P_{N_e} \quad Q_{N_e} \quad v_{N_e} \right] \quad (7.1)$$

y se añaden dos nuevas ecuaciones:

$$P_i = h_{e,CP_i}(v_i) \quad (7.2)$$

$$v_i^m = v_i + \varepsilon_{v_i} \quad (7.3)$$

El jacobiano se amplía según:

$$H = \begin{array}{c|c|c|c|c}
 \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} \end{array} & \begin{array}{c} I_{(\mathcal{N}_{U_m}, \mathcal{N})} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial U} \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ I_{(\mathcal{N}_{P_m}, \mathcal{N}_e)} \\ I_{(\mathcal{N}_{Q_m}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ I_{(\mathcal{N}_{v_m}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \\ 0 \end{array} \\
 \hline
 \underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} & \underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}} & \underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e} & \underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e} & \underbrace{v_i, i \in \mathcal{N}_e}
 \end{array} \quad \begin{array}{l}
 \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{U_m} \end{cases} \\
 \begin{cases} P_i^m = P_i + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{P_m} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \begin{cases} Q_i^m = Q_i + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Q_m} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \boxed{\begin{cases} v_i^m = v_i + \varepsilon v_i \\ i \in \mathcal{N}_{v_m} \cap \mathcal{N}_e \end{cases}} \\
 \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{P_m} - \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \begin{cases} Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Q_m} - \mathcal{N}_e \end{cases}
 \end{array} \quad (7.4)$$

y la matriz de restricciones:

$$C = \begin{array}{c|c|c|c|c}
 \begin{array}{c} \frac{\partial h_P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial U} \\ \frac{\partial h_P}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial U} \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ -I_{(\mathcal{N}_{P_m}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \\ -I_{(\mathcal{N}_e, \mathcal{N}_e)} \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ -I_{(\mathcal{N}_{Q_m}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\partial h_{e,CP}}{\partial P} \end{array} \\
 \hline
 \underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R} & \underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}} & \underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e} & \underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e} & \underbrace{v_i, i \in \mathcal{N}_e}
 \end{array} \quad \begin{array}{l}
 \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{P_{null}} \end{cases} \\
 \begin{cases} Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Q_{null}} \end{cases} \\
 \begin{cases} h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{P_m} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \begin{cases} h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Q_m} \cap \mathcal{N}_e \end{cases} \\
 \boxed{\begin{cases} h_{e,CP}(v_i) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e \end{cases}}
 \end{array} \quad (7.5)$$

Las medidas de viento y de potencia activa son redundantes entre sí al estar directamente relacionadas por la curva de potencia. En el caso de que no se conozcan las medidas de viento, el estimador ofrecería un resultado aproximado de la velocidad de viento que vería cada uno de los aerogeneradores. Tal como se describe en la ecuación correspondiente a la matriz de restricciones, la función que define la curva de potencia tiene que ser derivable para su inclusión directa en el estimador. (Ver capítulo 4).

En la Fig. 7-1 se representa la metodología propuesta para el estimador de estado extendido, incluyendo la curva de potencia de los aerogeneradores.

## 7.2 Modificación del procedimiento.

La inclusión de la curva de potencia de la máquina exige el cumplimiento exacto de la relación, estableciendo una correspondencia entre cada valor de potencia obtenida y

velocidad del viento. Sin embargo, la relación entre la potencia activa obtenida en bornes de la máquina y la velocidad en el aerogenerador no es exacta, presenta una cierta dispersión.

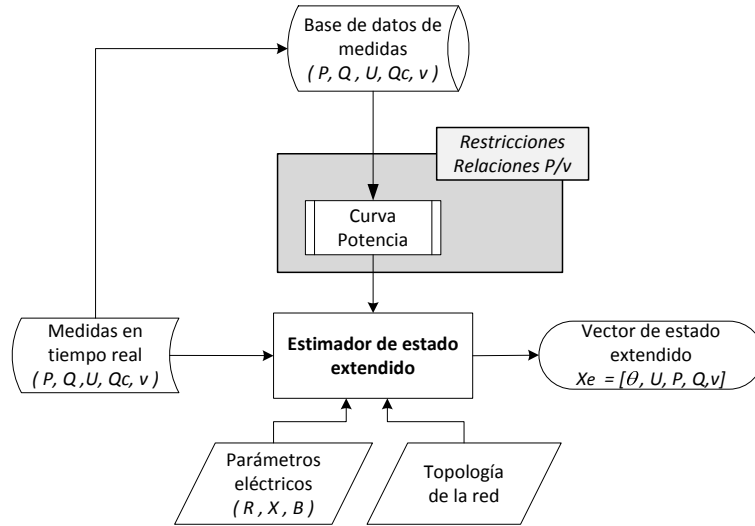


Fig. 7-1: Estimador de estado extendido incluyendo la curva de potencia

Se propone una variación del método consistente en suponer un error de relación, en el mismo sentido en que se tratan los errores de medida de forma que:

$$P_i = h_{e,CP_i}(v_i) + e_{e,CP_i} \quad (7.6)$$

En este caso, la ecuación anterior no se incluye en la matriz de restricciones sino en la matriz jacobiana:

$$H = \begin{bmatrix} 0 & I_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{vm}, \mathcal{N}_e)} \\ \frac{\partial h_P}{\partial \theta} & \frac{\partial h_P}{\partial U} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -I_{(\mathcal{N}_e, \mathcal{N}_e)} & 0 & \frac{\partial h_{e,CP}}{\partial P} \end{bmatrix} \quad \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{Um} \\ P_i^m = P_i + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ Q_i^m = Q_i + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ v_i^m = v_i + \varepsilon v_i \\ i \in \mathcal{N}_{vm} \cap \mathcal{N}_e \\ P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} - \mathcal{N}_e \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} - \mathcal{N}_e \\ h_{e,CP_i}(v_i) - P_i = \varepsilon e_{CP_i} \\ i \in \mathcal{N}_e \end{cases} \quad (7.7)$$

$\underbrace{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}$      $\underbrace{U_i, i \in \mathcal{N}}$      $\underbrace{P_i, i \in \mathcal{N}_e}$      $\underbrace{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$      $\underbrace{v_i, i \in \mathcal{N}_e}$

Será necesario definir la dispersión que se le permite al error de relación y su fiabilidad respecto a los errores de medida considerados.

El estimado obtenido diferirá de las medidas en mayor o menor medida en función del grado de confianza que se otorgue a cada una de ellas.

En la Fig. 7-2 se han representado los valores de estimación más probables suponiendo que la variación más probable para las medidas de velocidad y potencia se ajusta a los valores representados. En este caso la solución del estimador se obtiene suponiendo la curva de potencia una restricción, lo que exige el cumplimiento exacto de la ecuación. Los valores estimados se corresponden exactamente con un punto determinado de la curva de potencia.

Permitiendo un error de relación en la ecuación de la curva de potencia, los valores estimados obtenidos se sitúan en una zona próxima a la curva, pero no cumplen exactamente la restricción.

En la Fig. 7-3 se ha representado la posible zona correspondiente a la estimación, con los mismos supuestos que en el caso anterior, pero permitiendo un error de relación en la ecuación correspondiente a la curva de potencia. En ambos casos se ha supuesto que la confianza otorgada a las medidas de potencia activa, viento y el error de relación de la curva de potencia son similares, pero en el estimador se pueden ajustar estos valores en función de la clase de los medidores, o de la fiabilidad de los datos utilizados a la hora de obtener la curva de potencia.

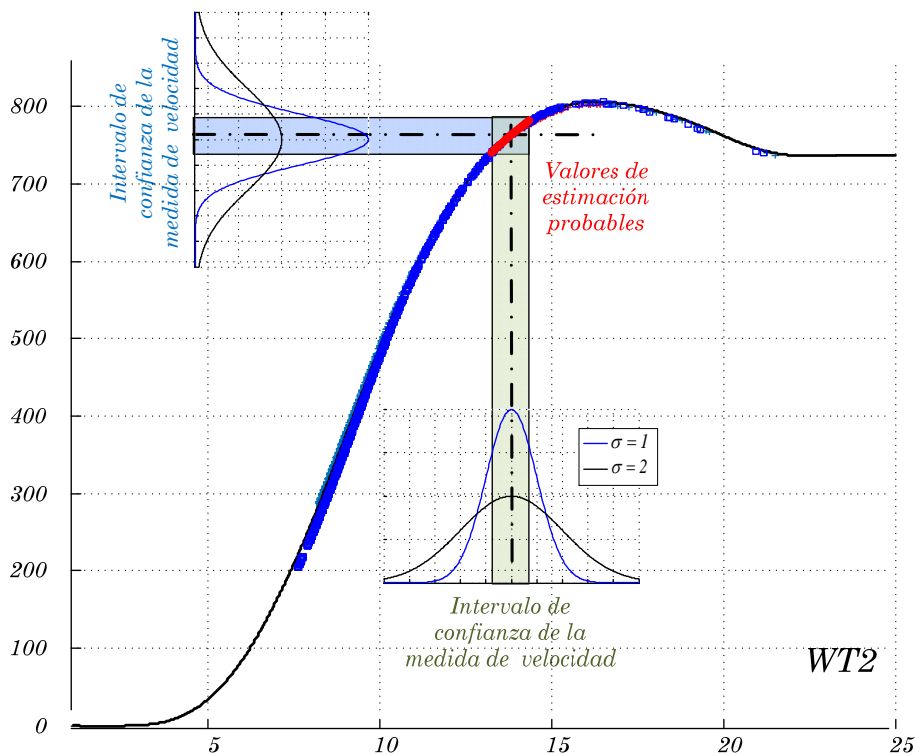


Fig. 7-2: Intervalos de confianza suponiendo la curva de potencia una restricción

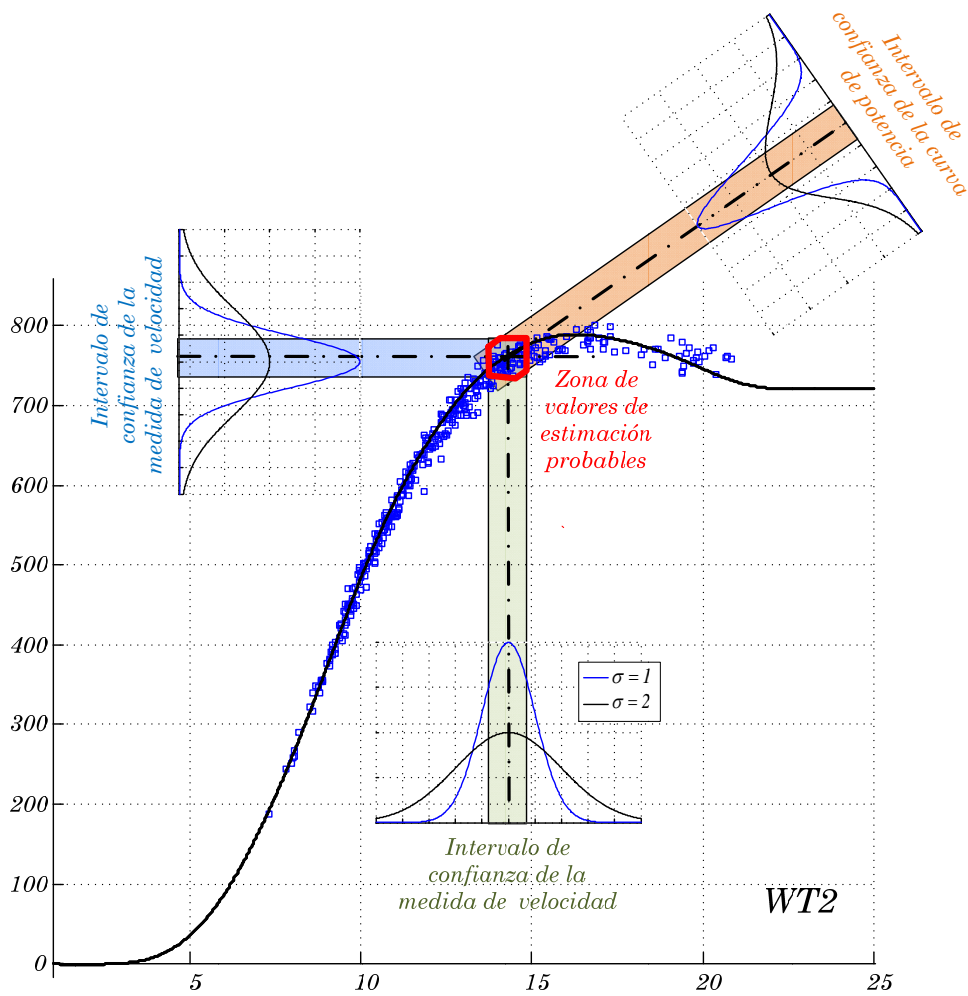


Fig. 7-3: Zona de estimación posible admitiendo error de relación en la curva de potencia

### 7.3 Inclusión de las relaciones entre las velocidades

Para cada uno de los emplazamientos se obtiene una función que relaciona dicha velocidad con la media de las direcciones de viento medidas en los anemómetros, y la velocidad del viento en los aerogeneradores más cercanos.

A partir de las medidas efectuadas, se aprecia que la relación entre los módulos del viento en los emplazamientos no se puede representar mediante una relación exacta, por lo que se formula una relación en la que se permite un cierto margen de error:

$$v_i = h_{e,RVi}(\varphi, v_{i+1}, v_{i-1}) + \varepsilon_{e,RVi} \quad (7.8)$$

donde:

$\varphi$ : se determina a partir de la media de medidas de dirección del viento de los cuatro anemómetros.

$v_i$ : velocidad del viento del anemómetro i.

En este caso el jacobiano se amplía con la ecuación:

$$H = \begin{bmatrix}
 0 & I_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{vm}, \mathcal{N}_e)} \\
 \frac{\partial h_p}{\partial \theta} & \frac{\partial h_p}{\partial U} & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & -I_{(\mathcal{N}_e, \mathcal{N}_e)} & 0 & \frac{\partial h_{e,CP}}{\partial P} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial h_{e,RV}}{\partial v}
 \end{bmatrix}
 \begin{cases}
 U_i^m = U_i + \varepsilon_{U_i} \\
 i \in \mathcal{N}_{Um} \\
 P_i^m = P_i + \varepsilon_{P_i} \\
 i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\
 Q_i^m = Q_i + \varepsilon_{Q_i} \\
 i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\
 v_i^m = v_i + \varepsilon_{v_i} \\
 i \in \mathcal{N}_{vm} \cap \mathcal{N}_e \\
 P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon_{P_i} \\
 i \in \mathcal{N}_{Pm} - \mathcal{N}_e \\
 Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon_{Q_i} \\
 i \in \mathcal{N}_{Qm} - \mathcal{N}_e \\
 h_{e,CP_i}(v_i) - P_i = \varepsilon_{e,CP_i} \\
 i \in \mathcal{N}_e \\
 h_{e,RV_i}(\phi, v_i + 1, v_i - 1) - v_i = \varepsilon_{e,RV_i} \\
 i \in \mathcal{N}_e
 \end{cases}
 \quad (7.9)$$

$\underbrace{\quad}_{\theta_i, i \in \mathcal{N} - n_R}$   
  $\underbrace{\quad}_{U_i, i \in \mathcal{N}}$   
  $\underbrace{\quad}_{P_i, i \in \mathcal{N}_e}$   
  $\underbrace{\quad}_{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$   
  $\underbrace{\quad}_{v_i, i \in \mathcal{N}_e}$

En la Fig. 7-4 se representa la metodología propuesta para el estimador de estado extendido, incluyendo la curva de potencia de los aerogeneradores.

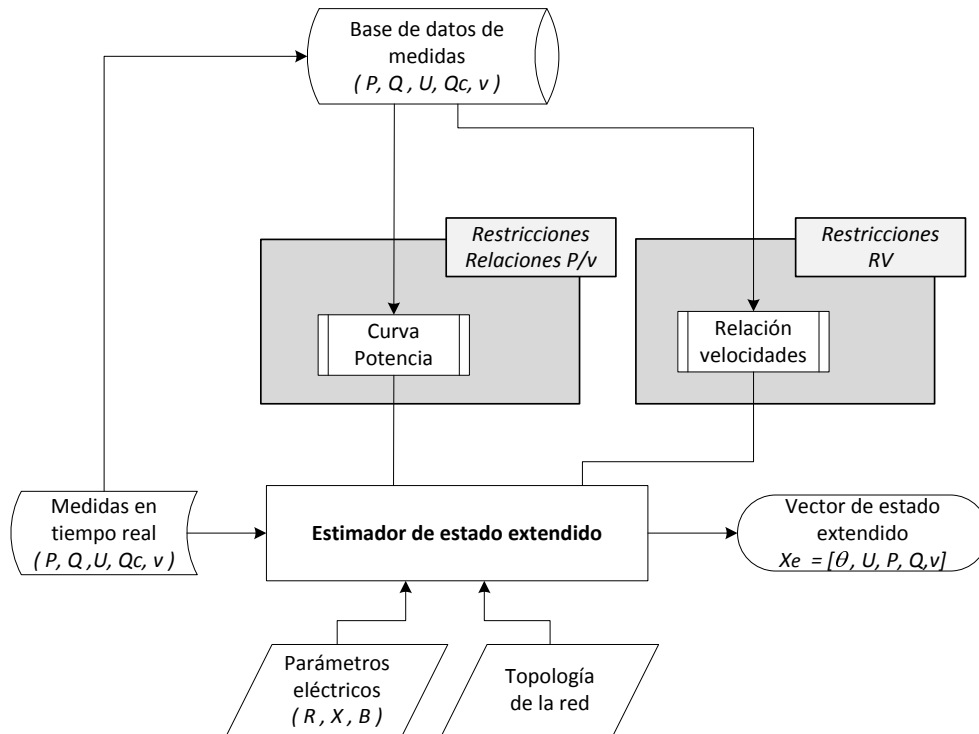


Fig. 7-4: Estimador de estado extendido incluyendo relaciones P/v y RV



### 7.3.1 Escenarios posibles

Las ecuaciones definidas anteriormente, relacionan los valores de velocidades de viento y potencia en cada uno de los aerogeneradores, obtenidos en el mismo instante. La situación ideal (estimador con máxima redundancia y observabilidad), exige la disponibilidad de estas medidas en cada instante, así como un histórico de medidas lo suficientemente significativo que permita entrenar las redes neuronales.

En función de los equipos de medida y la forma en que se realiza el registro y almacenamiento de las mismas por parte del Scada correspondiente, se pueden tener diferentes situaciones:

- Se dispone de los valores instantáneos de viento tanto en módulo como dirección en cada uno de los aerogeneradores a partir de los propios anemómetros instalados en las góndolas.
- Se dispone de las medidas de viento en las torres anemométricas que se suelen corresponder con valores medios en intervalos de 10 minutos.
- En ambos casos, se dispone de las medidas de potencia activa en cada uno de los emplazamientos.

En esta tesis se trata una situación habitual en la que se dispone de un histórico de medidas de viento en las torres anemométricas y de la potencia generada en cada uno de los aerogeneradores. En este caso, al no disponer de medidas directas de la velocidad del viento, se plantea el uso de pseudomedidas obtenidas a partir de los históricos definidos anteriormente.

Para determinar la bondad con que estas redes responden al comportamiento real del parque se han contrastado los resultados obtenidos con simulaciones de campo de viento obtenidas a partir del programa comercial WAsP, y se ha desarrollado una aplicación que permite determinar el efecto de las estelas. No es objetivo de esta tesis, el plantear la posibilidad de determinar las relaciones a partir de programas computacionales, sino el comprobar si los resultados obtenidos con el simulador responden de forma cualitativa a los efectos tanto de la orografía como del efecto estela entre los diferentes emplazamientos del parque.

### 7.3.2 Obtención de las redes neuronales

El resumen del procedimiento a seguir se aprecia en la *Fig. 7-5*.

Se dispone de los datos medidos de viento cada 10 minutos en cuatro anemómetros distribuidos en dos torres anemométricas (M6, M6-2, M12, M12-2) situados a diferentes alturas respecto al nivel del suelo tal como se vió en el capítulo 3.

Las medidas de potencia se registran cada minuto.

Dentro del intervalo correspondiente a cada una de las medidas de viento, la potencia eléctrica generada varía, utilizándose para la determinación la media de las medidas existentes.

A partir de los valores medidos de potencia activa en cada aerogenerador y teniendo en cuenta la densidad del aire, se determina una pseudomedida de velocidad en cada uno de los emplazamientos.

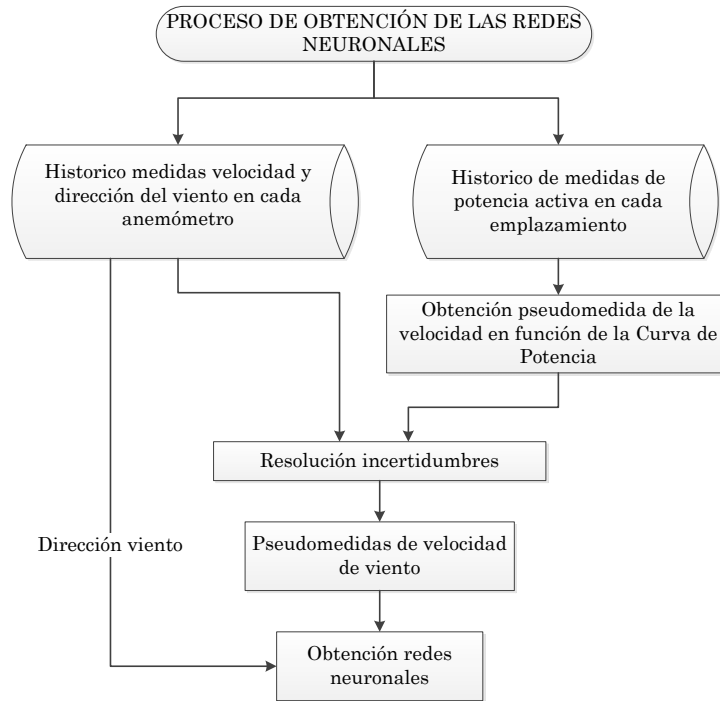
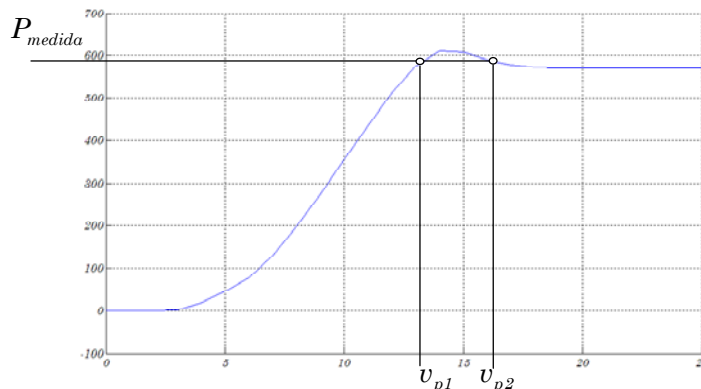


Fig. 7-5: Procedimiento para la obtención de las BPNN

Para valores grandes de velocidad de viento, y debido a la forma característica que presenta la curva de potencia correspondiente a aerogeneradores con pérdida aerodinámica, se produce una incertidumbre respecto a la velocidad del viento ya que un mismo valor de potencia eléctrica se corresponde con dos valores de viento.



Esta incertidumbre se resuelve a partir de los datos medidos de viento en los anemómetros. Para ello se establecen unas relaciones entre las pseudomedidas obtenidas y la velocidad medida en los anemómetros.

### 7.3.2.1 Obtención de la pseudomedida de velocidad a partir de los datos de las torres anemométricas

Se pretende determinar unas funciones  $h_{e,RV}$  que relacionen la velocidad del viento obtenida a partir de la curva de potencia  $v_p$  y la velocidad de viento registrada por los anemómetros ( $v_{m6}, v_{m6-2}, v_{m12}, v_{m12-2}$ ). Estas relaciones están muy influenciadas por la dirección del viento en cada uno de los emplazamientos. Se han probado diferentes ecuaciones utilizando expresiones del tipo para diferentes intervalos de viento medido por el anemómetro, en función de la dirección medida del viento, se observa la diferencia de velocidades relativas se mantiene más o menos constante. De hecho, considerando ecuaciones del tipo:

$$h_{e,RV}(v_{P(j)}, v_{m(i)}) = \frac{v_{m(i)} - v_{P(j)}}{v_{m(i)}} \quad (7.10)$$

donde

$v_{m(i)}$ : es la velocidad del viento medida por el medidor i

$v_{P(j)}$ : es la velocidad del viento estimada en función de la curva de potencia en el aerogenerador j

$h_{e,RV}(v_{P(j)}, v_{m(i)})$ : es la relación entre la velocidad de viento del anemómetro i y el aerogenerador j

En la Fig. 7-6 se puede observar el valor que va tomando esta relación en función de la dirección del viento, tomando como ejemplo el aerogenerador 1 y la medida del anemómetro situado más alto en la torre 6. Se ha representado la media de las relaciones obtenidas para distintos intervalos de viento en función de la dirección del mismo. Se puede observar que la relación es más evidente en la zona en la que el medidor no está tan afectado por las estelas de los aerogeneradores ( $210^\circ$  a  $350^\circ$ ).

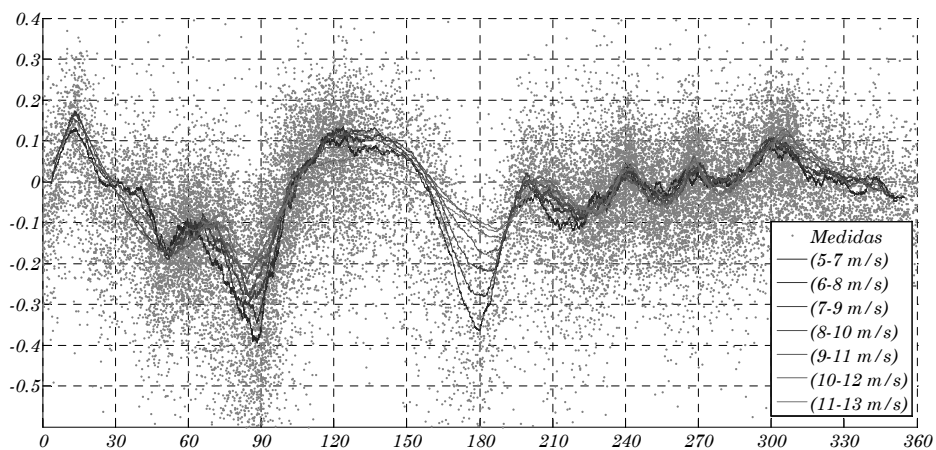


Fig. 7-6: Relación entre el aerogenerador 1 y el anemómetro de la torre 6

Entorno a los 170 grados, parece que la relación no se mantiene. Hay que tener en cuenta que el valor de  $v_p = f(P)$ , está condicionado por el valor máximo que puede alcanzar la potencia de la máquina. En estos puntos, según la gráfica, el valor de la velocidad  $v_{a6}$  es inferior al de  $v_p$ , pero a medida que el viento aumenta, al no sobrepasar  $v_p$  un valor correspondiente en este caso a 16 m/s, la diferencia se hace menor. Las relaciones  $h_{e,RV}(v_{P(j)}, v_{m(i)})$  se obtienen a partir de redes neuronales (Fig. 7-7) entrenadas utilizando como entrada la dirección del viento y como salida el valor calculado para el intervalo de viento considerado.

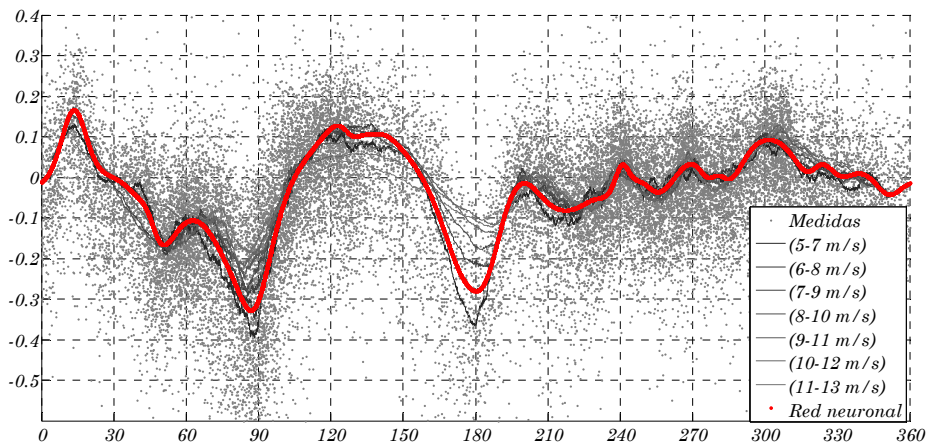


Fig. 7-7: Red neuronal  $h_{e,RV}(v1,a6-1)$

La obtención de estas relaciones permite obtener una medida de velocidad en cada generador independiente de la potencia medida. En el caso de que el aerogenerador funcione por debajo de la velocidad de conexión (potencia cero), o se supere el valor de velocidad de viento correspondiente a la potencia máxima (por entrada en pérdida de sincronismo, o en zona de potencia constante, dependiendo del aerogenerador), el valor de la potencia medida no permite obtener información de la velocidad del viento. En estos casos se puede obtener una estimación de la velocidad del viento en el mismo a partir de los anemómetros. También permitiría saber si el generador está parado por falta o exceso de viento o se dan otro tipo de condicionantes como pueden ser fallos de mantenimiento, fallos de conexión, ...

En la Fig. 7-8 se observan los valores de  $v_{m(i)}$ ,  $v_{P(j)}$  y  $v_{m(i),P(j)}$ , obtenido a partir de la ecuación:

$$v_{m(i),P(j)} = h_{e,RV}(v_{P(j)}, v_{m(i)}) \cdot (1 - v_{m(i)}) \quad (7.11)$$

Para aquellos instantes en los que la  $v_{P(j)} = h_{e,CP}(P(j)) = 15 \text{ m/s}$ , se obtiene una estimación del viento  $v_{m(i),P(j)}$ . De la misma forma, si el valor de la velocidad es inferior a 4 m/s, se puede obtener una estimación del viento existente en el emplazamiento ( Fig. 7-9).

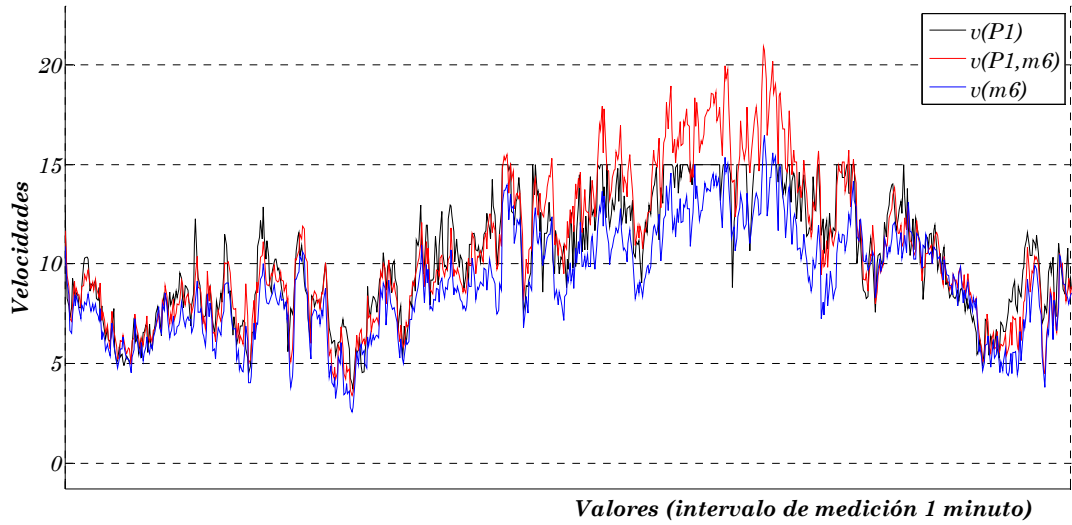


Fig. 7-8: Velocidad del aerogenerador a partir de la velocidad en el medidor 6.

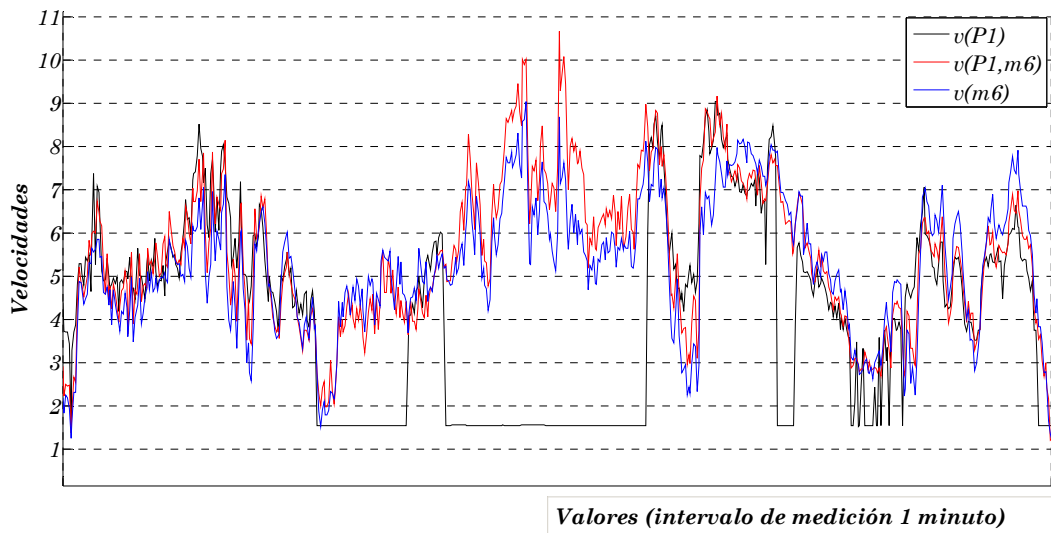


Fig. 7-9: Velocidad del viento con el aerogenerador parado.

En el caso de los aerogeneradores en los que el control se produce por pérdida aerodinámica, para valores altos de potencia se obtienen dos posibles valores de velocidad de accionamiento en función de la curva de potencia.

En la Fig. 7-10 se representa los valores de velocidad a partir de la potencia para la zona de funcionamiento cercana a los valores nominales (zona 1), y para la correspondiente al funcionamiento en pérdida aerodinámica (zona 2).

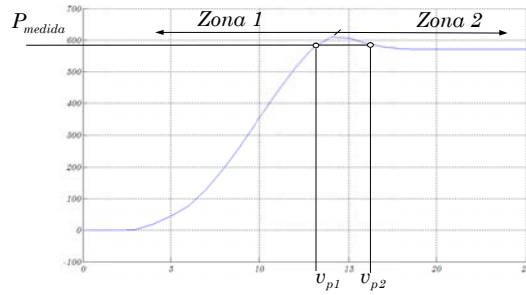


Fig. 7-10: Zonas de funcionamiento

En la Fig. 7-11 se han representado las redes neuronales correspondientes a la relación entre los cuatro medidores situados en las torres anemométricas y la velocidad determinada a partir de la curva de potencia del aerogenerador 2, entrenadas, como en el caso de los aerogeneradores tipo 1 a partir de la media de los valores medidos entre 7 y 9 m/s.

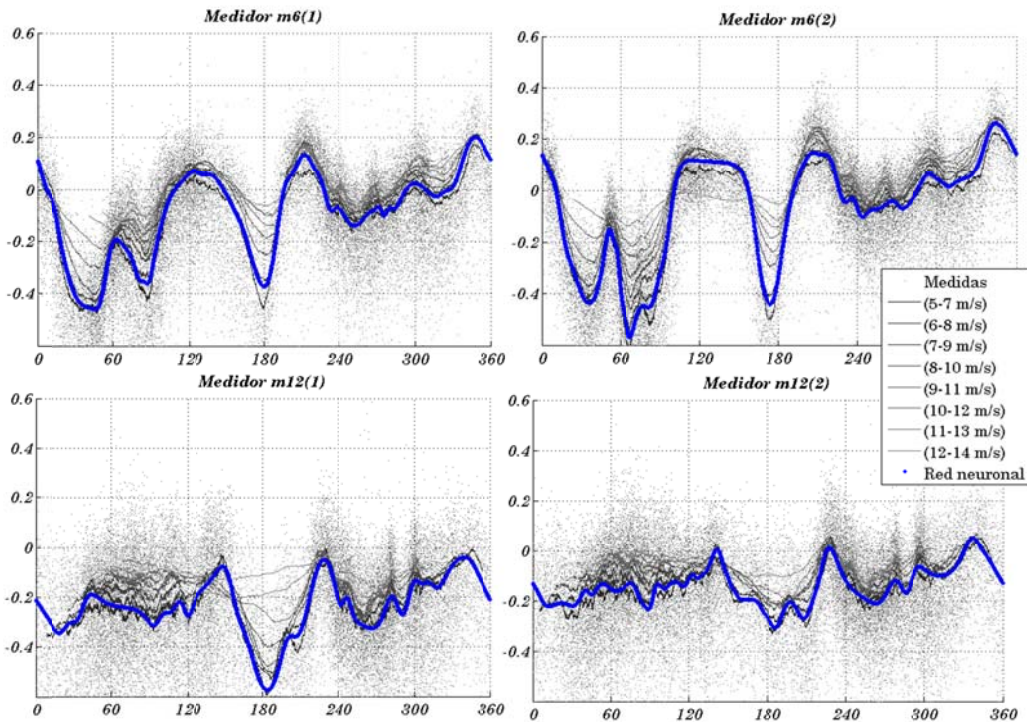


Fig. 7-11: Redes neuronales correspondientes a las relaciones entre los medidores y el aerogenerador 2

Si se representa la evolución de la pseudomedida obtenida a partir de la velocidad del medidor 6 (1) y la red neuronal correspondiente, y las velocidades que se obtendrían para la potencia en cada una de las zonas, se observa que se puede discriminar la zona de funcionamiento. Como se puede observar en la Fig. 7-12, en las zonas sombreadas en azul la velocidad estimada a partir de la del anemómetro (línea roja) se asemeja al valor determinado en la curva para la zona 1, mientras que en las zonas en naranja se asignan a la zona 2.

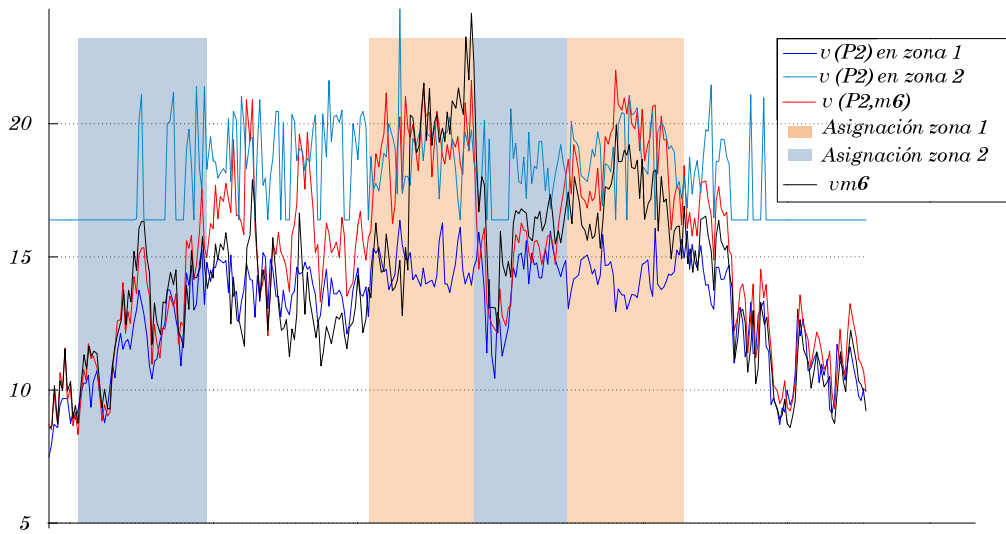


Fig. 7-12: Indeterminación en los aerogeneradores tipo 1.

Representando las diferentes valores de velocidad frente a la potencia medida, se puede observar que la dispersión respecto a la curva de potencia en el caso de corregir los valores de velocidad es menor que si se considera directamente la velocidad medida por el anemómetro (Fig. 7-13).

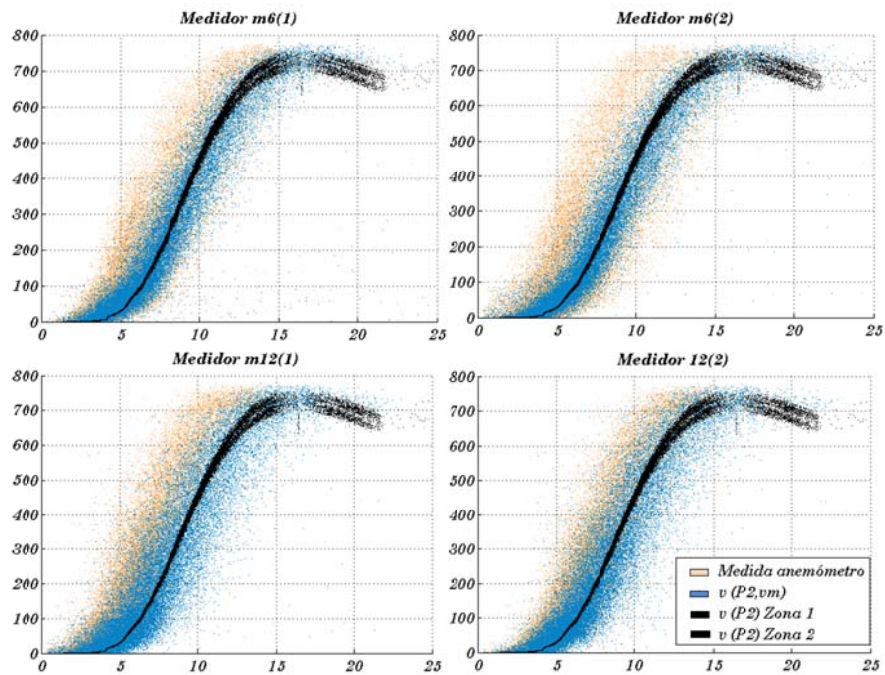


Fig. 7-13: Relación entre la pseudomedida de velocidad y la potencia entregada por el aerogenerador

Una vez obtenidos los valores de pseudovelocidades en el período considerado se procede a definir las redes neuronales que relacionarán la velocidad de los aerogeneradores. Se ha optado por elegir como entradas la media de las medidas de

dirección de viento otorgadas por los anemómetros, y la velocidad del viento en los aerogeneradores situados al norte y al sur del aerogenerador considerado.

En el Fig. 7-14 se muestran las relaciones entre los aerogeneradores para las que se determinan las redes neuronales.

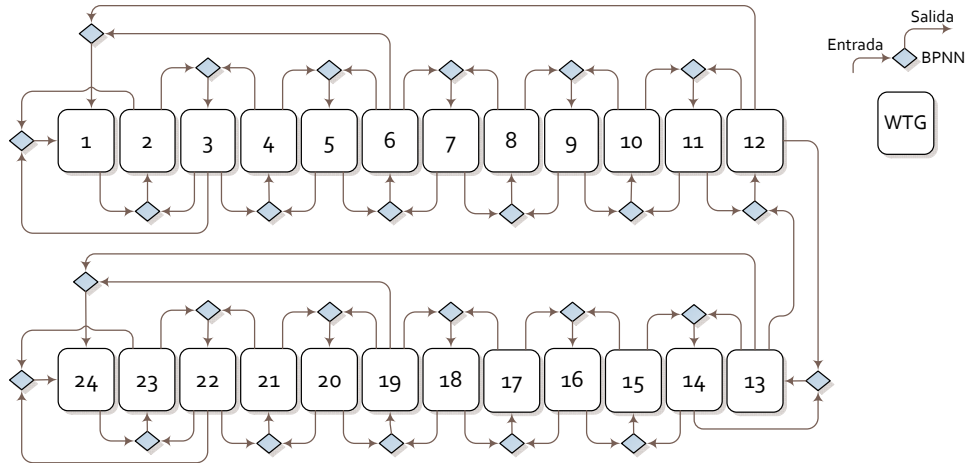


Fig. 7-14: Relaciones consideradas entre los aerogeneradores

Como ejemplo, se muestra la relación entre las velocidades de viento obtenido en WT2 a partir de las medidas de WT1, y WT3, para tres intervalos de tiempo diferentes coincidentes con direcciones de viento distintas (Fig. 7-15). Se observa que aunque las diferencias entre los valores no son iguales, la estimación proporcionada por la BPNN se asemeja a los valores de medidos de velocidad.

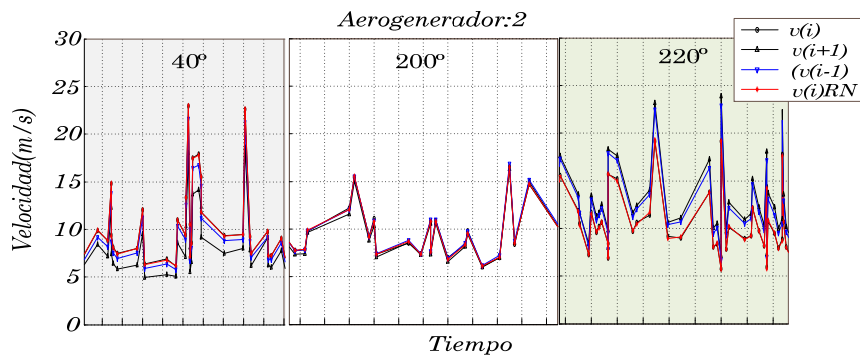


Fig. 7-15: Determinación de  $v(2)$  a partir de  $v(1)$  y  $v(3)$

En la Fig. 7-16 se representa la variación del error entre las medida de viento y la estimación realizada por la red neuronal. Se incluyen los resultados de la realización del test R2 entre la velocidad estimada a partir de las redes y la velocidad medida, obteniéndose unos resultados entorno al 0.995.

Partiendo de la Fig. 7-16, se observa que dependiendo de la dirección del viento, las diferencias de velocidad entre los WTGs siguen un cierto patrón. Así por ejemplo, entorno a los  $217^\circ$ , tanto el WT1 como el WT3 presentan velocidades de viento del orden del 15% superiores a las correspondientes al WT2.



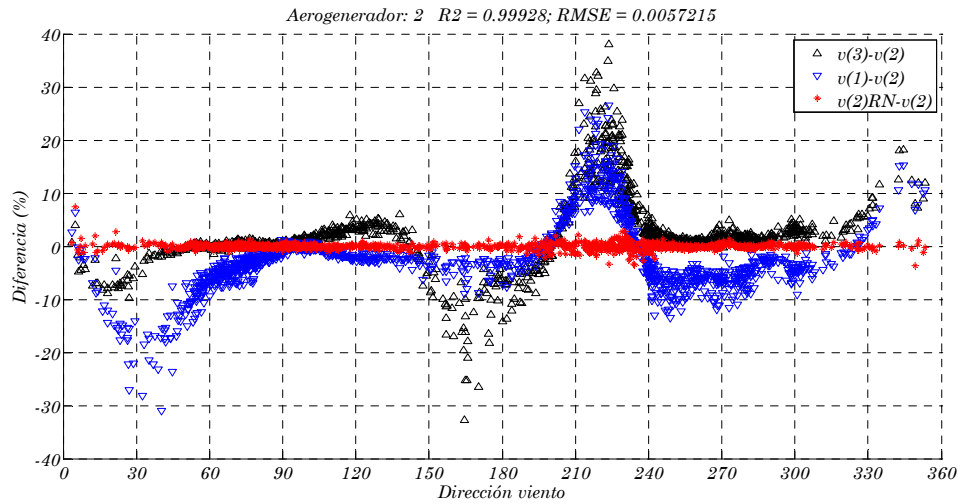


Fig. 7-16: Relación entre WT2, WT1 y WT3

### 7.3.3 Análisis de las redes obtenidas

En este apartado se realizará un análisis de las diferencias en el módulo del viento que presentan cada uno de los generadores con sus vecinos atendiendo a los fenómenos de orografía y efecto de estelas. Para estudiar el efecto de la orografía se ha utilizado el programa comercial WAsP. El efecto de las estelas se determina, de forma cualitativa a partir de un procedimiento analítico, tal como se verá a continuación.

#### 7.3.3.1 Procedimiento para la determinación de la disminución de la velocidad del viento debido al efecto de las estelas.

Se ha desarrollado un procedimiento gráfico para la visualización del efecto de las estelas en el parque. Este procedimiento no pretende realizar un cálculo exacto de este efecto, sino disponer de una referencia gráfica que permita de alguna manera comprobar los resultados obtenidos.

El plano del parque se divide en una cuadrícula (Fig. 7-17) determinándose el efecto en cada punto del mismo. Cada uno de los puntos de cálculo se define en función de la distancia a las palas del aerogenerador y en ángulo que forma respecto a la dirección del viento:

$$L = d \cdot \cos(\delta), \quad x = d \cdot \sin(\delta) \quad (7.12)$$

El procedimiento se basa en la ecuación descrita anteriormente para el cálculo de la disminución de la velocidad que se produce dentro de la zona de influencia.

$$\partial V_{0I} = U_0 \left( 1 - \sqrt{1 - C_T} \right) \left( \frac{D_0}{D_0 + 2kX} \right)^2 \quad (7.13)$$

Suponiendo la velocidad de viento media 6 m/s, la velocidad del viento en el punto de correspondiente a la expansión rápida inicial del diámetro de la estela, supuesto este

punto a una distancia del aerogenerador de 2.5 veces el valor del diámetro de las palas se puede determinar en base a:

$$v_{s2} = \left(1 - \sqrt{1 - C_{tl}}\right) \cdot \left(\frac{D_p}{D_p + 2 \cdot k \cdot D_{max}}\right)^2 \quad (7.14)$$

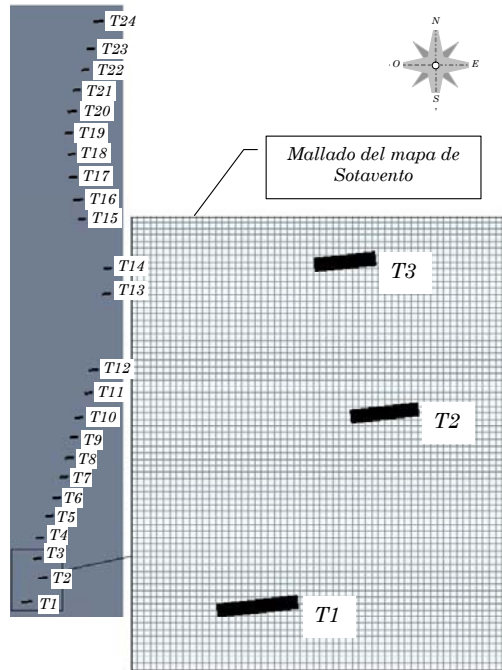


Fig. 7-17: Mallado del mapa de Sotavento

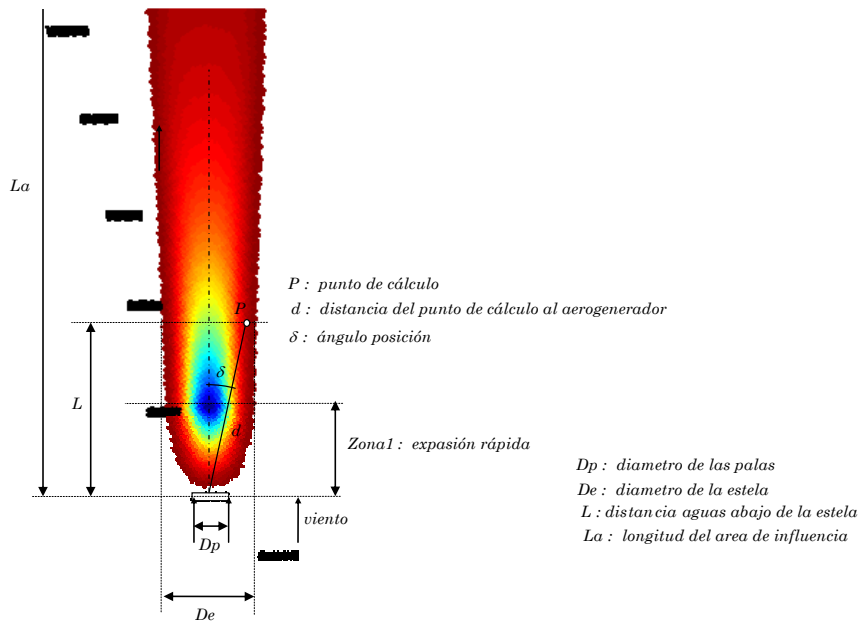


Fig. 7-18: Esquema de la estela

Basándose en la Ley de Betz, en las palas se puede suponer que la velocidad es la media entre la velocidad inicial (supuesta 1) y  $V_{e2}$ , y por lo tanto:

$$v_{s0} = \frac{1 + v_{s2}}{2} \quad (7.15)$$

El diámetro de la estela en estas situaciones se determinará teniendo en cuenta la ecuación de la conservación de la masa  $m = \rho A_0 U_0 = \rho A_1 U_1 = \rho A_a U_a \Rightarrow A \cdot U = cte$ , y por lo tanto:

$$D_2 = \sqrt{\frac{D_p^2}{v_{s2}}} \quad D_0 = \sqrt{\frac{D_p^2}{v_{s0}}} \quad (7.16)$$

La determinación de la velocidad en cualquier punto intermedio a estos dos no es excesivamente importante para nuestro propósito ya que no existe en el parque ningún generador que se encuentre a una distancia tan próxima de otro. Se determina la variación suponiendo que es proporcional a la distancia a las palas.

En la zona 1:

$$D_e = \frac{L \cdot (D_2 - D_p)}{D_{max}} + D_p \quad y \quad v_s = \frac{D_0^2 \cdot v_{s0}}{D_e^2} \quad (7.17)$$

Si el punto está situado por encima del valor de la expansión rápida máxima de la estela se puede determinar la velocidad del viento y el diámetro de la estela a una distancia L del aerogenerador como:

$$v_s = \left(1 - \sqrt{1 - C_{tl}}\right) \cdot \left(\frac{D_e}{D_e + 2 \cdot k \cdot L}\right)^2 \quad (7.18)$$

$$D_e = 1 + \frac{2 \cdot \alpha \cdot L}{D_p} \sqrt{\beta} \cdot D_p \quad \text{con } \alpha=0.1 \text{ y } \beta=0.5$$

La determinación de los valores anteriores tendrá que realizarse en todos aquellos puntos de mapa que se encuentren bajo la influencia de las estelas, y para cada una de las direcciones de viento posibles.

El proceso de cálculo por el cual se determina si un punto determinado está bajo la influencia de una de las estelas se basa en la utilización de la función tangente hiperbólica, cuyo valor cambia de 0 a 1 en el punto donde se evalúe.

Suponiendo que la longitud total de la estela es  $L_a = 100 \cdot D_p$ , para determinar si el punto se sitúa aguas abajo del aerogenerador, la función  $Ls = \tanh(L_a - L) - \tanh(-L)$  devuelve un 1 en el caso de que así sea y un cero en caso contrario.

De la misma forma, la velocidad obtenida se multiplica por una función cuya existencia se reduzca al área de la estela.

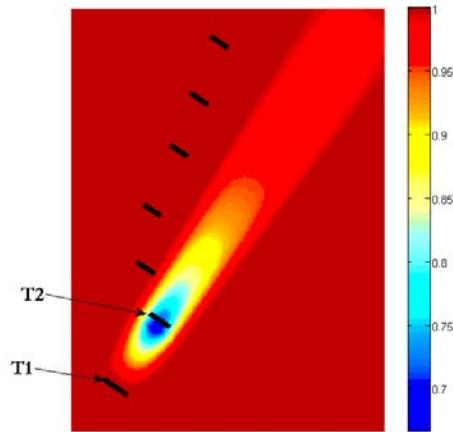
$$\Delta v = Ls \cdot \Delta v_e \left[ \tanh\left(x - \frac{D_e}{2}\right) - \tanh\left(x + \frac{D_e}{2}\right) \right] \quad (7.19)$$

El cálculo se ha realizado suponiendo la misma velocidad media que la utilizada para la obtención de las redes neuronales (entorno a los 6 m/s), seleccionando el coeficiente de potencia de la máquina correspondiente a esa velocidad.

En la *Fig. 7-19* se muestra el efecto de la estela de aerogenerador 1 cuando la dirección del viento es de 214° (coincide con la máxima influencia en el aerogenerador 2). El valor máximo de expansión de la estela representa la máxima reducción de velocidad.

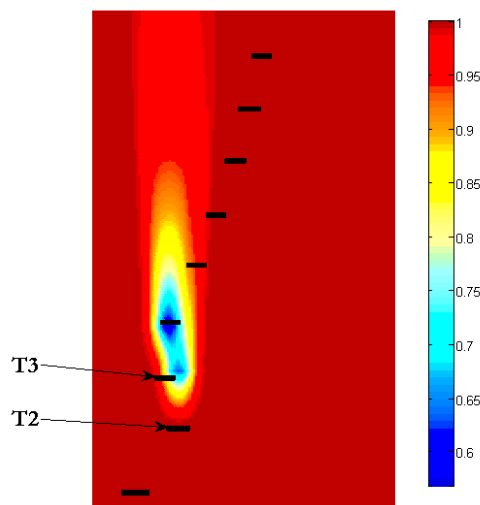
Según Jensen [2], influencia de la estela en cada punto depende de la suma de los incrementos de velocidad así obtenidos al cuadrado, por lo que la velocidad en cada uno de los puntos  $v(i, j)$  del plano se puede determinar a partir de la ecuación:

$$v(i, j) = 1 - \sum_{\substack{\text{aerogenerador} \\ 1-k-24}} (\Delta v_{e,k})^2 \quad (7.20)$$



*Fig. 7-19: Estela producida por el aerogenerador 1*

En la *Fig. 7-20* se representa el resultado obtenido considerando las estelas de los aerogeneradores 2 y 3 suponiendo la dirección del viento 200°.



*Fig. 7-20: Estela producida por los aerogeneradores 2 y 3.*

Una vez obtenida la influencia en cada punto del plano se determina para cada aerogenerador el valor de la velocidad que se ve en las palas haciendo la media de 5 valores correspondientes al punto medio, de las palas, los dos extremos y dos valores intermedios.

En la Fig. 7-21 se representa el efecto combinado de las estelas en el parque considerando direcciones en las que se produce gran variedad en las medidas de los aerogeneradores y una dirección en la que no existe influencia.

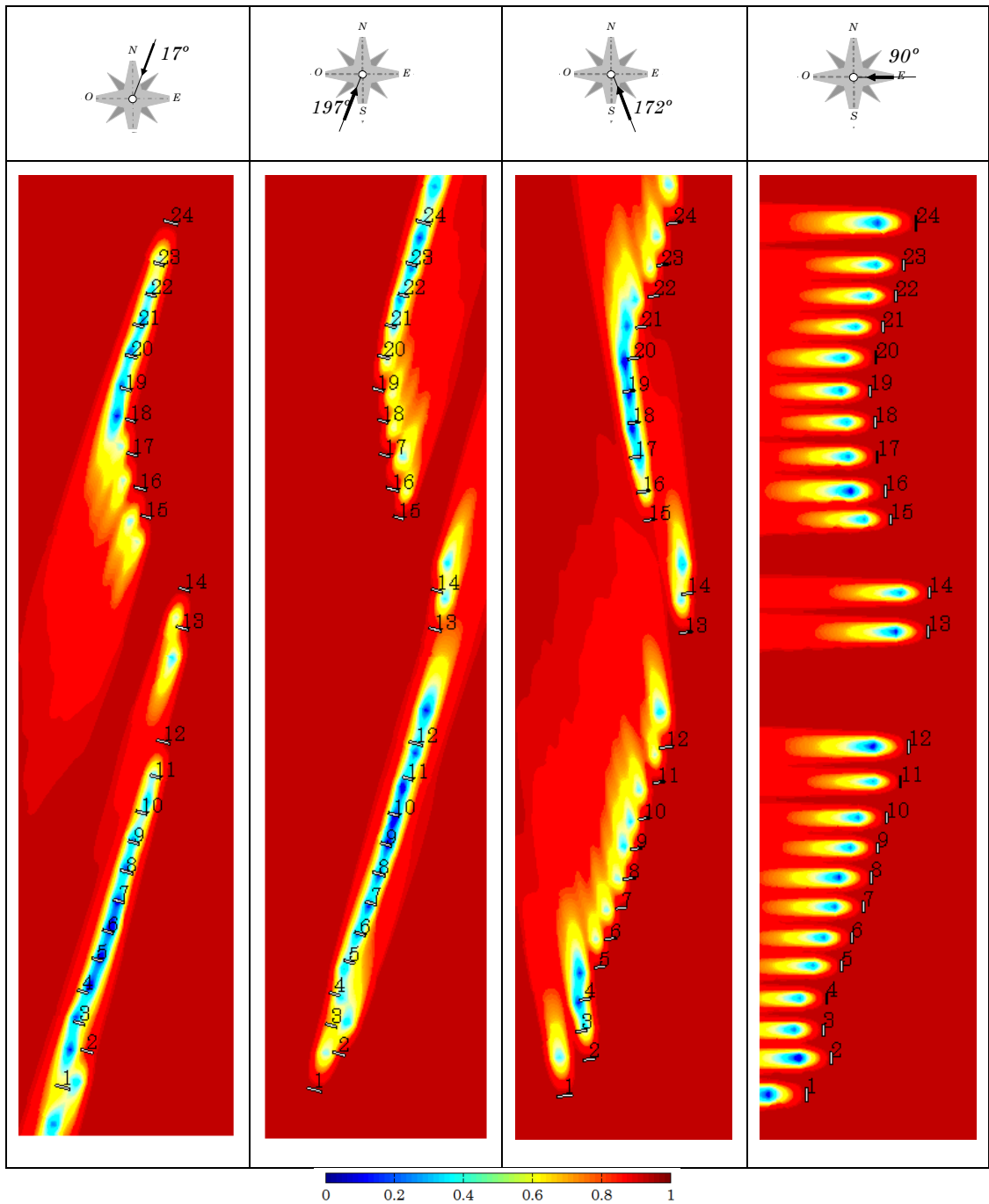


Fig. 7-21: Efecto combinado de las estelas de los aerogeneradores en varias direcciones de viento

### 7.3.4 Análisis del viento en el Parque Eólico de Sotavento

En la Fig. 7-22 se muestra la rosa de los vientos correspondiente al parque eólico de Sotavento, dividida en 12 sectores, abarcando cada uno 30° del horizonte.

El radio de las cuñas grises proporciona la frecuencia relativa de cada una de las direcciones del viento, es decir, qué tanto por ciento del tiempo el viento sopla desde esa dirección.

La cuña azul, da la misma información pero multiplicada por la media de la velocidad del viento en cada dirección particular. El resultado se normaliza sumando hasta el 100 por cien. Esto indica la contribución de cada sector en la velocidad media del viento.

La cuña roja, proporciona la misma información que la primera pero multiplicada por el cubo de la velocidad del viento en cada ubicación. El resultado se normaliza sumando hasta el 100 por cien. Esto indica la contribución de cada sector en la energía contenida en el viento en nuestra ubicación particular.

Al variar el contenido energético del viento con el cubo de la velocidad del viento, las cuñas rojas son en realidad las más interesantes a la hora de determinar las direcciones de interés.

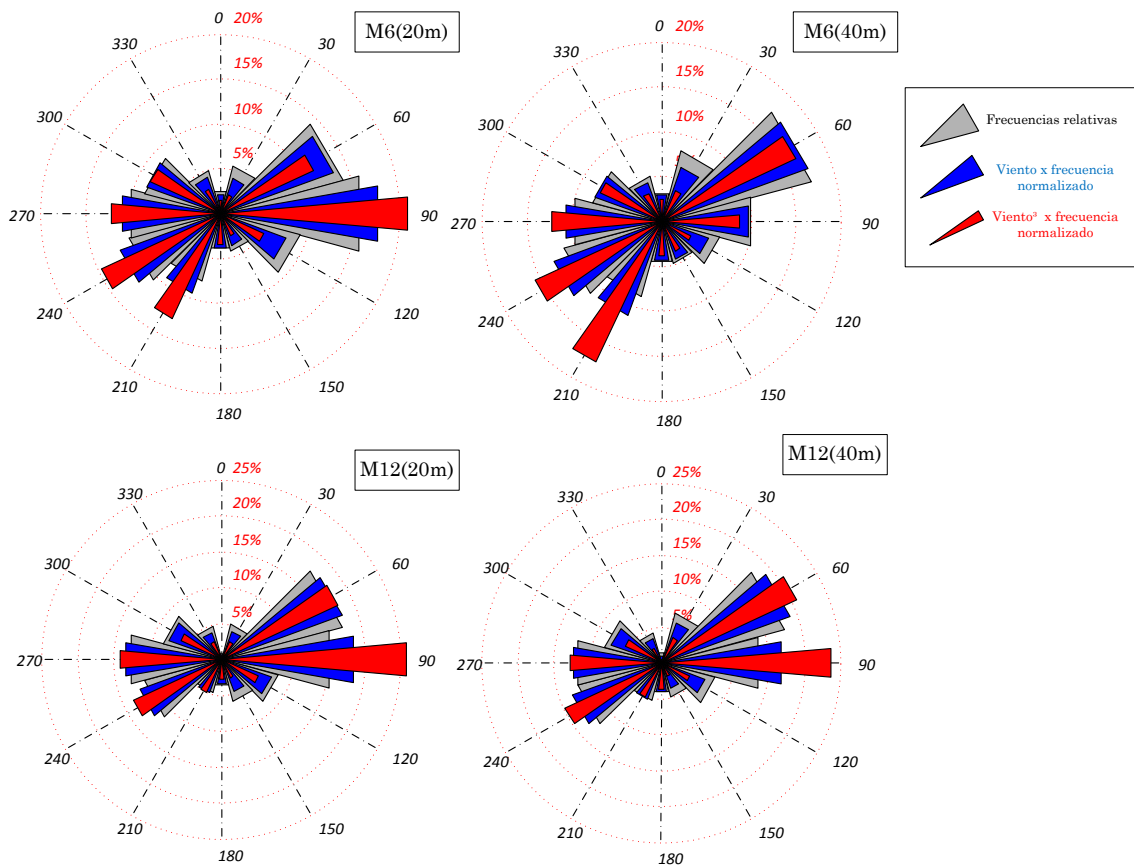
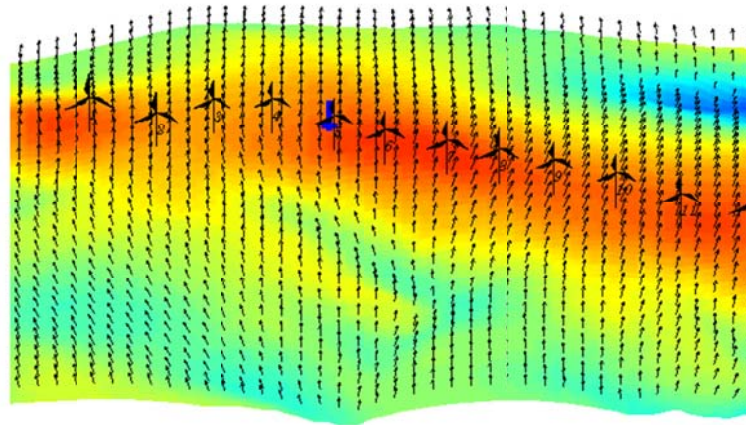


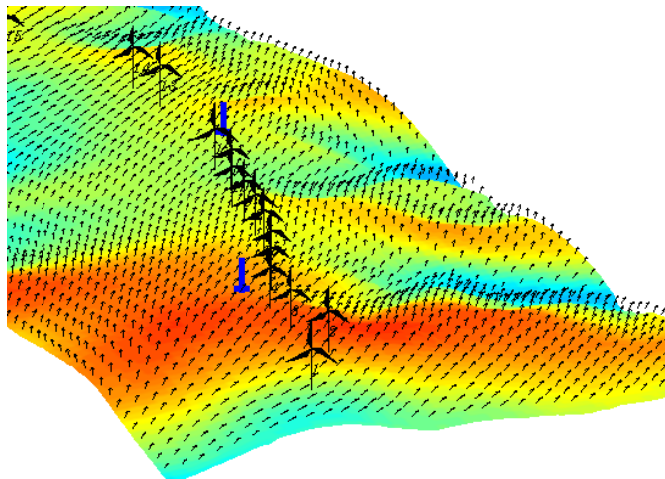
Fig. 7-22: Rosa de los vientos normalizada para cada uno de los anemómetros

Observando la rosa correspondiente a cada uno de los anemómetros, se observan diferencias apreciables en cuanto a las direcciones de viento que dan lugar al mayor aprovechamiento de energía en el parque. Esto es debido a que las medidas a partir de las cuales se han obtenido las rosas son medidas reales realizadas con el parque en funcionamiento, por lo que los medidores están sometidos a los efectos estela de los diferentes WTs (*Fig. 7-23* y *Fig. 7-24*).

Así, los medidores instalados en la torre 12 determinan como dirección dominante  $90^\circ$ , mientras que los instalados en la torre 6 reflejan las mayores posibilidades de obtención de energía entre  $210^\circ$  y  $240^\circ$ .



*Fig. 7-23: Influencia de la estela de los WTs en los anemómetros de la torre 6 (Dirección  $90^\circ$ ).*



*Fig. 7-24: Influencia de la estela de los WTs en los anemómetros de la torre 12 (Dirección  $210^\circ$ ).*

Se ha realizado la rosa de los vientos considerando sectores de  $15^\circ$  (*Fig. 7-25*) a fin de establecer con más precisión las direcciones de estudio donde se produce a priori la máxima densidad de potencia.

A la vista del diagrama anterior, estas direcciones se corresponden con  $75^\circ$  y  $225^\circ$ .

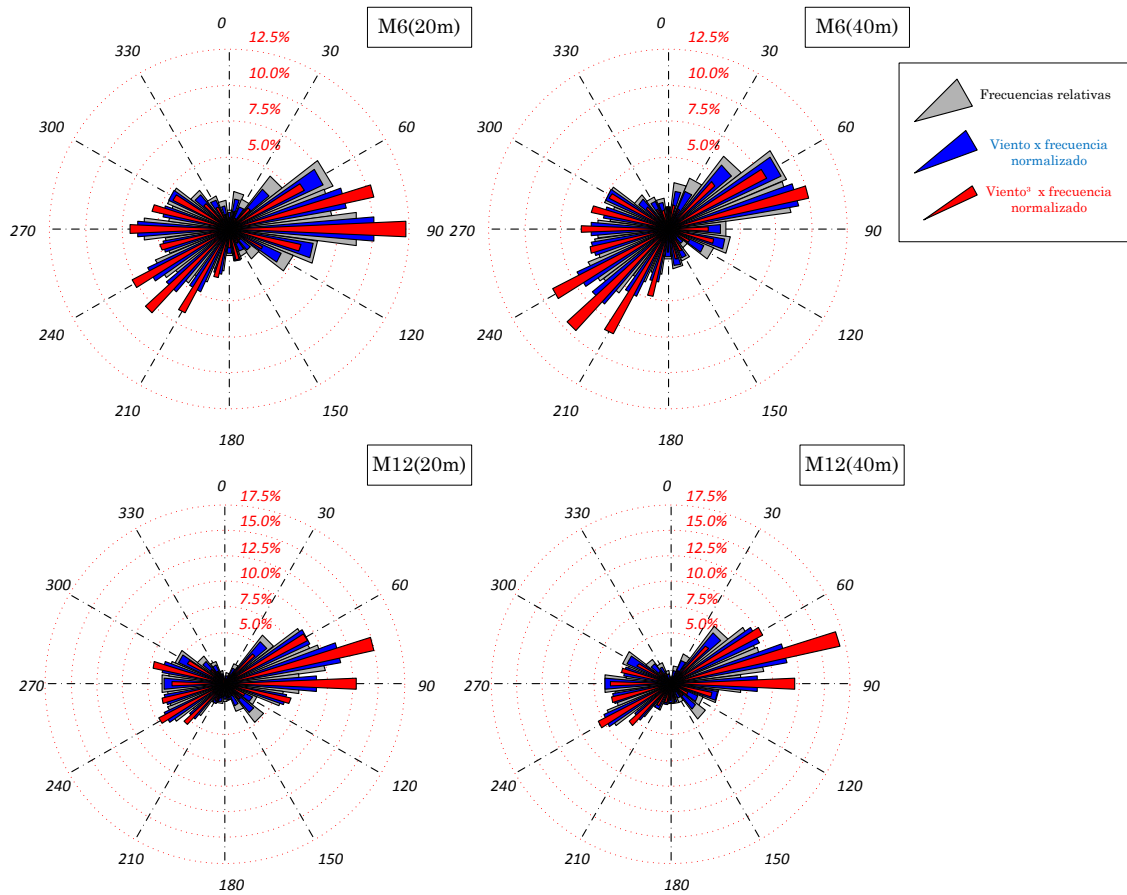


Fig. 7-25: Rosa vientos de Sotavento (Sectores 15°)

### 7.3.4.1 Dirección de viento dominante 75°

La dirección de viento dominante se produce a diferentes valores para cada uno de los anemómetros entre 60° y 90°.

Analizando con WASP el incremento de velocidad que introduce la orografía Fig. 7-26, se observa que para los aerogeneradores entre el 5 y el 15 variaciones importantes de velocidad ante pequeñas variaciones en la dirección del viento. Así para el WT9, el incremento de velocidad pasa de ser del 12.36% hasta el 32.87%.

Se observa asimismo que para los WTs situados más al Norte (21 a 24) se produce una disminución gradual del viento.

Hay que tener en cuenta que la dirección del viento varía continuamente.



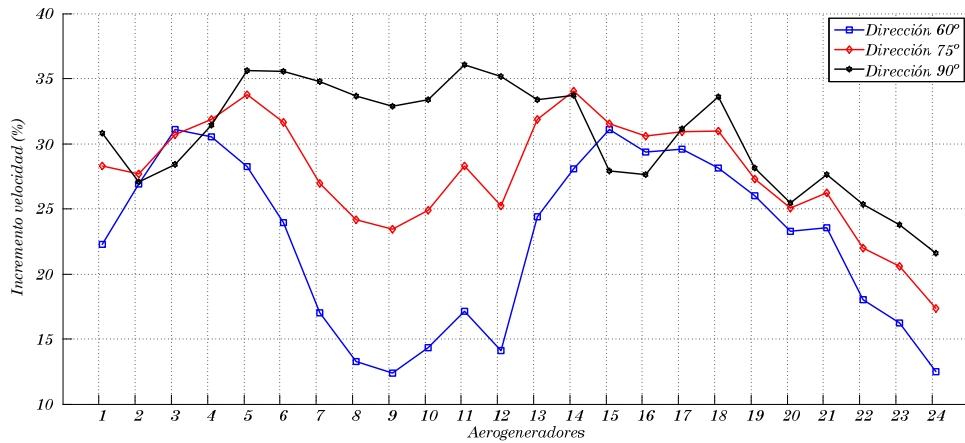


Fig. 7-26: Variación de la velocidad en función de la orografía (Dirección entre 60° y 90°)

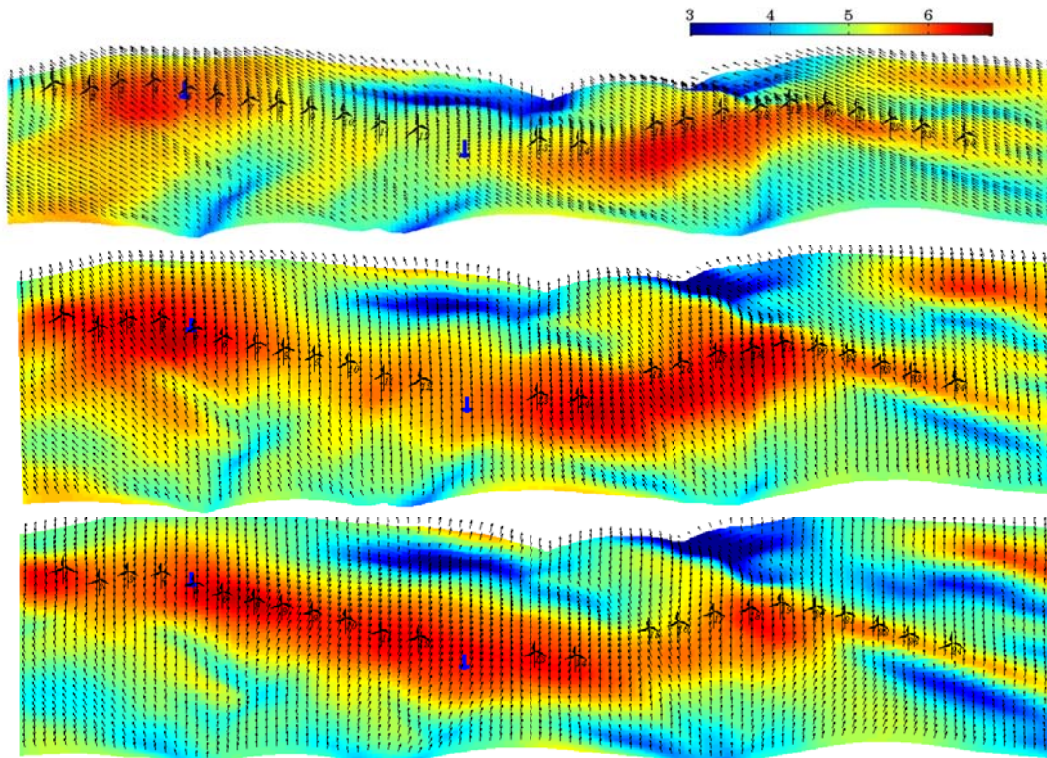


Fig. 7-27: Viento medio por sectores a partir de WAsP (60°, 75° y 90°)

En la Fig. 7-28 se muestran las medidas realizadas a lo largo de varios días en el mes de Enero en que la medida de la dirección varía en el intervalo considerado como de viento dominante. Se puede apreciar la diferencia de medidas entre los distintos anemómetros.

La potencia medida en cada una de los WT's varía punto a punto y se pueden observar casos en los que la medida de potencia del WT9 es muy superior al WT23, como otros casos en los que prácticamente son iguales.

Entorno a los 90° se produce un decremento en la velocidad de los WT's 22-24. La simulación de velocidad según WAsP, refleja un decremento de velocidad inferior al obtenido con el estimador, sobre todo si la velocidad del viento es muy elevada.

Los decrementos de potencia medidos en estos WT's, exigirían entrada en pérdida aerodinámica hasta valores de disminución de potencia de más del 50%, posibilidad no reflejada en los datos ofrecidos por los fabricantes. Se han mantenido por tanto, las curvas de potencia definidas sin considerar esta posibilidad. Esto supone disminuciones muy bruscas de la velocidad en estos aerogeneradores (de más del 60%).

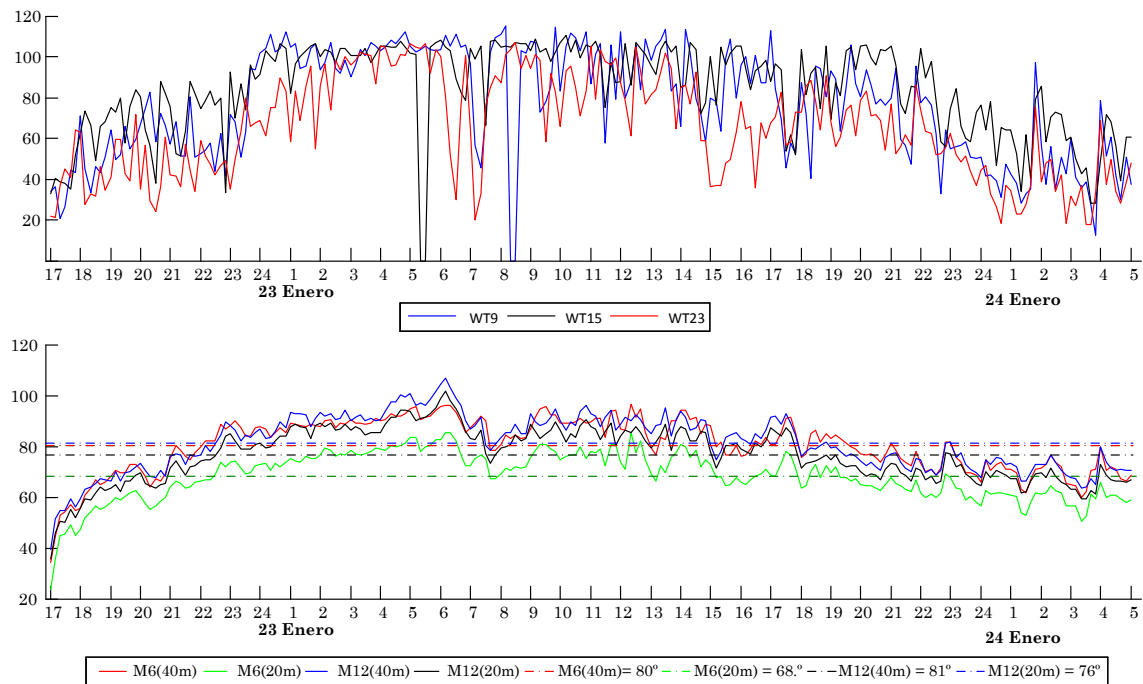
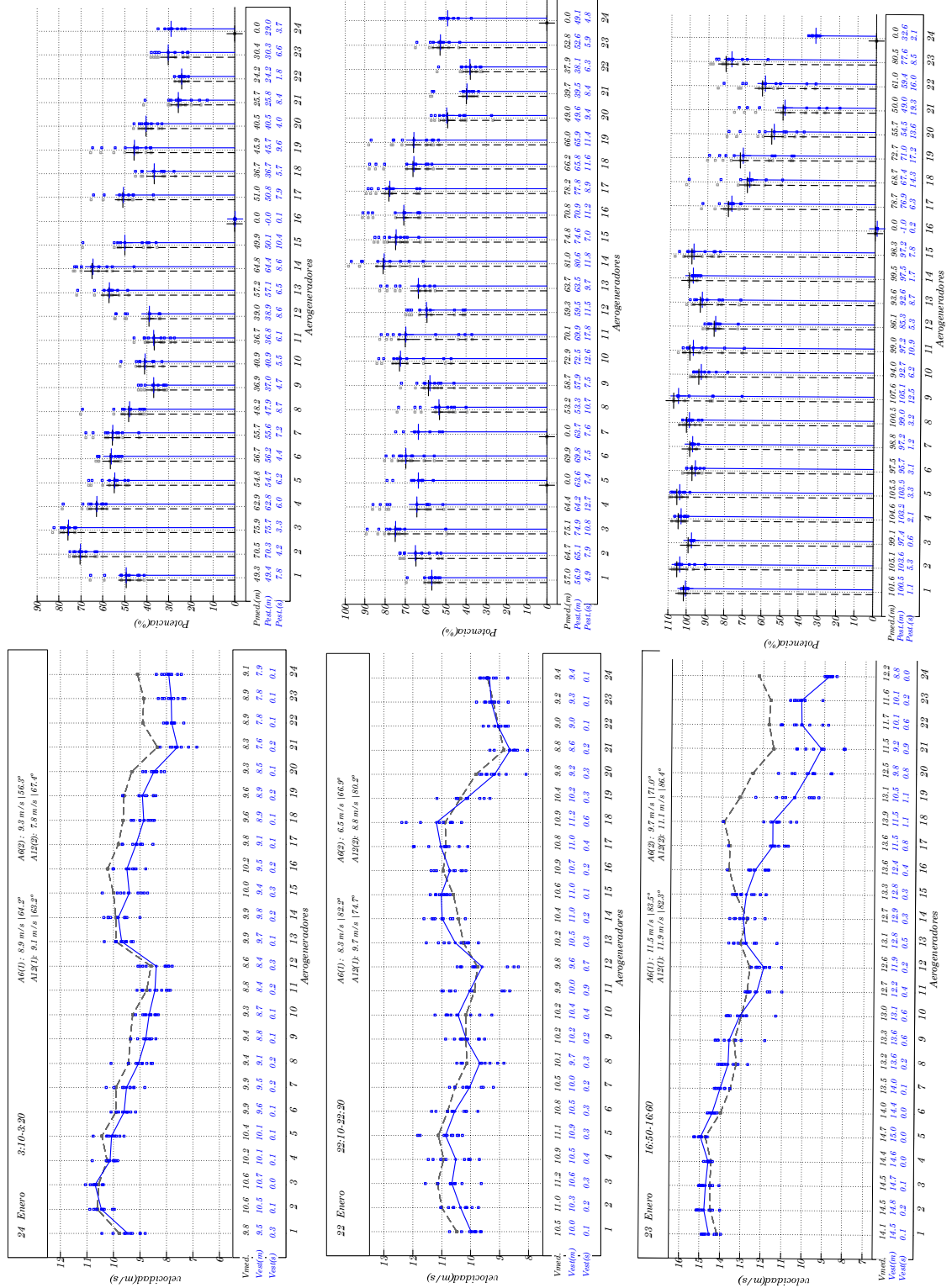
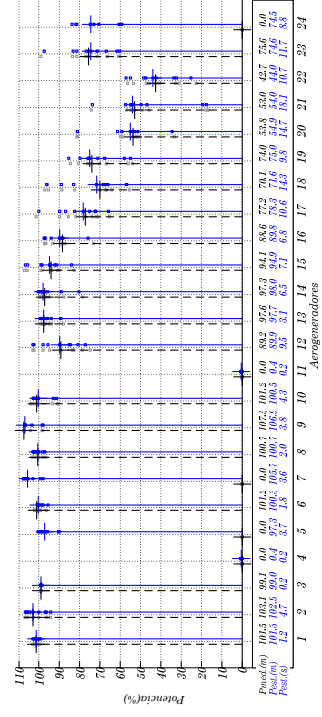
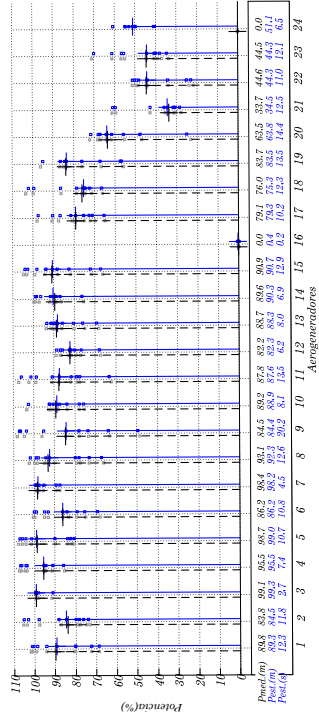
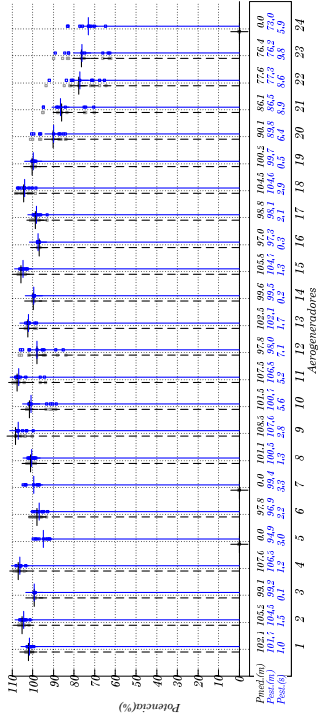
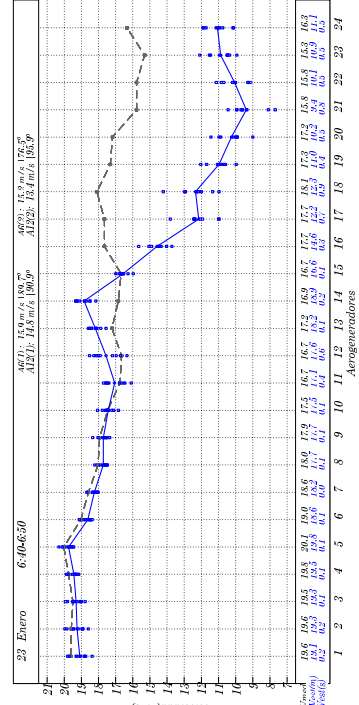
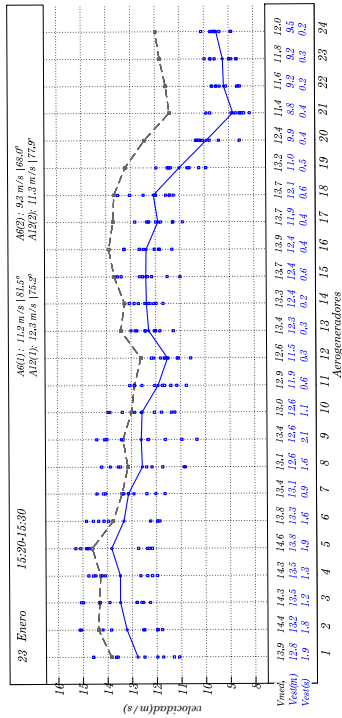
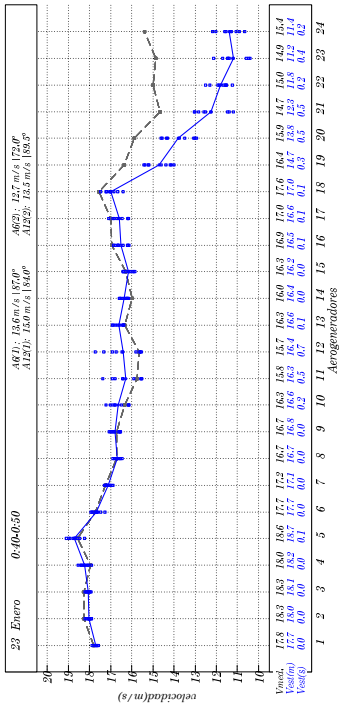


Fig. 7-28: Medida de potencia y dirección viento anemómetros.

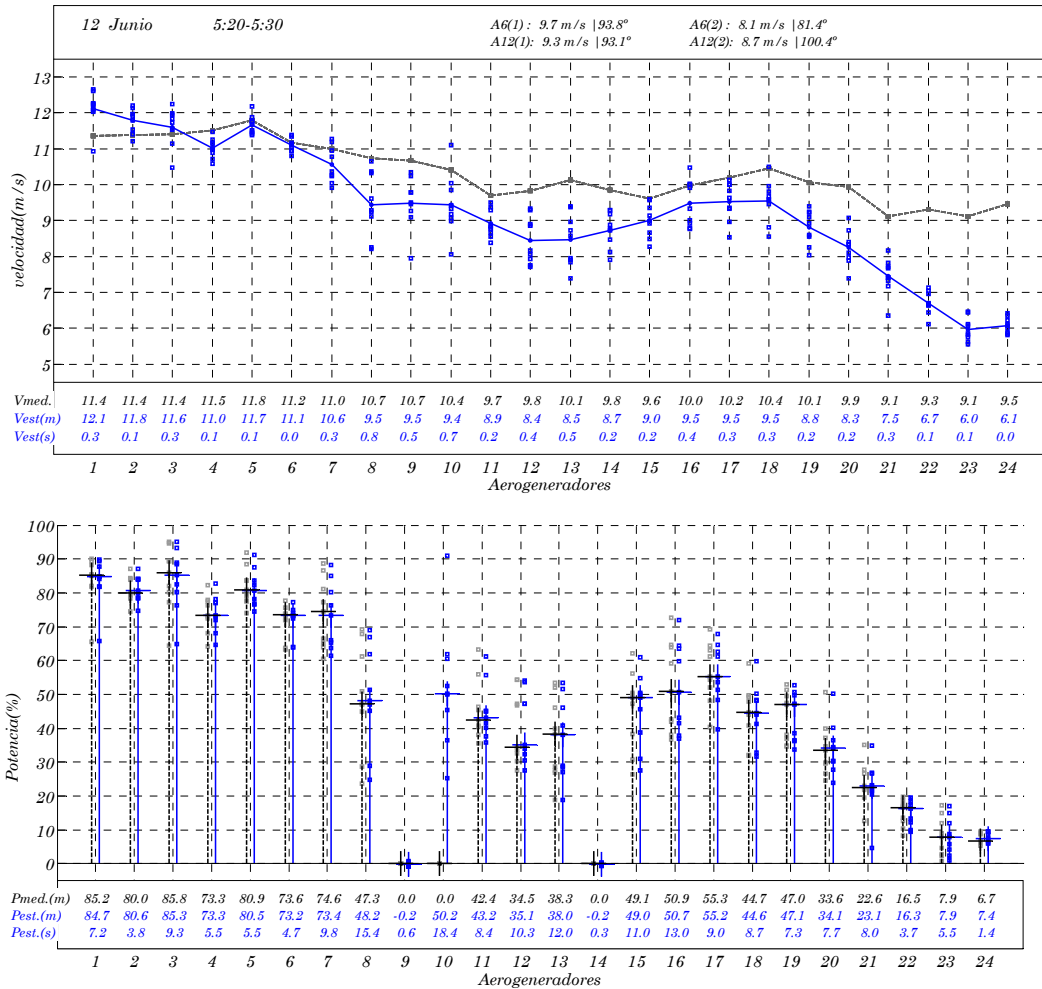
En el intervalo definido se ha ejecutado el estimador para diferentes valores de velocidad de viento medido obteniéndose los resultados que se muestran en las figuras siguientes. En la columna de la izquierda se representa la velocidad medida (en negro) y las velocidades estimadas (en azul) para los diferentes valores de potencia de cada uno de los intervalos. En la columna de la derecha, las gráficas muestran el valor medio tanto de la potencia estimada en el intervalo (azul) como de la potencia medida (negro).

Se puede observar la diferencia de generación en los WT's situados más al Sur en el parque frente a los que están más al Norte.





Se ha realizado la estimación en un caso en que los valores de viento no se corresponden con entrada en pérdida aerodinámica. En este caso se detectan variaciones de potencia de prácticamente el 100%, que se corresponden con decrementos de velocidad de 6 m/s entre el WT1 y el WT24.



### 7.3.4.2 Dirección del viento dominante 210°

En esta dirección se detecta el mayor viento medio tras lo observado a 90°. La mayor frecuencia de los vientos se produce entre 210° y 240°.

Respecto a la orografía, la simulación realizada con WAsP, determina diferencias de incrementos de viento del 30% en los WT4 y WT 18 y decrementos del 10% en el WT12, para la dirección de viento correspondiente a 210°. Esta diferencia se suaviza a medida que aumenta el ángulo, tal como se aprecia en la (Fig. 7-29). Respecto a la influencia de las estelas (Fig. 7-30), se produce una gran disminución de potencia en algunos de los WTs por este fenómeno en la dirección correspondiente a 210° desapareciendo la influencia a medida que nos acercamos a 240°.

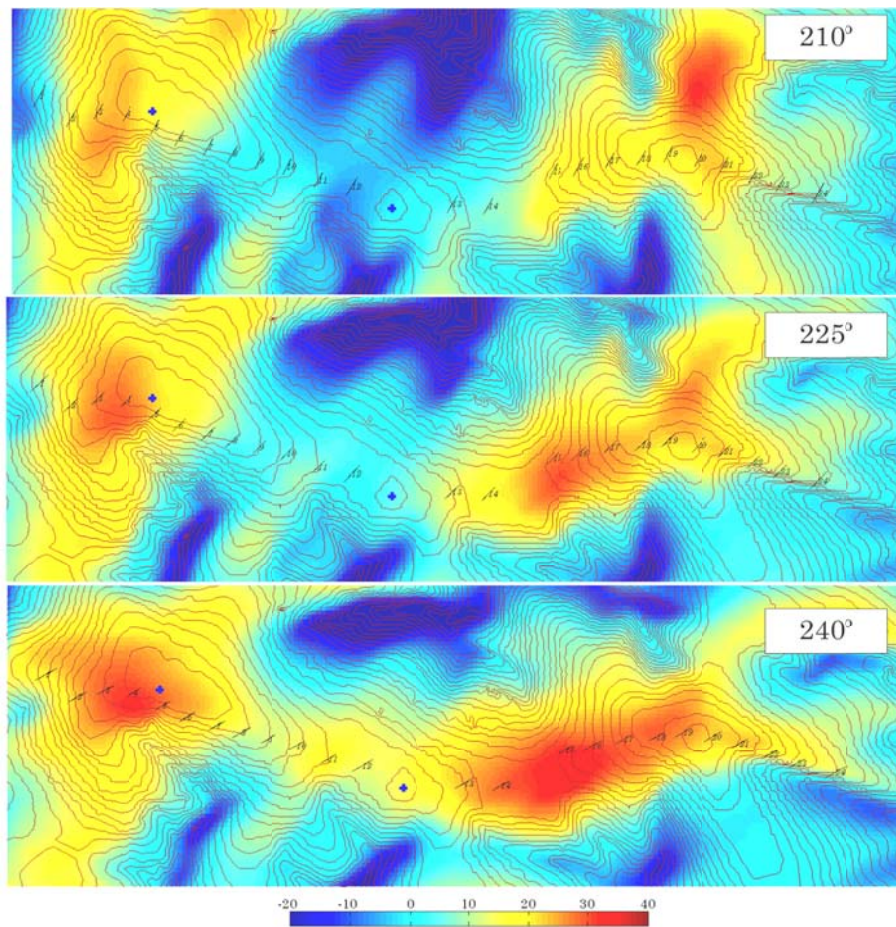


Fig. 7-29: Influencia de la orografía. Dirección viento 210°-240°

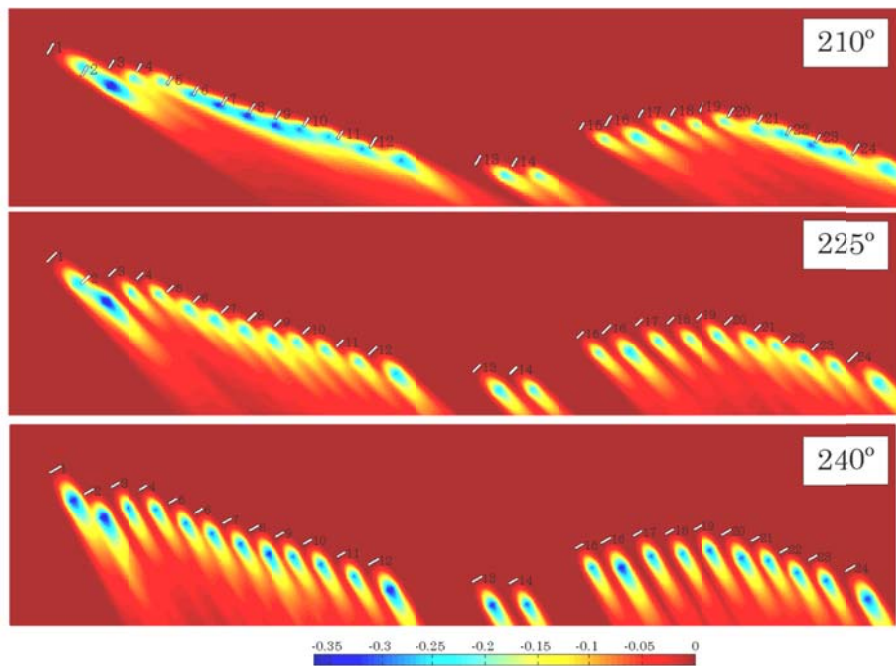


Fig. 7-30: Estelas entre WTs. Dirección viento 210°-240°

En la Fig. 7-31, se muestran los resultados obtenidos por WAsP de la influencia del terreno en el viento en cada una de las posiciones de los aerogeneradores para las distintas direcciones de referencia. Como se puede apreciar, en este intervalo de direcciones, la velocidad correspondiente a los WT's centrales sufre grandes variaciones.

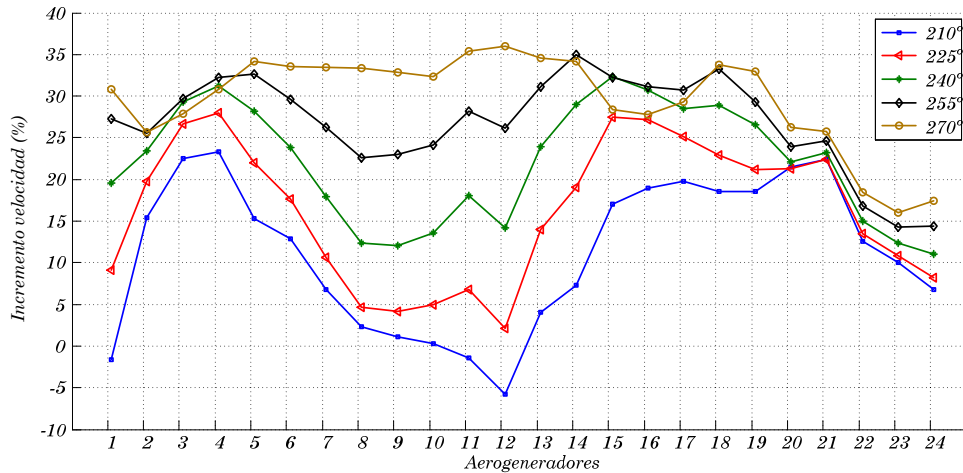


Fig. 7-31 Variación de la velocidad en función de la orografía (Dirección entre 210° y 270°)

A parte de la influencia de la orografía, a 210°, la influencia de las estelas provoca grandes disminuciones de potencia en los WT's afectados. A modo de ejemplo, se ha seleccionado en este caso el 21 de octubre de 13:30 a 13:40. Se puede apreciar (Fig. 7-32) que mientras hay WT's generando a plena potencia, otros no llegan al 50%.

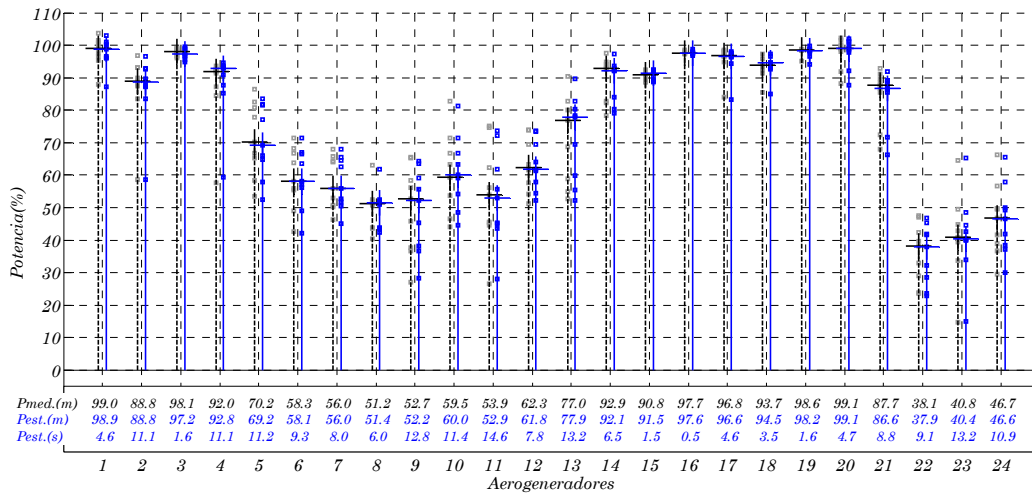
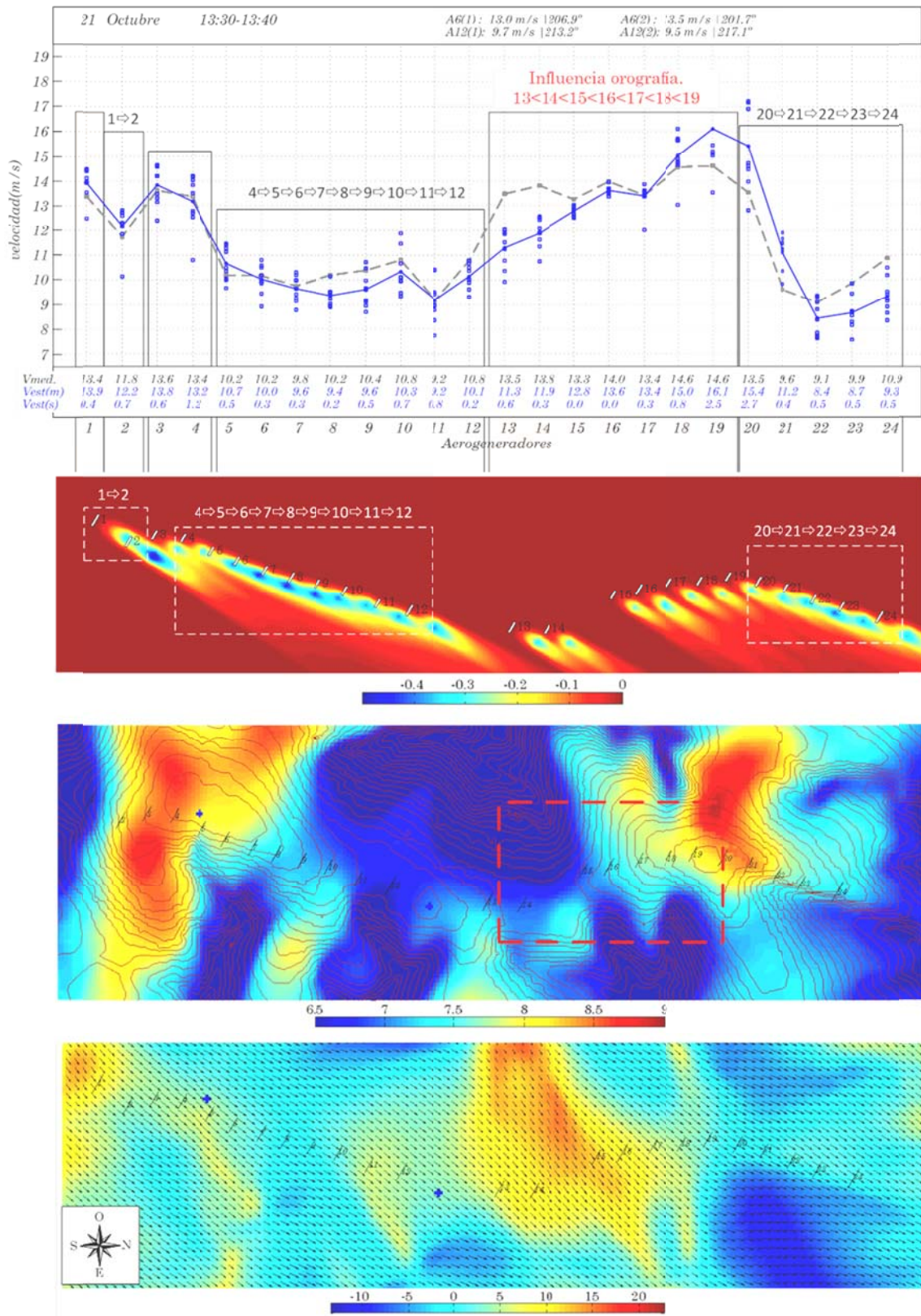


Fig. 7-32: Potencia activa en los WT's. Fecha: 21 Octubre de 13:30 a 13:40

En la Fig. 7-33 se muestra la influencia de las estelas y la orografía para la dirección de viento de referencia de 210°-

Como se puede apreciar, hay una diferencia módulo de viento de un 50% entre las lecturas de los anemómetros de las dos torres y de 15° en la dirección del viento registrada.

El resultado obtenido por el estimador contempla la disminución de potencia por accidentes orográficos y por estelas que se producen en esta dirección.



A 225° la influencia de las estelas es menor, quedando únicamente afectado el WT1.



Como ejemplo, se ha estudiado el comportamiento del viento a partir del caso generado según los datos del 21 de Junio de 15:10 a 15:20. Se observa que la única estela es la que ejerce el aerogenerador 1 sobre el 2, y sin embargo se aprecian grandes diferencias de velocidad en los WTs 11 y 12 y en los WTs 22 a 24. Estas diferencias de velocidad se deben a factores relacionados directamente con la orografía del terreno, según se puede apreciar en la Fig. 7-36. En el ejemplo simulado, la variación de velocidad parece excesiva, ya que se pasa de los 20 m/s en los WTs 3 y 4 a 13m/s en los últimos WTs. Se ha estudiado la posibilidad de que esta gran diferencia sea debida a que el programa no discrimine correctamente la zona correspondiente a las pérdidas aerodinámicas. En este caso, la potencia generada por los WTs se sitúa sobre el 90% para todos los aerogeneradores.

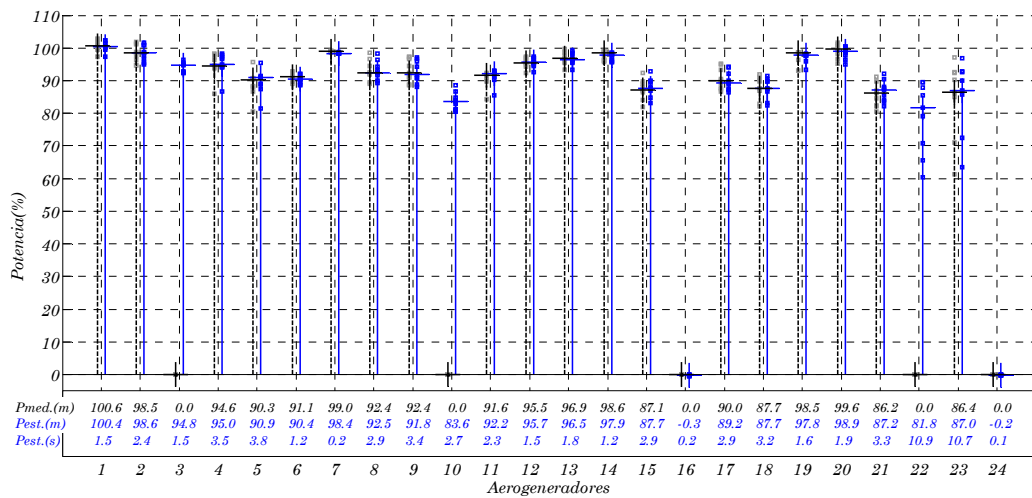


Fig. 7-34: Potencia generada. Fecha: 21 de Julio de 15:10 a 15:20.

A fin de contrastar el resultado se simula otro caso en el que el viento presenta menor intensidad (Fig. 7-35). En este caso, la relación de velocidades obtenidas no se corresponde con la zona en la que los WTs entran en pérdida aerodinámica y sin embargo se observa como decae de 12m/s a 8 m/s la velocidad del WT22.

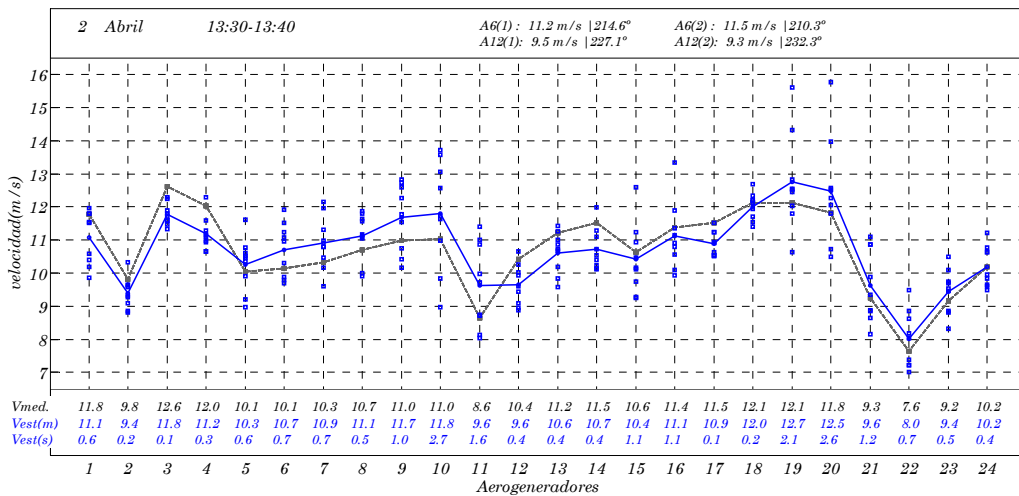


Fig. 7-35: Velocidad en los WTs. Fecha: 2 Abril 13:30 -13:40

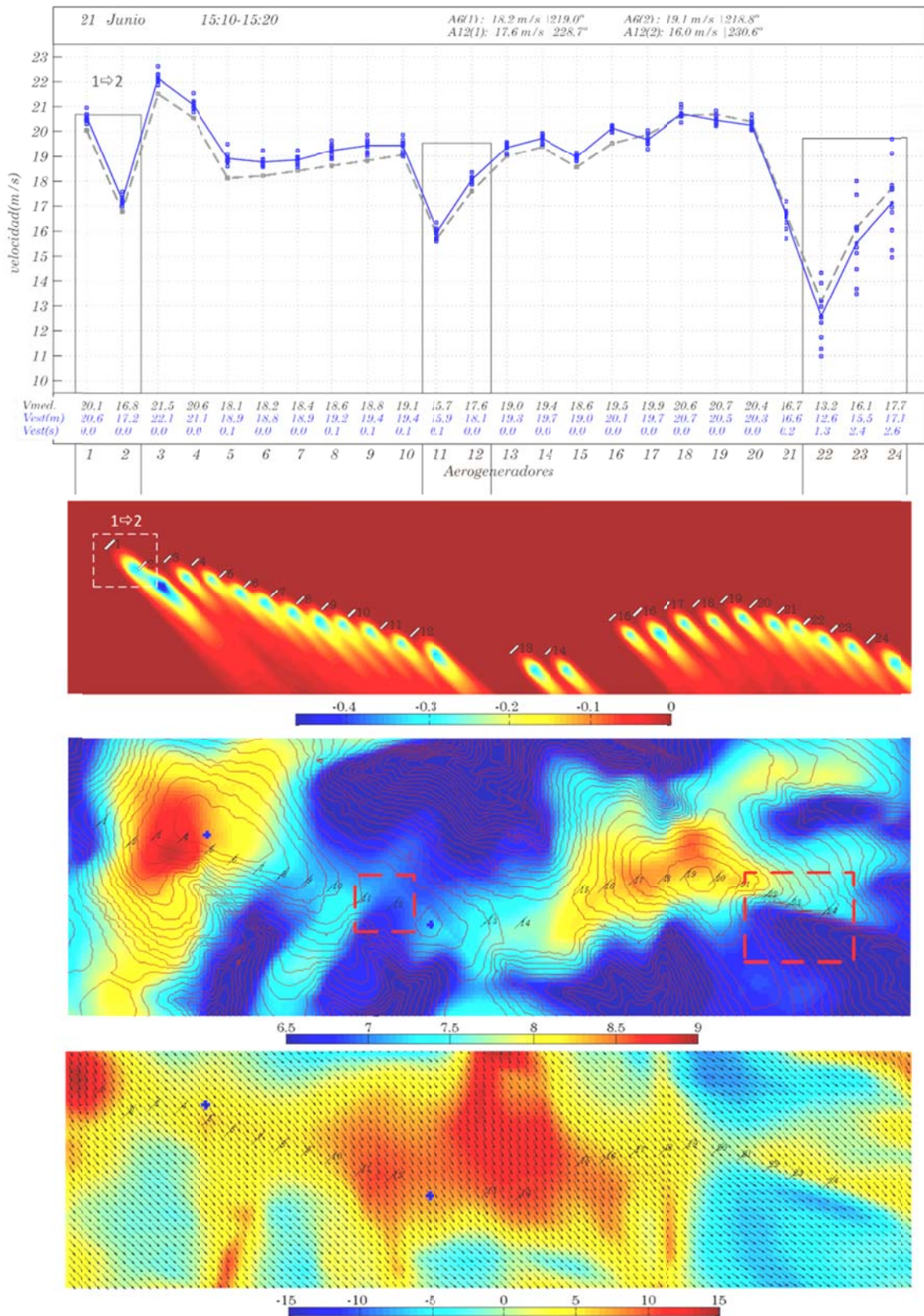


Fig. 7-36: Estudio del viento a 225°

La generación correspondiente de potencia para todos los WTs se registra en Fig. 7-37.

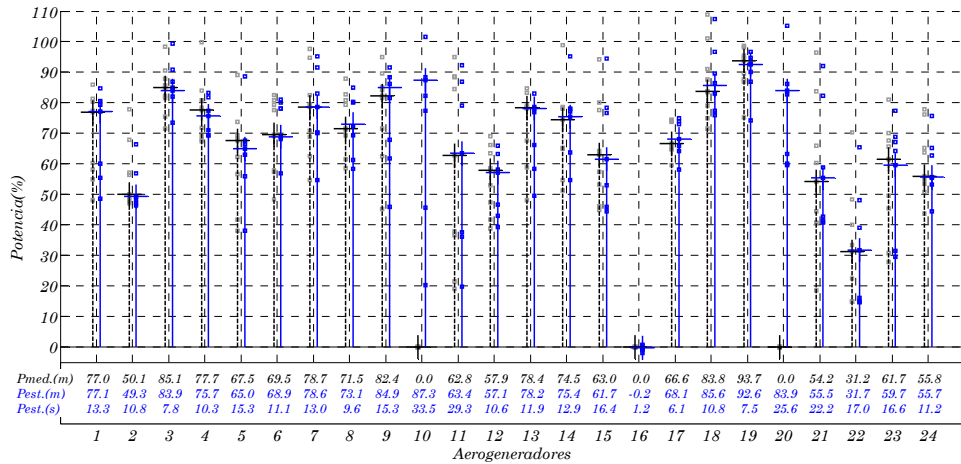


Fig. 7-37: Potencia generada en los WTs. Fecha: 2 Abril 13:30 -13:40

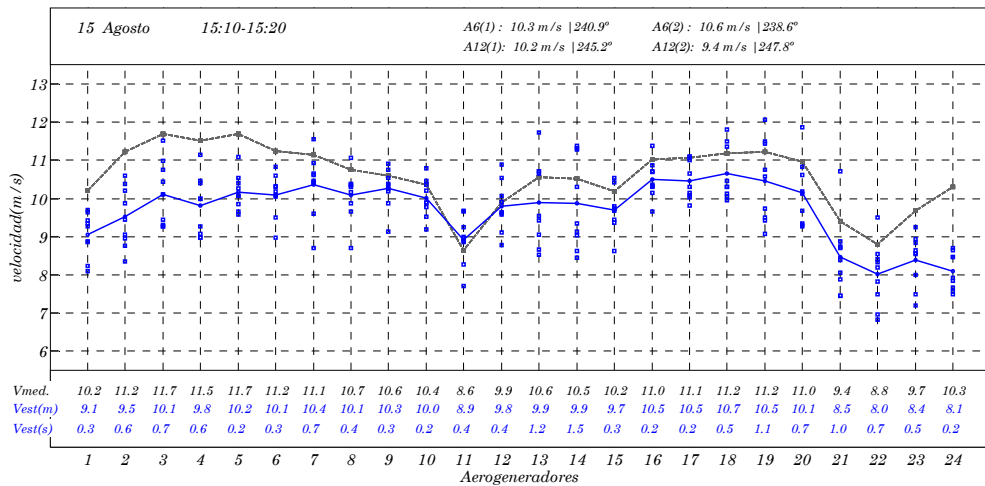


Fig. 7-38: Velocidad en los WTs. Fecha: 15 Agosto 15:10-15:20

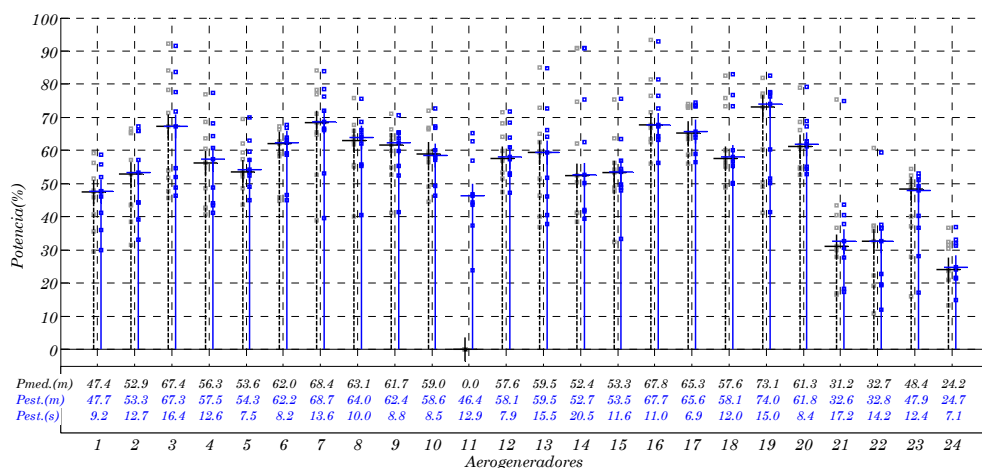


Fig. 7-39: Potencia generada en los WTs. Fecha: 15 Agosto 15:10-15:20

A 240°, no se ve influencia de las estelas, y los decrementos por efectos orográficos se suavizan ( Fig. 7-38 y Fig. 7-39).

### 7.3.4.3 Dirección del viento 150°.

A pesar de las grandes diferencias en cuanto al módulo del viento, debido a su intensidad, las diferencias de generación entre los WT's son pequeñas.

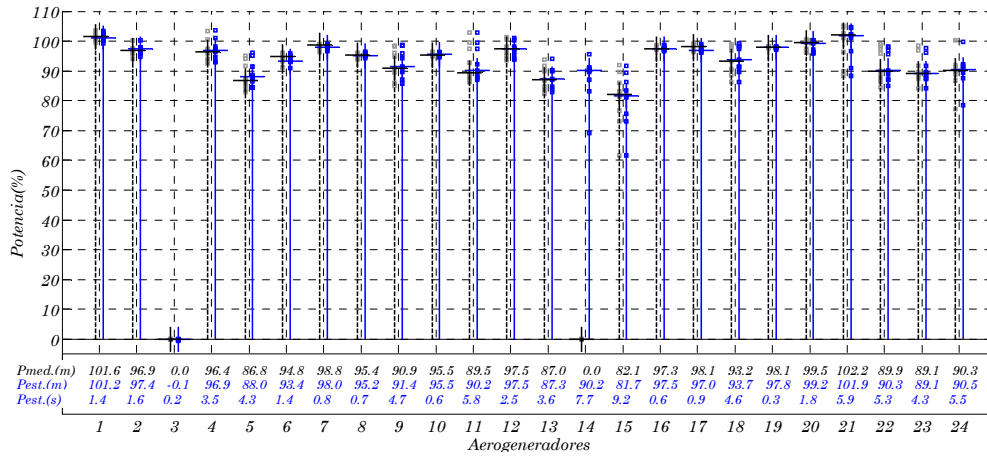


Fig. 7-40: Potencia generada en los WT's. Fecha: 25 Octubre 20:20 a 20:30

En este caso, se aprecia el efecto de las estelas en varios generadores y la influencia de la orografía. Se puede observar que para esta dirección, el viento máximo se corresponde con las posiciones ocupadas por los WT20 a WT24.

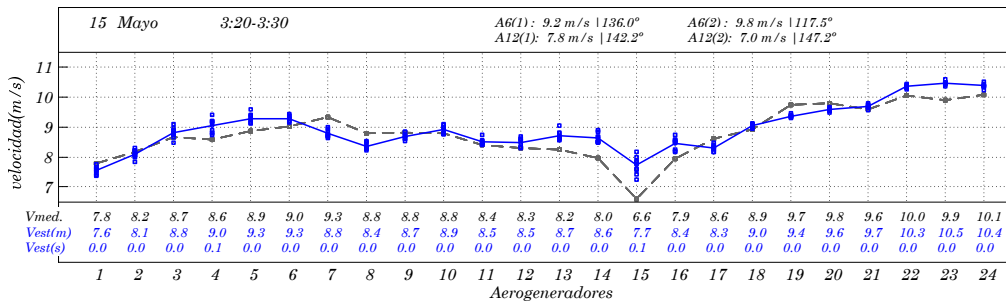


Fig. 7-41: Velocidad del viento en los WT's. Fecha: 15 Mayo 3:20 a 3:30

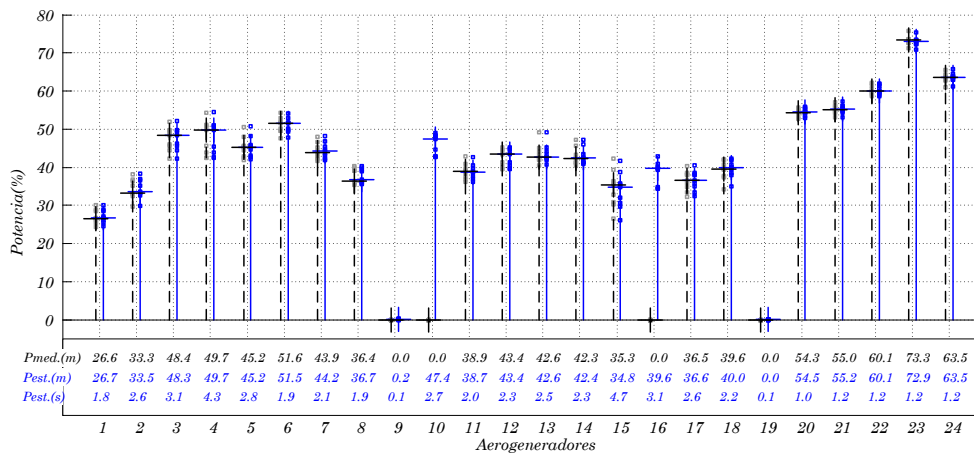


Fig. 7-42: Potencia generada en los WT's. Fecha: 15 Mayo 3:20 a 3:30

Para la misma dirección de viento, en el caso en que la intensidad sea menor y no implique entrada en zona de pérdida aerodinámica, se aprecia el mismo perfil de

velocidades de viento, aunque las diferencias son menores. En este caso, sí se aprecian diferencias importantes en la generación de los diferentes WT's.

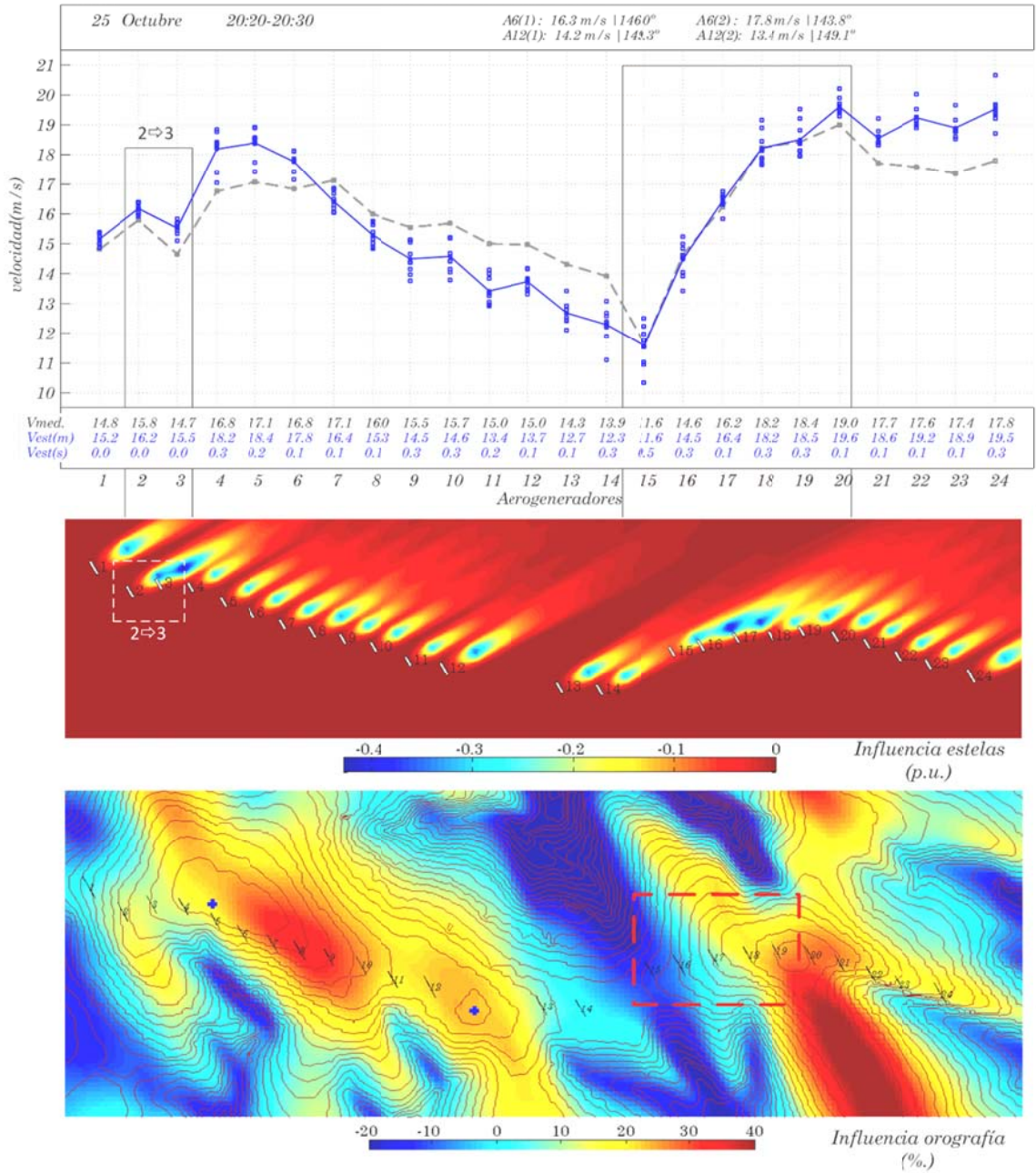


Fig. 7-43: Estudio del viento 150°

### 7.3.4.4 Influencia de las estelas. Dirección del viento 185°

Esta dirección coincide con el caso en el que se observan mayores diferencias debidas al efecto de las estelas. Considerando el ejemplo de la Fig. 7-44, el WT19 genera una potencia del 94% respecto a su nominal, mientras que el WT 4 y 20, entorno al 10%.

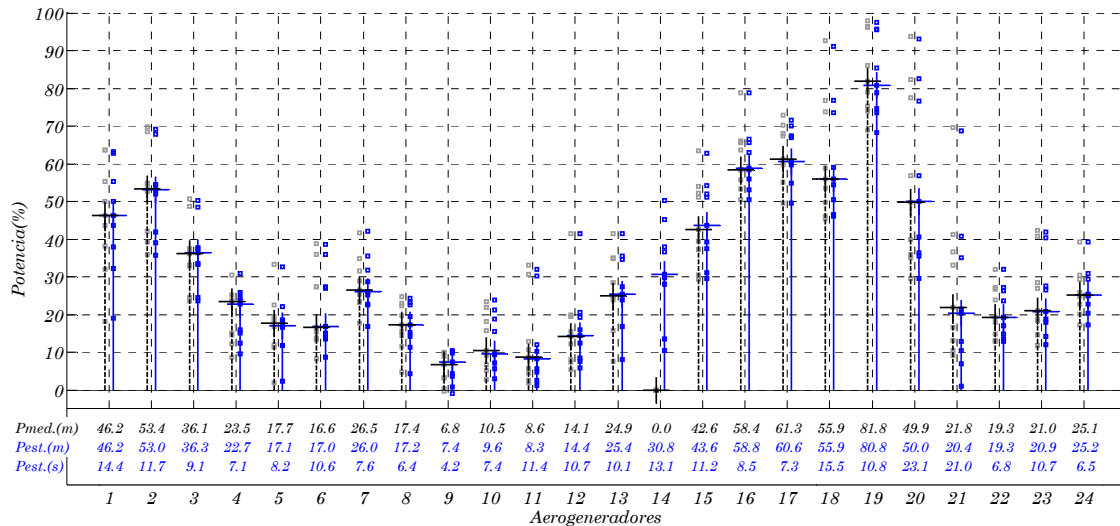


Fig. 7-44: Potencia generada con dirección viento 185°

También se corresponde con la dirección en la que la orografía provoca las mayores discrepancias en las velocidades. En la Fig. 7-46, se pueden apreciar cuales son los WTs cuya velocidad se decrementa a causa de las estelas de los aerogeneradores próximos así como la influencia de la orografía en esa dirección, que en este caso supone decrementos del orden de 3m/s.

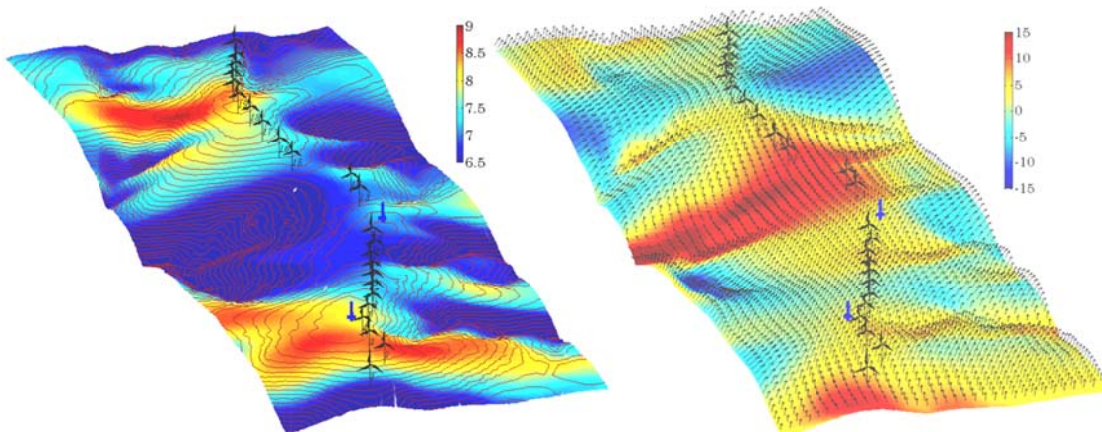


Fig. 7-45: Variación de velocidad y dirección del viento supuesta dirección de referencia 185°.

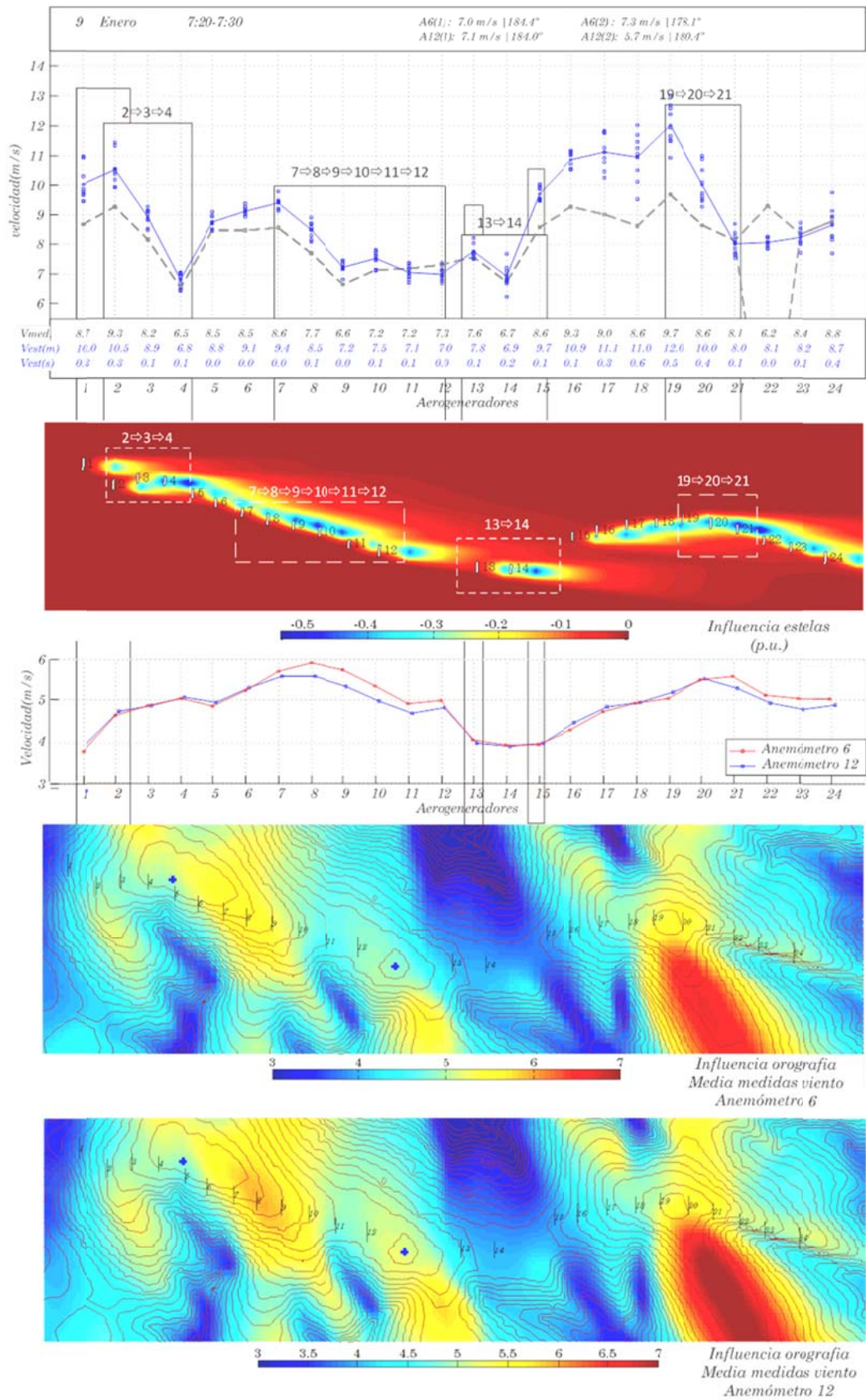
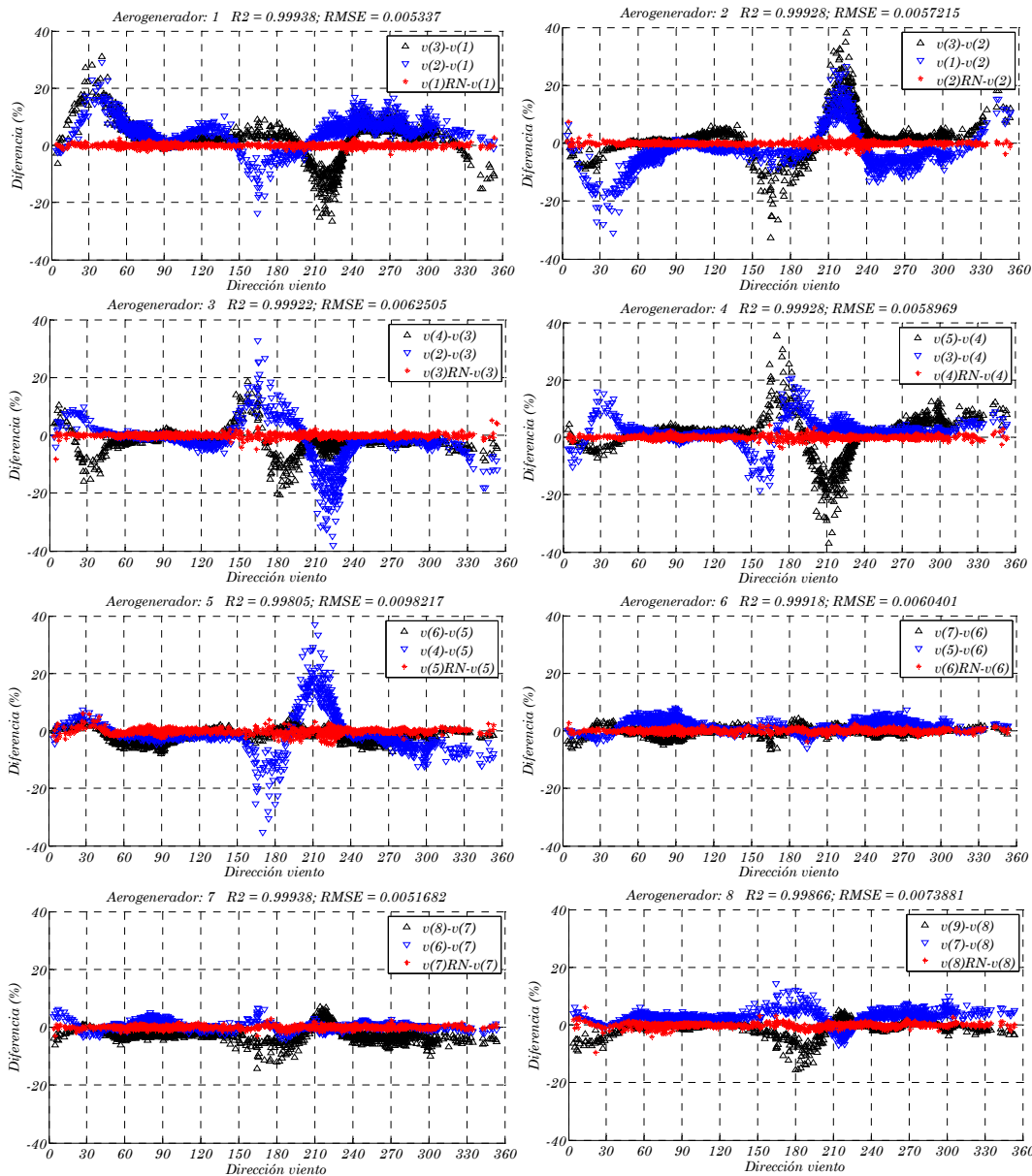


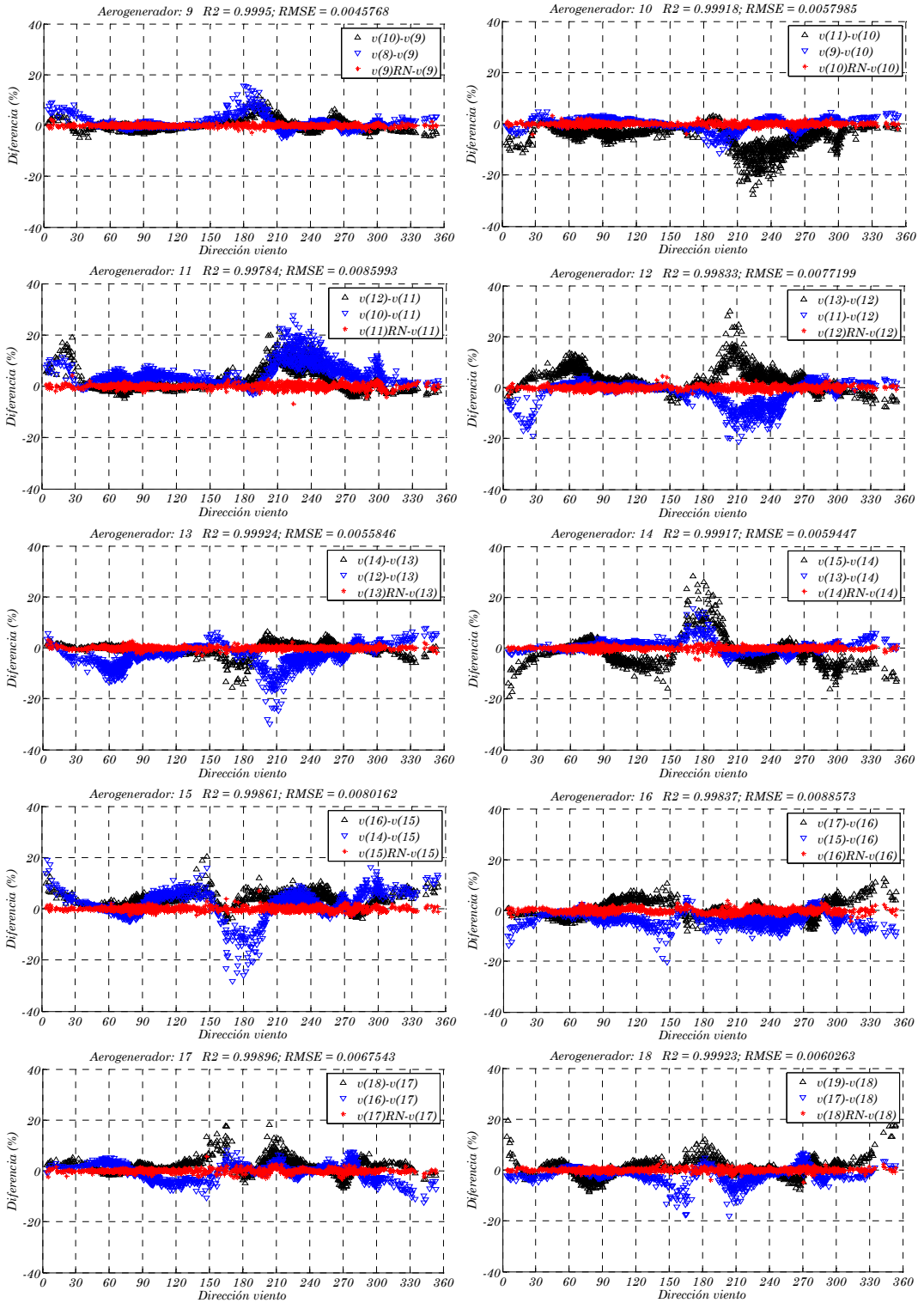
Fig. 7-46: Estudio del viento en la dirección 180°

### 7.3.5 Redes neuronales consideradas

En las siguientes figuras (Fig. 7-47) se muestran los valores obtenidos al realizar el test R2 en las BPPNs consideradas como relaciones de viento en el estimador. En cada caso, la velocidad de uno de los aerogeneradores se determina en función de la velocidad de otros dos WT's según el esquema mostrado en la Fig. 7-14. Se representa la diferencia de velocidades entre la velocidad del WT correspondiente y con los que se relaciona en cada BPPNs . Se pueden observar diferencias de velocidades entre WT's próximos de hasta el 40%. En rojo se representa la diferencia entre el valor de velocidad obtenido a partir de la BPPN con el valor medido. Se observa que este error es pequeño y que el test R2 da como resultado un valor próximo a 1.







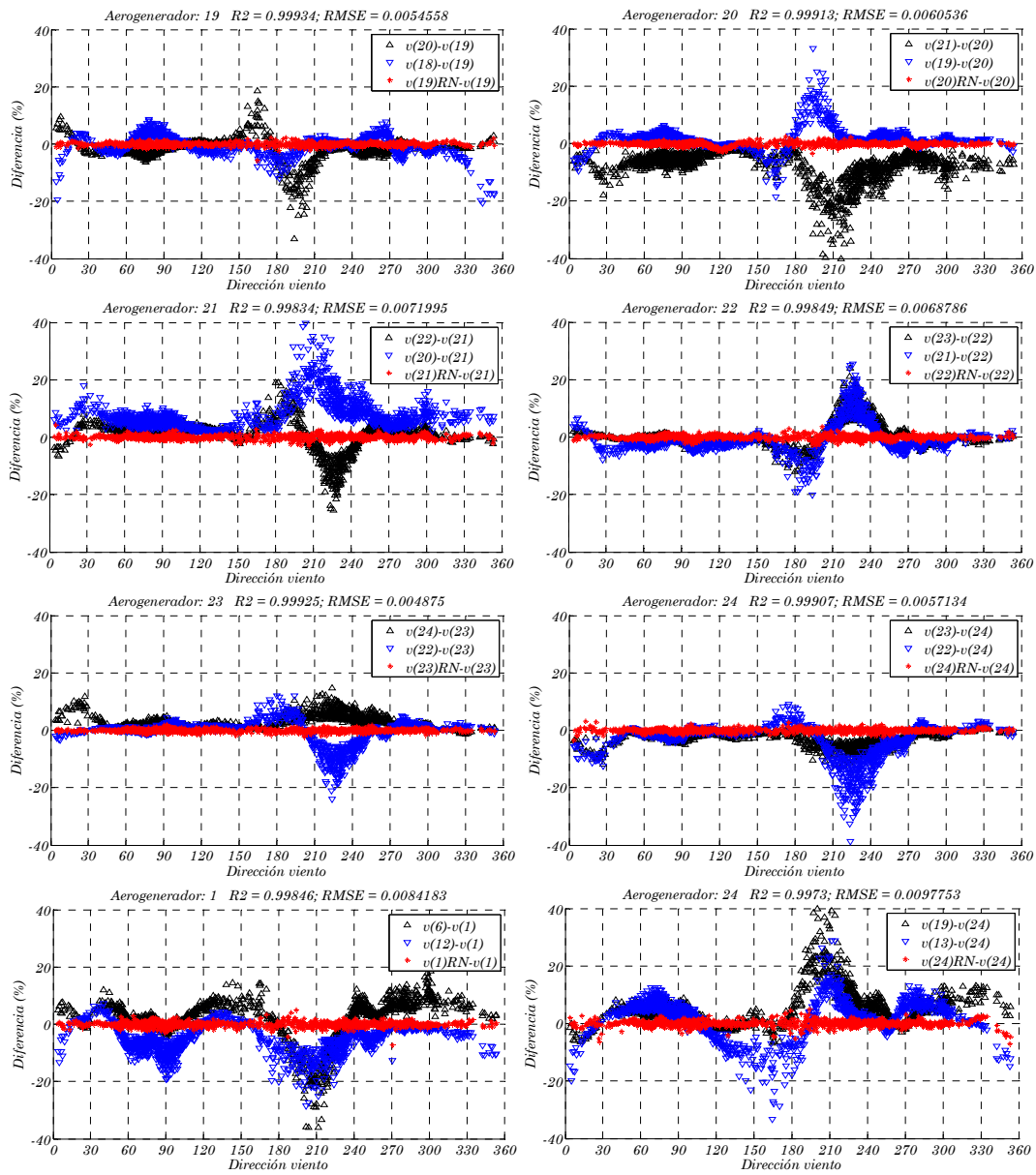


Fig. 7-47: Redes neuronales que relacionan la velocidad de viento entre los aerogeneradores

## 8. Ejemplos de aplicación

En este capítulo a partir de un caso concreto, se realizará la estimación de estado paso a paso analizando las mejoras en cuanto a redundancia y observabilidad que supone añadir las relaciones vistas en los capítulos anteriores.

Los datos de partida se corresponden con los valores de potencia medida el día 8 de agosto entre las 6:30 y 6:40 h. Al ser las medidas de viento diezminutales y las de potencia minutales, se ha optado por realizar la estimación para cada valor de potencia y realizar la media de los valores obtenidos. En cada una de las gráficas aparecen como datos, la media de los valores medidos (Pmed.(m)), la media de los valores estimados de potencia (Pest.(m)) y la desviación típica de los datos estimados (Pest(s)).

Se ha representado mediante puntos los valores tanto medidos como estimados en cada uno de los intervalos. En las gráficas de velocidad se representan los valores obtenidos para cada uno de los aerogeneradores mediante una línea continua a fin de identificar con mayor facilidad el patrón en cada caso. Sobre la misma gráfica se representa el valor medio de la potencia tanto medida (negro, línea discontinua) como estimada (azul).

### 8.1 Caso base

En primer lugar se ejecuta el caso base (Fig. 8-1), es decir el estimador clásico con el vector de estado ampliado en el que tanto la potencia activa como reactiva de los WTs se incluyen dentro del vector de estado, sobre un caso en el que se dispone de todas las medidas en el Parque.

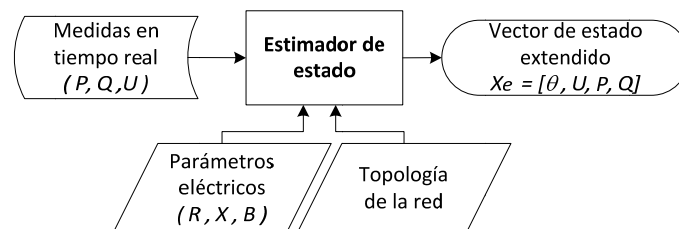


Fig. 8-1: Estimador caso base

El vector de estado tiene 117 variables, 57 correspondientes a los desfases de las tensiones, 58 de los módulos de las mismas, y 28 x 2 correspondientes a las potencias activas y reactivas de los WTs.

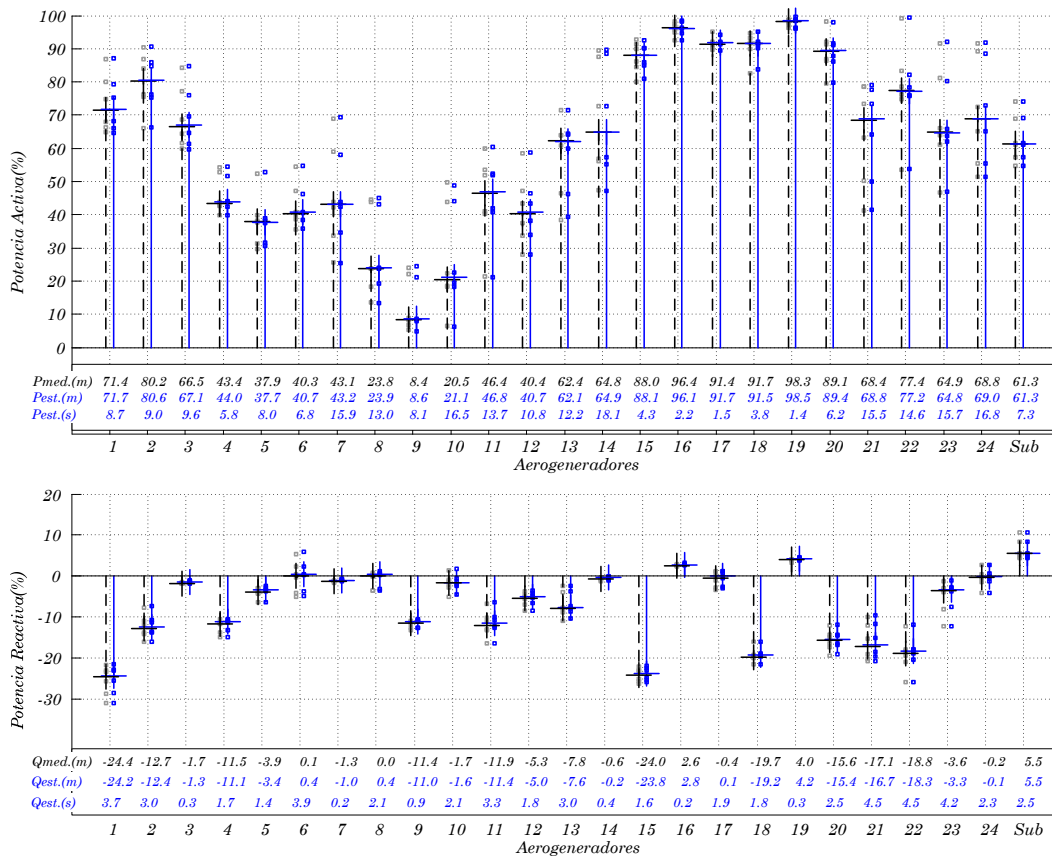
$$x_e = \begin{bmatrix} \theta_{N-nR} & U_N & P_{N_e} & Q_{N_e} \\ 57 & 58 & 28 & 28 \end{bmatrix}_{171} \quad (8.1)$$

Como medidas se dispone de la tensión y potencias activas y reactivas en los nudos de los WT's. Así mismo se dispone de las medidas correspondientes a la subestación (nudo 29), el consumo del edificio de control del parque (nudo 56) y las potencias reactivas de los nudos de compensación de la subestación (57 y 58).

$$z_m = \begin{bmatrix} U_{N_{Um}} & P_{N_{Pm-N_e}} & P_{N_{Pm \cap N_e}} & P_{N_{Pm}} & Q_{N_{QSm}} & Q_{N_{QCm}} & Q_{N_{Qm}} \\ 32 & 2 & 28 & 28 & 1 & 1 & 28 \end{bmatrix}_{94} \quad (8.2)$$

En los nudos en los que no existe inyección ni consumo de potencia, tanto la potencia activa (nudos 30 a 55, 57 y 58) como la reactiva inyectada (nudos 30 a 55) tiene que ser estrictamente cero, y se incluyen en el estimador como restricciones.

$$cz_m = \begin{bmatrix} P_{N_{Pnull}} & Q_{N_{Qnull}} & P_{N_{Pm \cap N_e}} & Q_{N_{Qm \cap N_e}} \\ 28 & 26 & 28 & 28 \end{bmatrix}_{110} \quad (8.3)$$



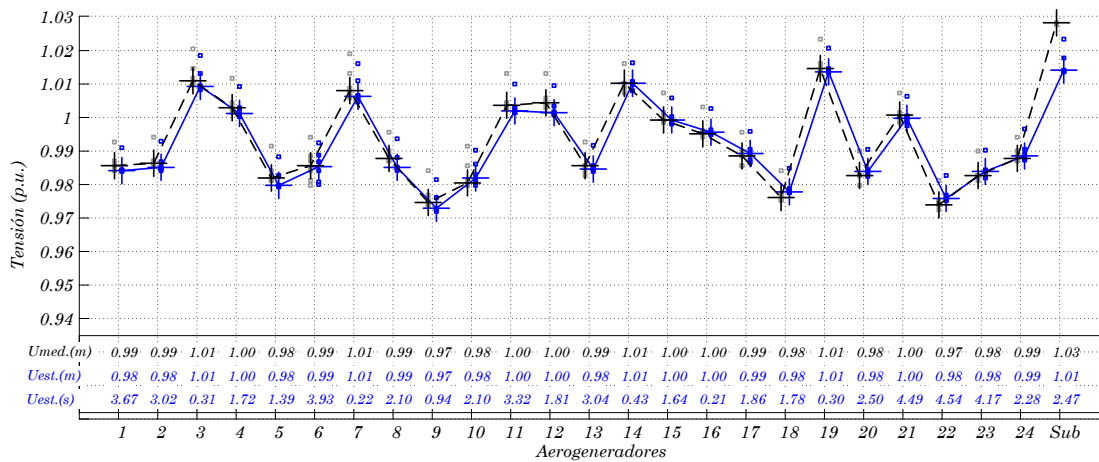


Fig. 8-2: Estimador base. Estimación de potencia activa, reactiva y tensión en los WTs

En esta situación, el número de restricciones y medidas es superior al número de variables y el procedimiento converge en cuatro o cinco iteraciones. Como se puede ver en el resultado obtenido, los valores de tensión se ajustan a las medidas por lo que se da por válida la estimación del ajuste de los transformadores de las torres de los WTs.

### 8.1.1 Eliminación de medidas

Si se eliminan las medidas correspondientes a dos de los WTs, tal como se vio en el capítulo 2, no existe observabilidad algebraica y el estimador no converge.

Si se eliminan todas las medidas de potencia activa, matemáticamente el estimador ofrece una solución dado que la impedancia de las líneas no es nula y por lo tanto el desacoplamiento  $P-\theta$  y  $Q-U$  no es perfecto.

El resultado ofrecido por el estimador en estas circunstancias, no se ajusta a los valores de las medidas eliminadas, produciéndose diferencias el valor estimado y medido que superan el 30%.

Los valores de potencia activa obtenidos cumplen las ecuaciones eléctricas correspondientes a la red del parque, pero no están sujetos a ningún condicionante en cuanto a las características de funcionamiento reales de los aerogeneradores.

En la Fig. 8-3 se representa en negro los valores de potencia activa medidos, en rojo, los valores de potencia activa anulados y en azul los resultados de la estimación.

Los valores obtenidos de tensión y potencia reactiva son muy similares a los obtenidos sin anular las medidas.

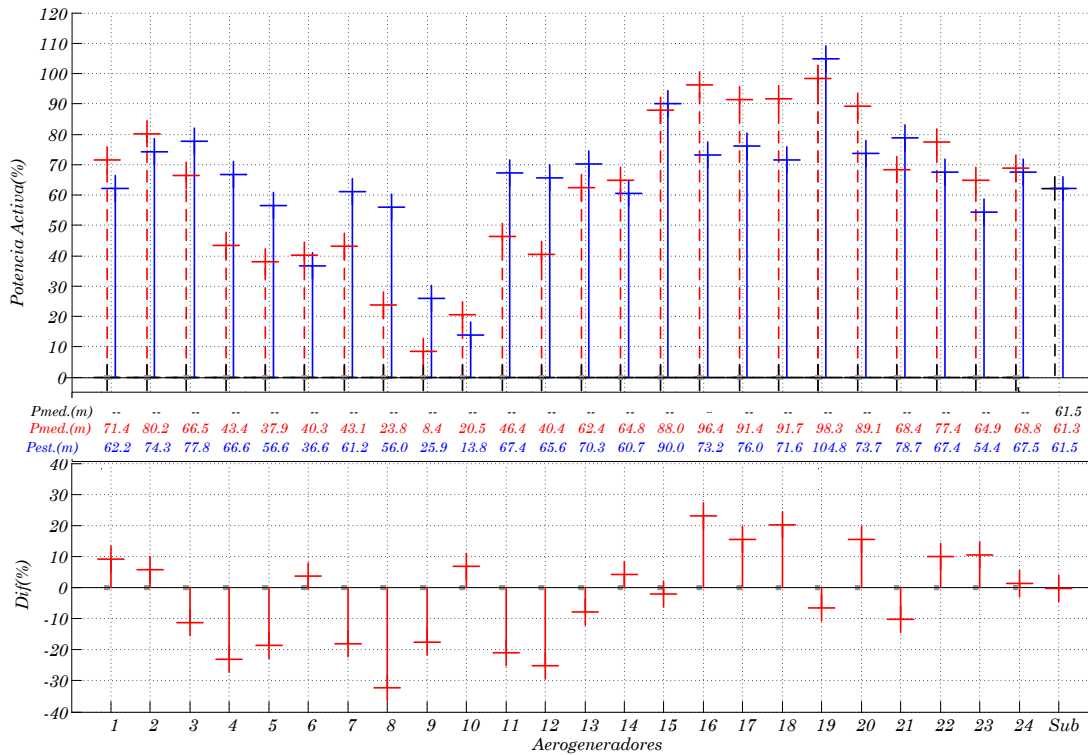


Fig. 8-3: Estimador base anulando la medida de potencia en los aerogeneradores. Estimación de la potencia activa

## 8.2 Adición de las relaciones P/Q

Se añaden las relaciones entre las potencias activas y reactivas en los WTs a fin de eliminar el desacoplamiento  $P-\theta$  y  $Q-U$  (Fig. 8-4). Como ya se vio en el capítulo 6 el tratamiento es diferente según el tipo de aerogenerador.

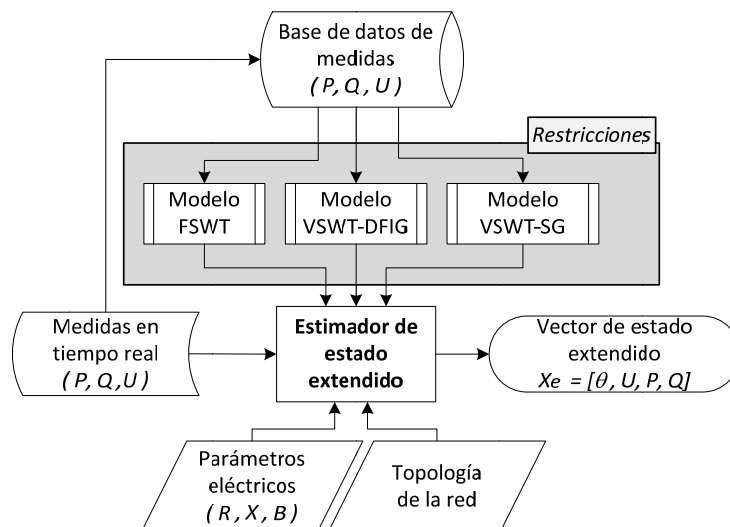


Fig. 8-4: Estimador estado extendido. Adición relaciones P/Q.

Así, para los FSWT basados en máquinas asíncronas, se añaden las variables correspondientes a la potencia reactiva de compensación y la relación (basada en una red neuronal) entre la potencia activa, reactiva, tensión y reactiva de compensación.

En los VSWT-DFIG, basados en máquinas doblemente alimentadas se añaden las ecuaciones correspondientes a las relaciones entre las potencias reactivas y activas entre el rotor y el estator.

En los VSWT-SG, se añade como restricción la relación entre la potencia activa y reactiva. En los dos últimos casos se supone conocido el valor de la consigna correspondiente al factor de potencia.

Por lo tanto, el vector de estado ampliado resulta ser en este caso:

$$x_e = \begin{bmatrix} \theta_{N-n_R} & U_N & P_{N_e} & Q_{N_e} & Q_{C_{N_e.FSWT}} \\ 57 & 58 & 28 & 28 & 19 \end{bmatrix}_{190} \quad (8.4)$$

El vector de medidas se amplía con las medidas de la potencia reactiva de compensación (medidas completas):

$$z_m = \begin{bmatrix} U_{N_{Um}} & P_{N_{Pm-N_e}} & P_{N_{Pm \cap N_e}} & P_{N_{Pm}} & Q_{N_{QSm}} & Q_{N_{Qcm}} & Q_{N_{Qm}} & Q_{C_{N_{Qcm}}} \\ 32 & 2 & 28 & 28 & 1 & 1 & 28 & 19 \end{bmatrix}_{113} \quad (8.5)$$

Y en cuanto a las restricciones se añaden una ecuación por cada FSWT, 4 por cada VSWT-DFIG y una por cada FSWT-SG:

$$cz_m = \begin{bmatrix} P_{N_{Pmull}} & Q_{N_{Qmull}} & P_{N_{Pm \cap N_e}} & Q_{N_{Qm \cap N_e}} & Q_{C_{N_e.FSWT}} & P_{e_{N_e.DFIGe}} & Q_{e_{N_e.DFIGe}} & Q_{r_{N_e.DFIGr}} & Q_{N_e.SG} \\ 28 & 26 & 28 & 28 & 19 & 4 & 4 & 4 & 1 \end{bmatrix}_{142} \quad (8.6)$$

En la *Fig. 8-5* se muestra el resultado obtenido con el estimador con medidas completas.

### 8.2.1 Eliminación de medidas

En este caso, la eliminación de la medida de potencia activa en los aerogeneradores no supone una pérdida de observabilidad al existir una relación directa entre el valor de la potencia activa, reactiva y la tensión de los nudos.

Si se elimina el valor de la potencia activa de todos los aerogeneradores, el resultado ofrecido por el estimador se ajusta mucho mejor a los valores reales medidos, situándose la variación máxima entorno al 5% (*Fig. 8-6*).

En el caso de no disponer de medidas de tensión, potencia activa y potencia reactiva, de dos o más aerogeneradores, el procedimiento converge analíticamente, pero topográficamente se demuestra que no existe observabilidad (ver capítulo 2).

La adición de las relaciones entre la potencia activa, reactiva y la tensión en cada uno de los nudos de los aerogeneradores aumenta la redundancia permitiendo identificar errores en las medidas.

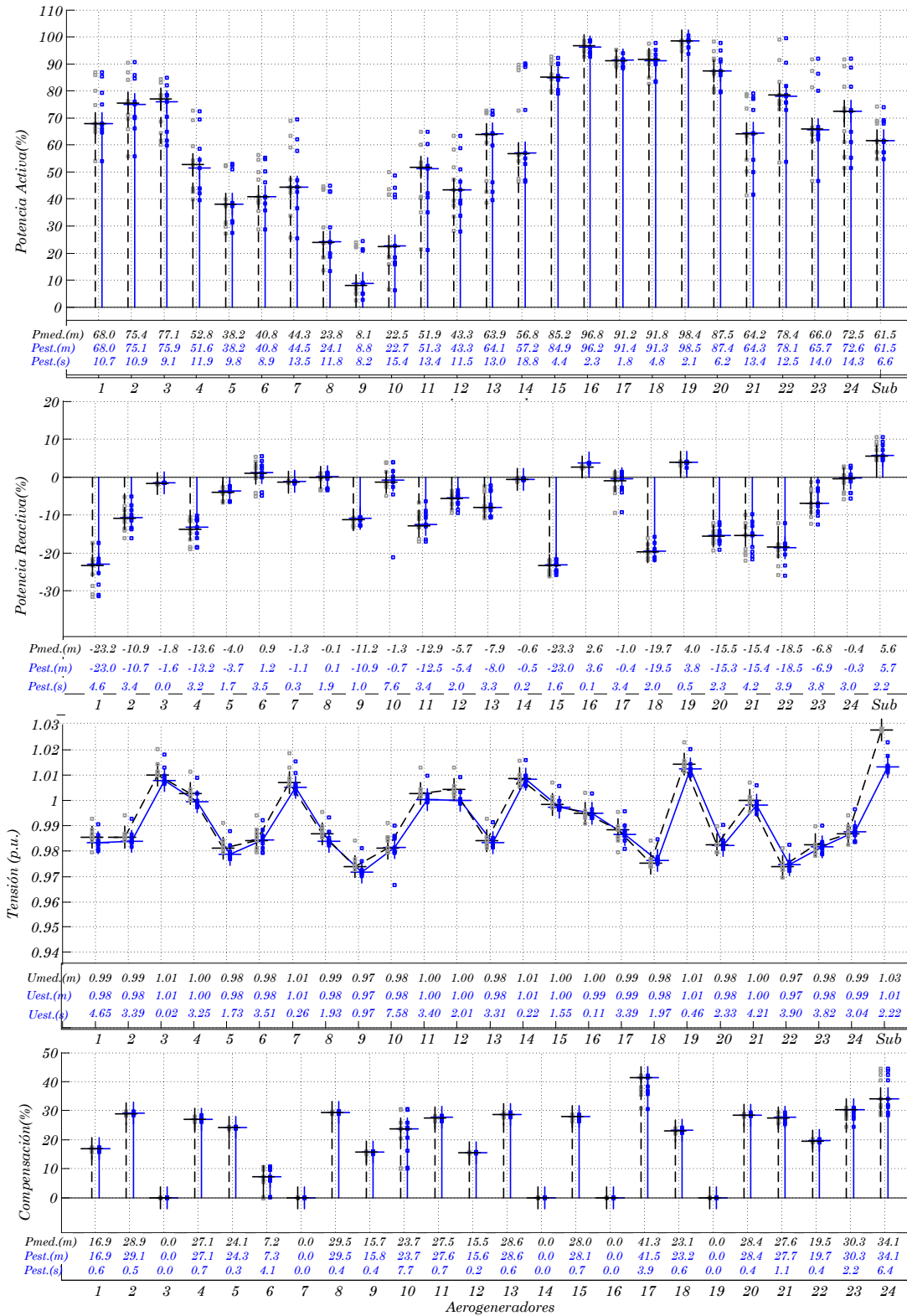


Fig. 8-5: Estimator PQ. Estimación de potencia activa, reactiva, tensión y reactiva de compensación en los WT's



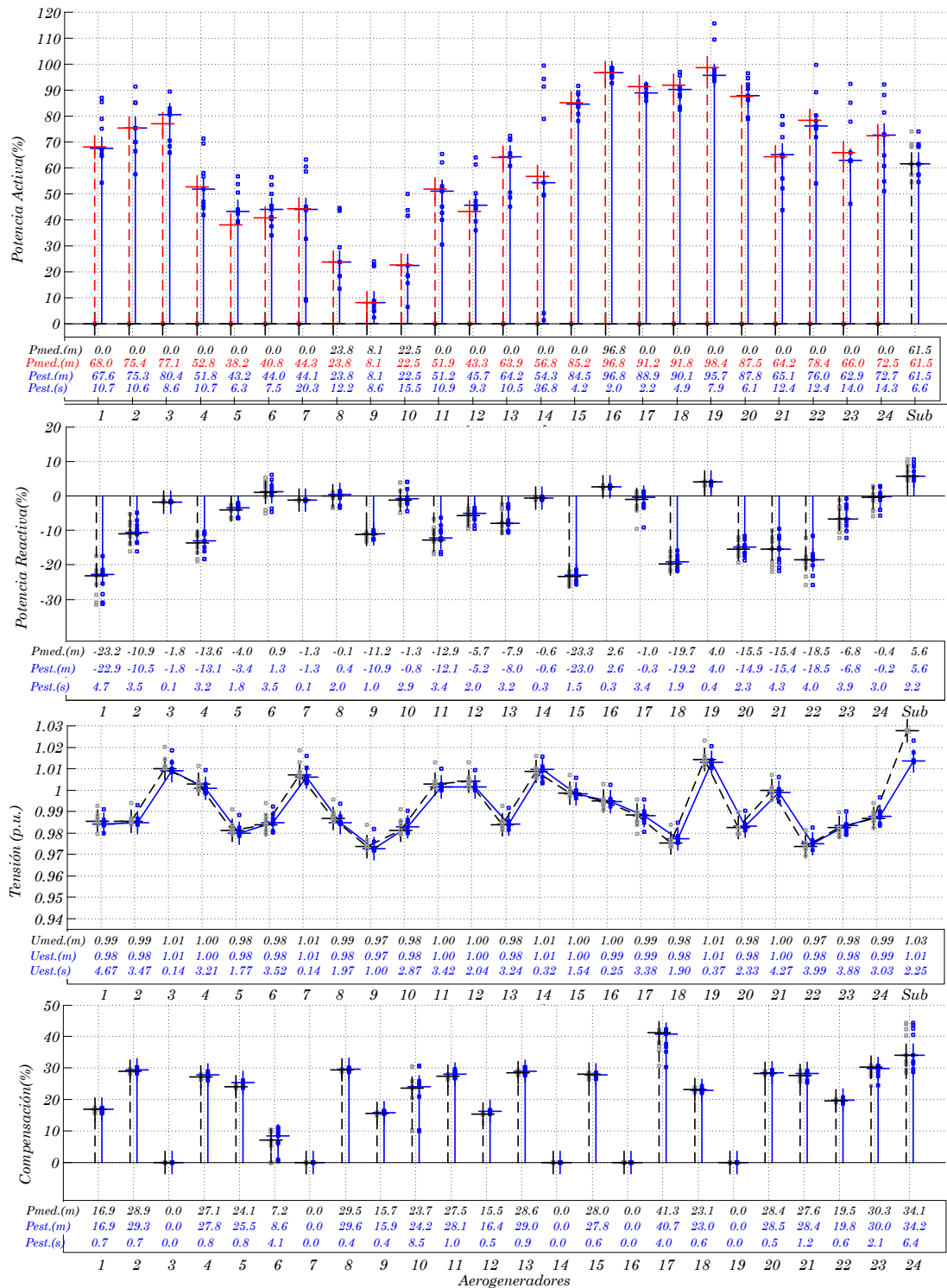


Fig. 8-6: Estimador PQ eliminando las medidas de potencia en los aerogeneradores. Estimación de potencia activa, reactiva, tensión y reactiva de compensación en los WT's

### 8.3 Adición de las relaciones P/v

La adición de la curva de potencia de los WT's (Fig. 8-7) establece la posibilidad de relacionar directamente el valor de la velocidad de viento medida en cada localización con la potencia generada en cada uno de los WT's.

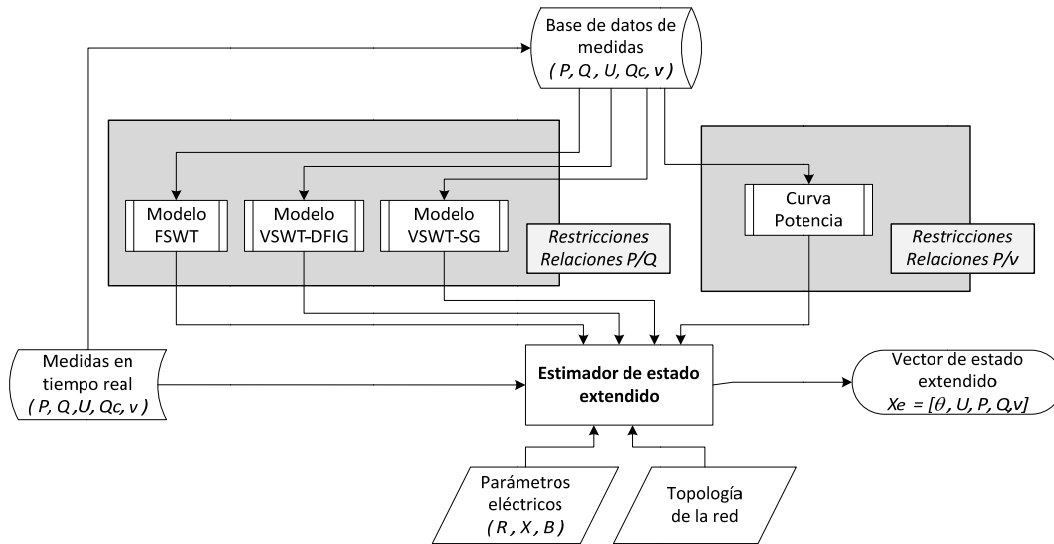


Fig. 8-7: Estimador de estado extendido. Adición de la curva de potencia (relaciones P/v)

Este hecho mejora la redundancia en el caso de la inclusión de las medidas de velocidad de viento, ya que aunque el vector de estado se incrementa en 24 nuevas variables, se introducen 24 medidas y 24 restricciones.

El vector de estado se amplía según:

$$x_e = \begin{bmatrix} \theta_{N-n_R} & U_N & P_{N_e} & Q_{N_e} & Q_{C_{N_e,FSWT}} & P_{N_e,CP} \\ 57 & 58 & 28 & 28 & 19 & 24 \end{bmatrix}_{214} \quad (8.7)$$

En vector de medidas se amplía con las medidas de velocidad en cada localización:

$$z_m = \begin{bmatrix} U_{N_{Um}} & P_{N_{Pm-N_e}} & P_{N_{Pm \cap N_e}} & P_{N_{Pm}} & Q_{N_{QSm}} & Q_{N_{QCm}} & Q_{N_{Qm}} & Q_{C_{N_{Qcm}}} & v_{N_{vm}} \\ 32 & 2 & 28 & 28 & 1 & 1 & 28 & 19 & 24 \end{bmatrix}_{137} \quad (8.8)$$

Se añaden las 24 ecuaciones correspondientes a las curvas de potencia de los WT's.

$$cz_m = \begin{bmatrix} P_{N_{Pnull}} & Q_{N_{Qnull}} & P_{N_{Pm \cap N_e}} & Q_{N_{Qm \cap N_e}} & Q_{C_{N_e,FSWT}} & P_{e_{N_e,DFIGe}} & Q_{e_{N_e,DFIGe}} & Q_{r_{N_e,DFIGr}} & Q_{N_e,SG} & P_{N_e,CP} \\ 28 & 26 & 28 & 28 & 19 & 4 & 4 & 4 & 1 & 24 \end{bmatrix}_{166} \quad (8.9)$$

Tal como se vio en el capítulo anterior, las curvas de potencia no se suponen restricciones exactas, por lo que se le permite un cierto error a la relación definido por el

sigma correspondiente. En ese caso, las ecuaciones se añaden en la matriz Jacobiana, no en la matriz de restricciones. Este cambio no afecta a la observabilidad del sistema.

Los vectores  $z_m$  y  $cz_m$ , vendrían dados por:

$$z_m = \begin{bmatrix} U_{N_{Um}} & P_{N_{Pm}-N_e} & P_{N_{Pm} \cap N_e} & P_{N_{Pm}} & Q_{N_{QSm}} & Q_{N_{Qcm}} & Q_{N_{Qm}} & Q_{N_{Qcm}} & v_{N_{vm}} & v_{N_{e,CP}} \\ 32 & 2 & 28 & 28 & 1 & 1 & 28 & 19 & 24 & 24 \end{bmatrix}_{161} \quad (8.10)$$

$$cz_m = \begin{bmatrix} P_{N_{Pnull}} & Q_{N_{Qnull}} & P_{N_{Pm} \cap N_e} & Q_{N_{Qm} \cap N_e} & Q_{N_{e,FSWT}} & P_{N_{e,DFIGe}} & Q_{N_{e,DFIGe}} & Q_{N_{e,DFIGr}} & Q_{N_{e,SG}} \\ 28 & 26 & 28 & 28 & 19 & 4 & 4 & 4 & 1 \end{bmatrix}_{142} \quad (8.11)$$

Con la inclusión de la curva de potencia de cada uno de los aerogeneradores y la velocidad de viento medida en cada uno de los WTs, la solución ofrecida por el estimador se acercará más o menos a los valores medidos de velocidad o de potencia eléctrica en función de la confianza otorgada a cada una de las medidas. Si los pesos  $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$  definidos para las medidas eléctricas son superiores a los correspondientes a las medidas de velocidad, el estimado obtenido se acercará a los valores de las medidas eléctricas. En caso contrario, la solución dará más confianza a las medidas de velocidad y el estimado reflejará esa confianza.

Sobre el caso en estudio utilizado en el ejemplo, se ha realizado la estimación en cuatro casos diferentes, variando los pesos correspondientes a las medidas y a las relaciones. En el primer caso, se otorga más confianza a los valores eléctricos medidos que a las medidas de velocidad y la curva de potencia de los aerogeneradores. En el segundo caso, se realiza la estimación con todos los pesos iguales. En el tercer caso, se da más confianza a las medidas de velocidad y a la curva de potencia que a las medidas eléctricas y en el cuarto caso, se anulan los valores correspondientes a todas las medidas eléctricas de los aerogeneradores. Se ha realizado la estimación para los 10 valores registrados de tensión, potencia activa y potencia reactiva correspondientes a las medidas de viento de que se dispone (hay que tener en cuenta que se obtienen como pseudomedidas a partir de los datos de los anemómetros que son diezminutales).

En la *Tabla 8-1* se recogen los valores de los pesos dados a cada una de las medidas y a la curva de potencia de los aerogeneradores.

Tabla 8-1: Casos a analizar

| Caso | Pot. Activa | Pot. Reactiva | Tensión | Compensación | Velocidad | P/v  | Medidas eléctricas (cada minuto) |    |    |    |    |    |             |    |    |    |
|------|-------------|---------------|---------|--------------|-----------|------|----------------------------------|----|----|----|----|----|-------------|----|----|----|
|      |             |               |         |              |           |      | 1                                | 2  | 3  | 4  | 5  | 6  | 7           | 8  | 9  | 10 |
|      |             |               |         |              |           |      | $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$         |    |    |    |    |    | Iteraciones |    |    |    |
| 1    | 1           | 1             | 1       | 1            | 0.01      | 0.01 | 8                                | 6  | 7  | 8  | 8  | 8  | 10          | 13 | 9  | 8  |
| 2    | 1           | 1             | 1       | 1            | 1         | 1    | 12                               | 10 | 12 | 9  | 11 | 11 | 18          | 19 | 13 | 12 |
| 3    | 0.1         | 0.1           | 0.1     | 1            | 1         | 1    | 12                               | 13 | 14 | 14 | 14 | 20 | 17          | 18 | 13 | 14 |
| 4    | --          | --            | --      | 1            | 1         | 1    | 11                               | 11 | 15 | 11 | 24 | 24 | 18          | 27 | 17 | 10 |

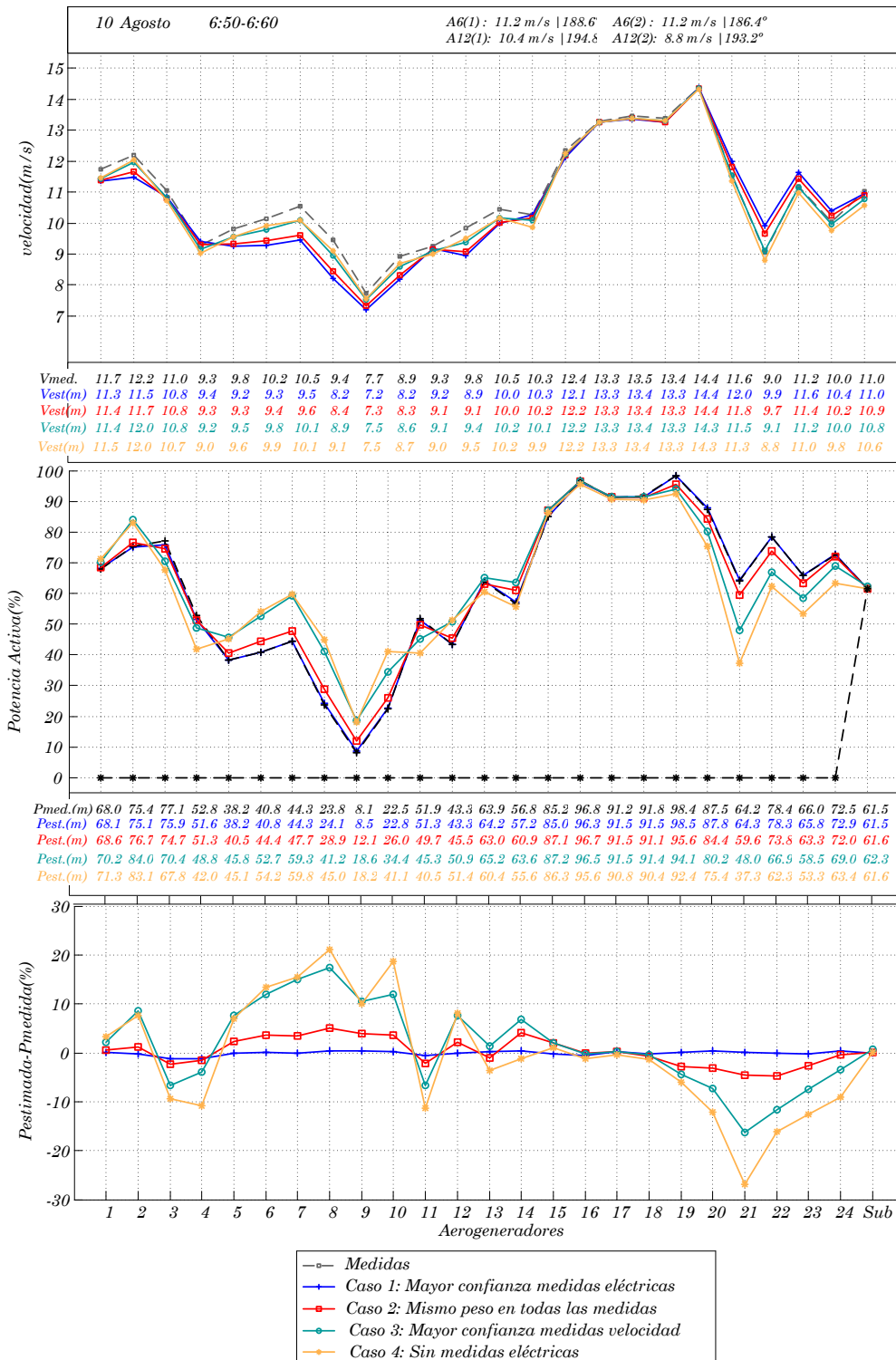


Fig. 8-8: Estimador incluyendo la curva de potencia de los WTs.

Manteniendo únicamente las medidas de velocidad de viento en los aerogeneradores, el estimador no converge, ya que aunque a partir de la curva de potencia quedan definidos los valores de velocidad, las relaciones P/Q de la máquina relacionan la

potencia activa con la potencia reactiva, la tensión y la potencia reactiva de compensación, quedando por tanto indeterminadas las relaciones entre la potencia reactiva y la tensión.

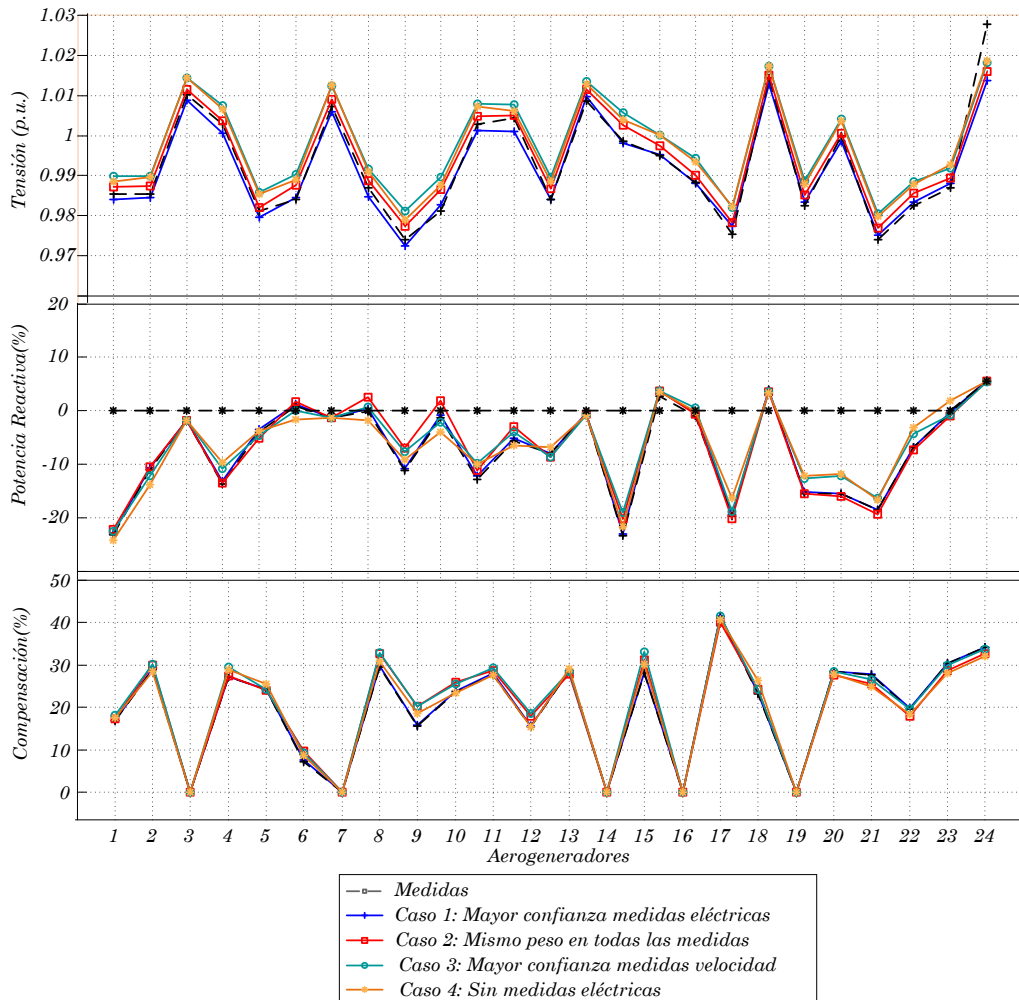


Fig. 8-9: Estimación de la tensión, la potencia reactiva y la potencia de compensación incluyendo la característica de velocidad de los WT.

Añadiendo pseudomedidas de compensación y el factor de potencia de los WT-DFIG y WT-SG, en función del historial o a partir de las posiciones definidas por el regulador de reactiva del parque, y limitando el valor máximo y mínimo de velocidad permitida, se obtiene una solución que se ajusta a los valores definidos, y cumple con todas las relaciones pedidas. Esta estimación diferirá más o menos de la situación real en función de la exactitud de las medidas de viento.

Aunque el estimador converge en todos los casos, se observa que el número de iteraciones necesarias aumenta a medida que se le da más confianza a las medidas no eléctricas.

Se ha representado la media de los valores estimados obtenidos en cada uno de los casos, en la Fig. 8-8, así como la variación respecto de las medidas de potencia activa que presenta el estimado del sistema en cada caso.

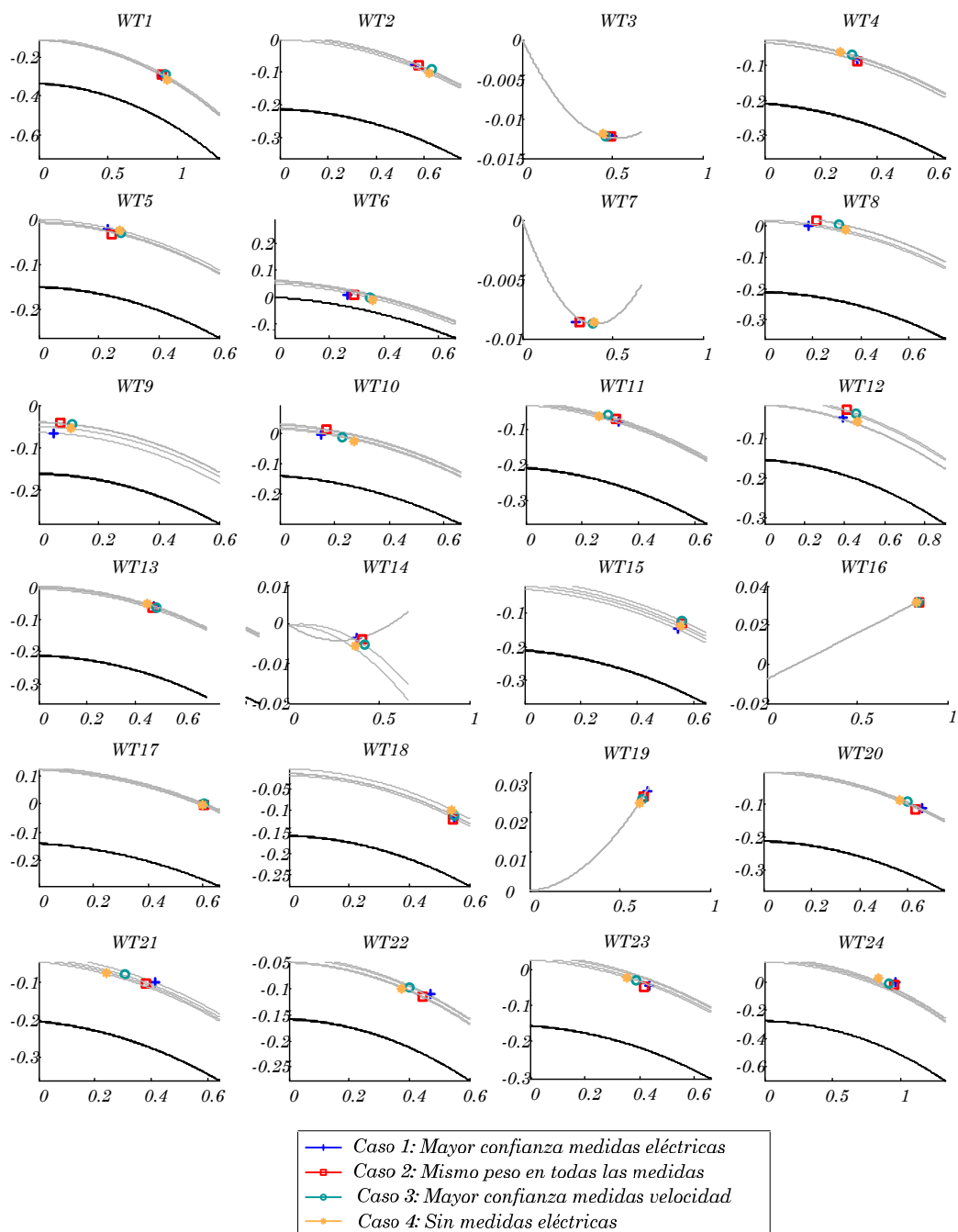


Fig. 8-10: Punto de funcionamiento respecto a los diagramas P/Q de los WTs

Tal como se puede apreciar en el WT21, variaciones pequeñas de velocidad (1 m/s) pueden provocar variaciones grandes de potencia (del 64.3% al 37.3%).

Los valores correspondientes a la potencia reactiva y tensión (Fig. 8-10), así como la potencia reactiva de compensación presentan pequeñas variaciones en cada caso.

Respecto al nivel de cumplimiento de las relaciones P/Q y la curva de potencia en ambos casos, se puede apreciar a la vista de la Fig. 8-11 que en el caso en que se otorga más confianza a las medidas eléctricas, los valores de compensación se ajustan más a los escalones presentando por tanto menores variaciones de tensión y de potencia reactiva

de compensación. Hay que tener en cuenta que las relaciones P/Q de las máquinas se incluyen directamente como restricciones, no se permite un error de relación.

Por otra parte, la solución se ajusta más a la curva de potencia de los aerogeneradores en el caso de que se dé más confianza a las medidas de velocidad y a la relación P/v.

Por lo tanto se puede concluir que el estimador en ambos casos ofrece un estimado del sistema en función del nivel de confianza que se otorgue a las distintas variables y a las relaciones entre las variables.

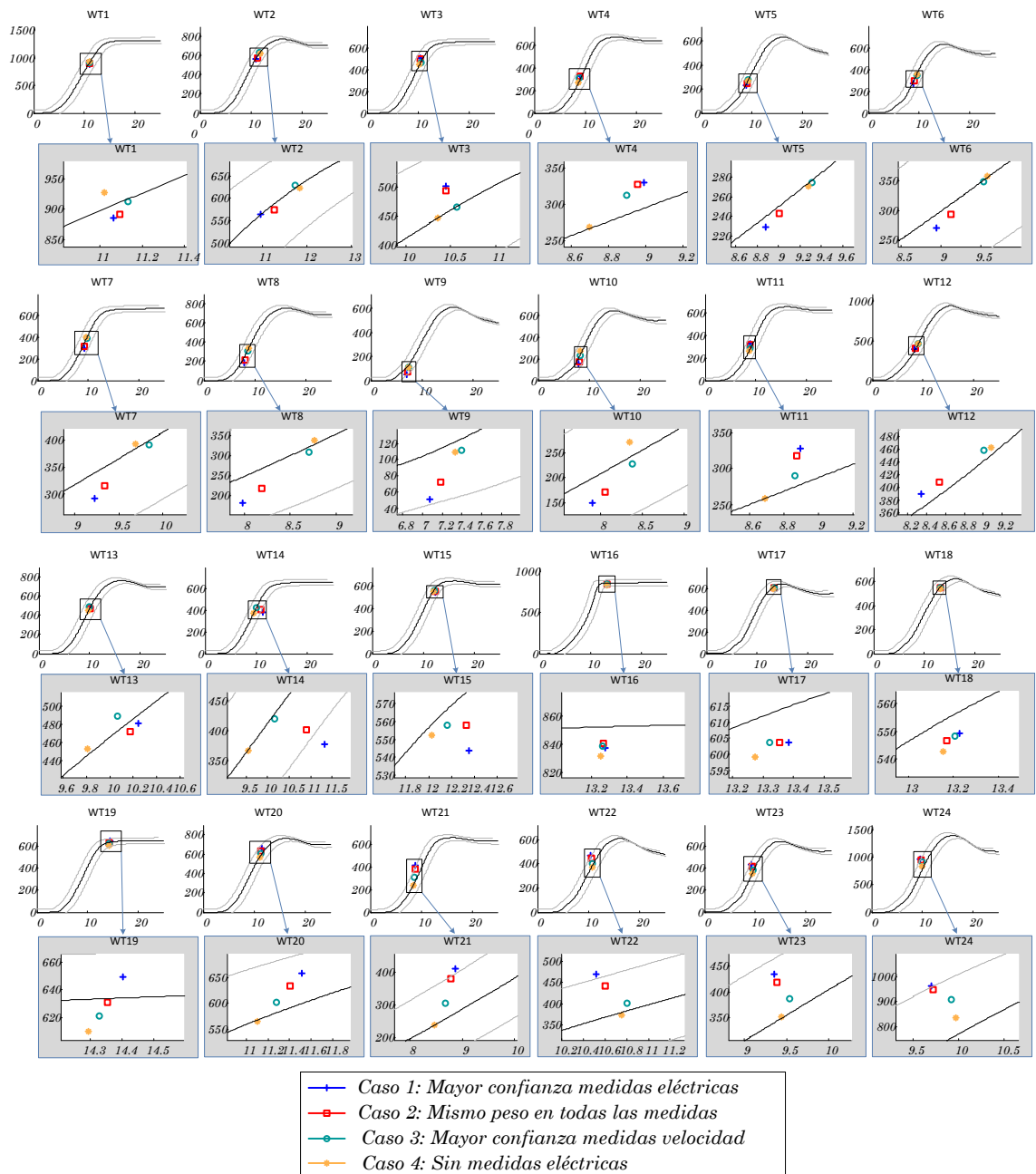


Fig. 8-11: Punto de funcionamiento respecto a las curvas de potencia de los WTs.

### 8.4 Adición de las relaciones de velocidad de viento entre WT. Estimador completo.

Finalmente se añaden en el estimador las ecuaciones que relacionan las velocidades de viento entre los diferentes emplazamientos Fig. 8-12 tal como se vio en el capítulo anterior.

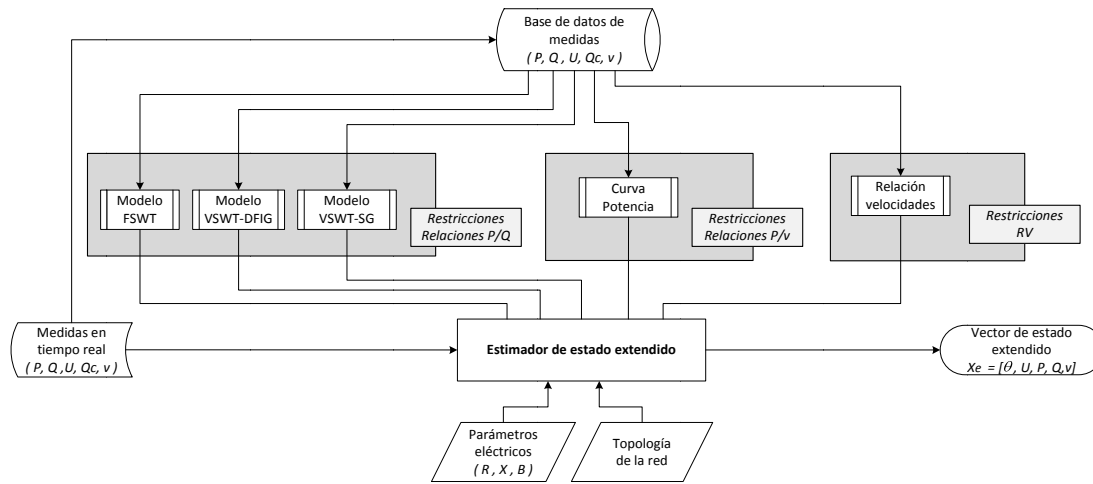


Fig. 8-12: Estimador de estado extendido. Adición de las relaciones entre las velocidades

La inclusión de estas relaciones no supone ningún cambio en el vector de estado ampliado. El vector de medidas se ve modificado según:

$$z_m = \begin{bmatrix} U_{N_{Um}} & P_{N_{Pm-N_e}} & P_{N_{Pm} \cap N_e} & P_{N_{Pm}} & Q_{N_{QSm}} & Q_{N_{Qcm}} & Q_{N_{Qm}} & Q_{C_{N_{Qcm}}} & v_{N_{vm}} & v_{N_{e,CP}} & v_{N_{e,RV}} \end{bmatrix}_{189} \quad (8.12)$$

En el siguiente ejemplo se muestran los resultados obtenidos por el estimador según las medidas tomadas el día 14 de noviembre entre las 16:20 y las 16:30.

Se han simulado tres casos diferentes:

- Caso C1: Se mantienen todas las medidas eléctricas y se determina una pseudomedida de la velocidad en cada uno de los emplazamientos en función de la medida de los anemómetros. Al realizar la estimación se da más peso a las relaciones entre las velocidades de los WTs y a la curva de potencia de cada uno de ellos que a las medidas.
- Caso C2: Se eliminan todas las medidas eléctricas, de potencia activa y reactiva y de tensión en los WTs. Los valores de compensación se mantienen en función del historial anterior. Se mantienen también las pseudomedidas de la velocidad.



- Caso C3: Similar al caso C1 en cuanto a medidas, pero en este caso se da más confianza a las medidas que a las relaciones entre los WTs y a la curva de potencia.

Se ha representado en la Fig. 8-13 los resultados de viento obtenidos en el estimador en los tres casos a partir de las pseudomedidas, representadas en línea discontinua. En la Fig. 8-14, se representa la potencia activa, en la Fig. 8-15 la potencia reactiva, en la Fig. 8-16 la tensión y por último en la Fig. 8-17 la potencia reactiva de compensación en los aerogeneradores FS-WT.

En la Fig. 8-14, se observa que en el C3 en el que se otorga más confianza a las medidas, la potencia activa de los WTs se ajusta a los valores medidos mucho mejor que en el C1 en el que se otorga más confianza a las relaciones entre las velocidades en cada emplazamiento, y aumenta la dispersión de los valores obtenidos en el intervalo.

En el caso C2, en el que no se consideran las medidas de potencia activa, reactiva y tensión en los aerogeneradores, el estimado obtenido cumple con todas las restricciones tanto eléctricas como de relaciones de máquina o relaciones de velocidad.

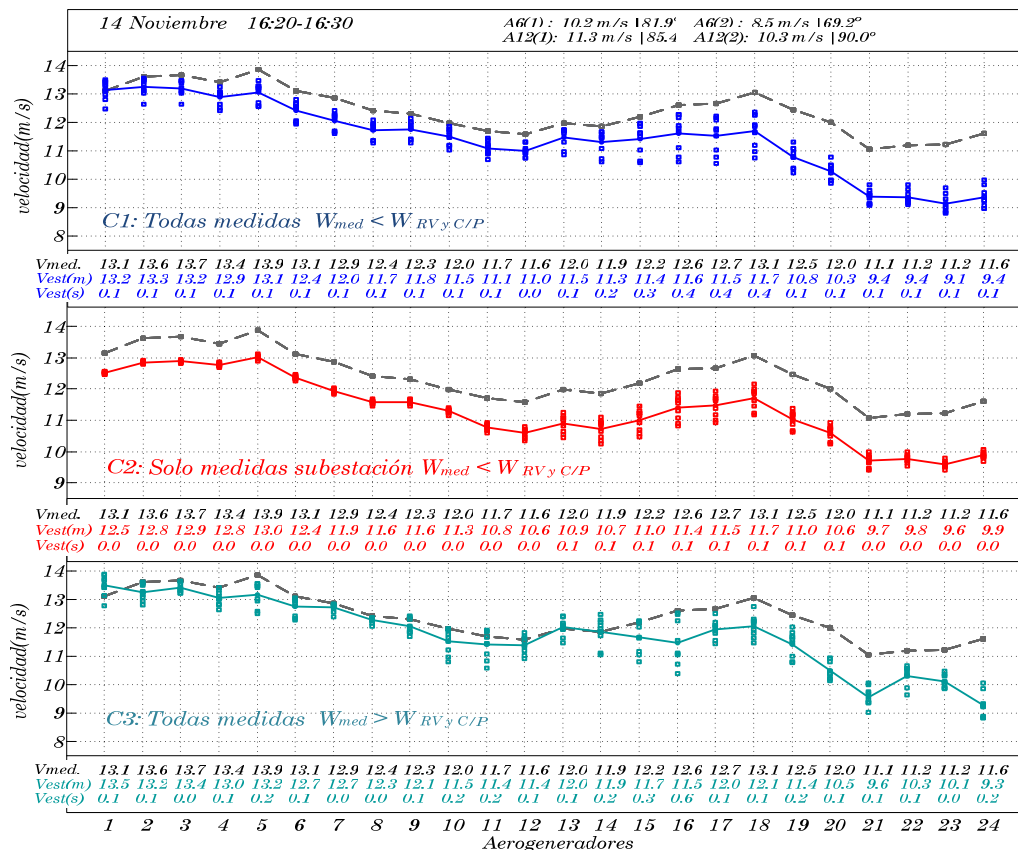


Fig. 8-13: Velocidad de viento en los emplazamientos en los tres casos.

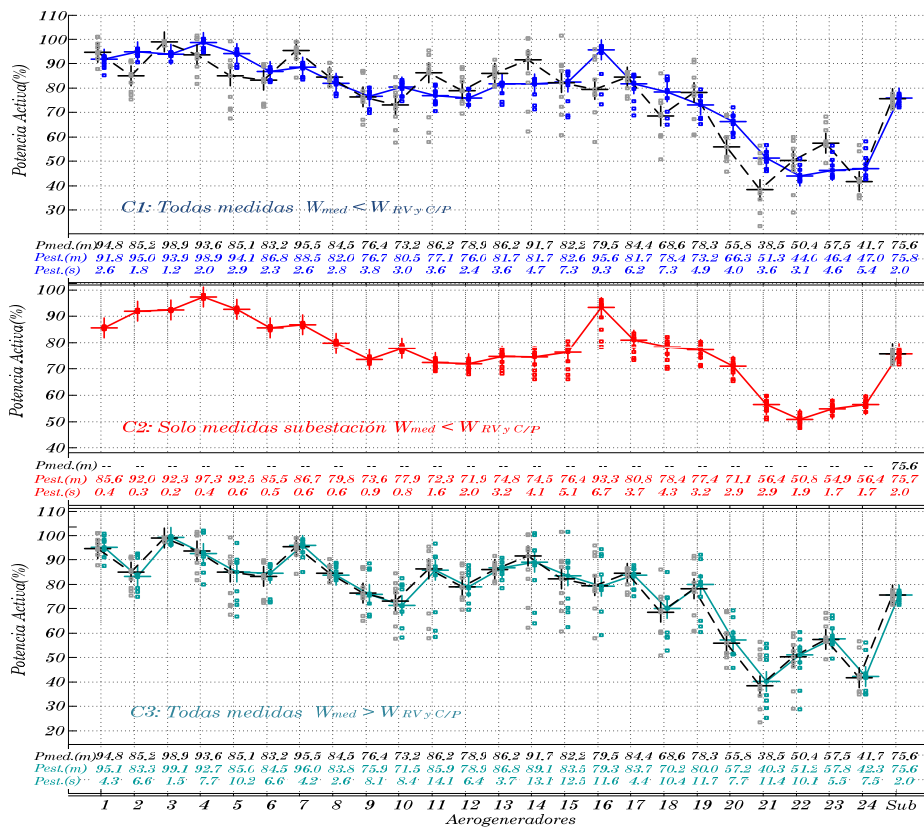


Fig. 8-14: Potencia activa en los WT en los tres casos.

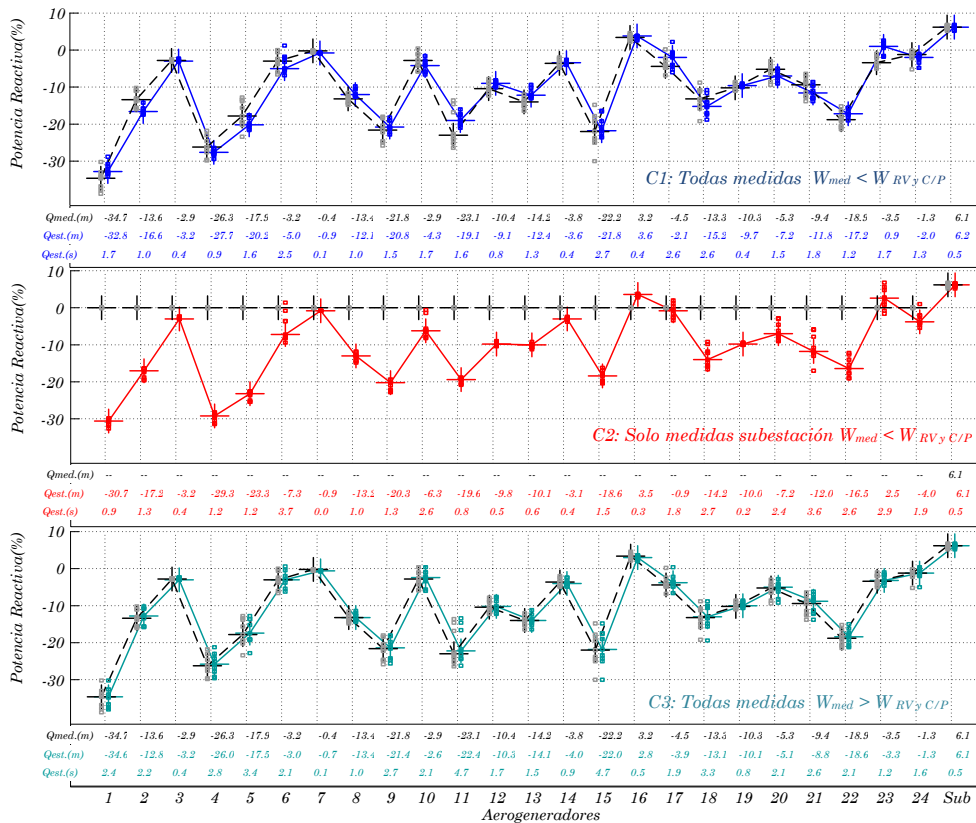


Fig. 8-15: Potencia reactiva en los WT en los tres casos.

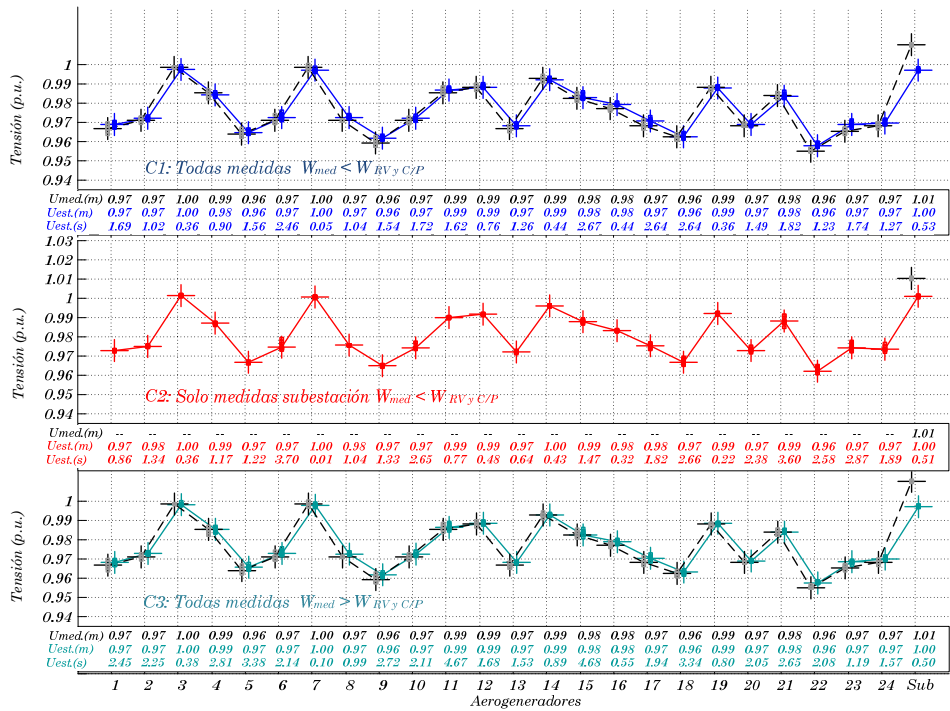


Fig. 8-16: Tensión en los WT's en los tres casos

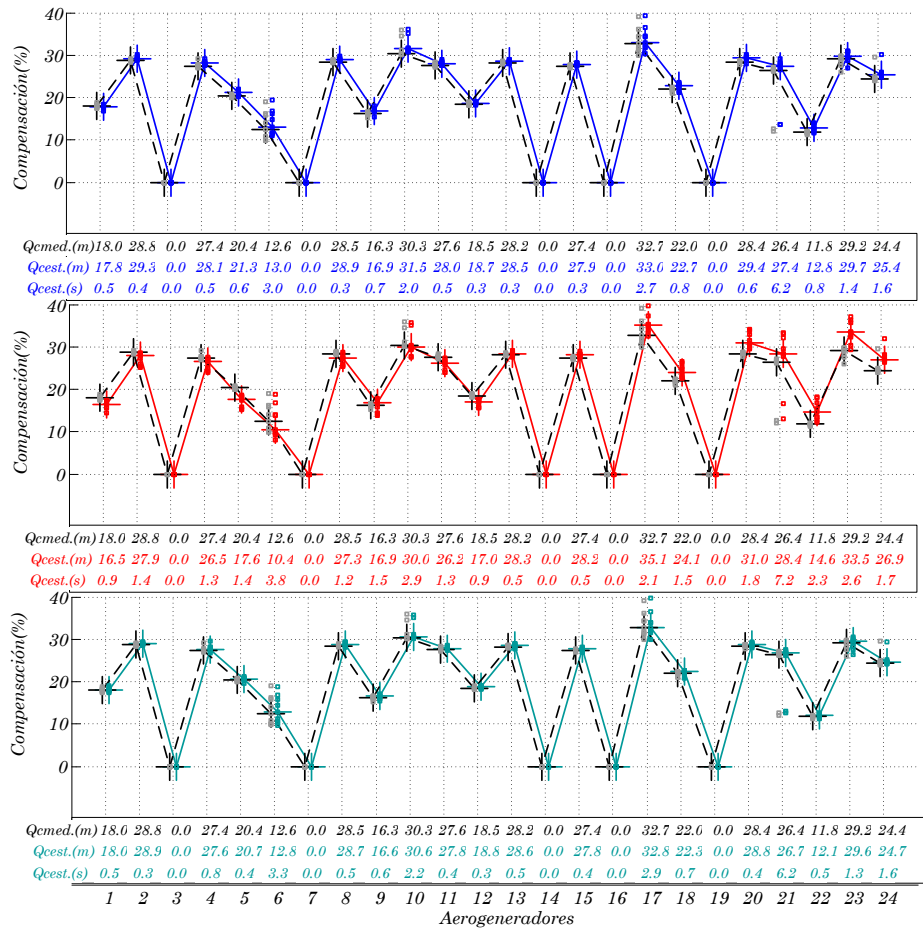


Fig. 8-17: Potencia reactiva de compensación en los WT's en los 3 casos

En la *Fig. 8-18* se muestran de forma independiente los resultados que se obtienen con el estimador cada minuto, es decir teniendo en cuenta cómo evolucionan las medidas eléctricas en el intervalo correspondiente a la medida del viento.

En la tercera columna de la gráfica se ha representado para cada uno de los casos, la diferencia entre la potencia activa estimada y la potencia activa medida.

Se observa que la inclusión de las relaciones de velocidad y la curva de potencia tienden a suavizar las variaciones bruscas en las medidas de la potencia activa en cada uno de los WTs.

La variación de potencia en cada uno de estos resultados sobre las medidas ofrece desviaciones entre los WTs del orden del 30%, consecuencia de las variaciones bruscas de potencia activa medidas de forma instantánea en los aerogeneradores. Los medidores de velocidad registran la media de las medidas de velocidad cada 10 minutos.

En este caso, al mantener la medida de la subestación, la media de las desviaciones es prácticamente nula. Respecto al valor medio, tal como se puede observar en la *Fig. 8-14*, la diferencia entre el valor estimado y medido en cada uno de los WTs no supera el 15%.

Representando, sobre la curva de potencia de cada una de las máquinas (ajustada al valor de densidad de aire en este momento) los resultados del estimador (*Fig. 8-19*), se observa que en los casos C1 y C2, el resultado del estimador hace coincidir el punto de funcionamiento con la curva de potencia correspondiente a cada WT.

En el caso de que se dé más confianza a los valores medidos que a las relaciones, los valores obtenidos se alejan de la misma. Dependiendo del valor al que se ajuste el peso correspondiente a la curva de potencia, se podrá variar más o menos el margen permitido de variación.

A partir de la estimación realizada, y teniendo en cuenta que las medidas de viento disponibles son en realidad pseudomedidas obtenidas a partir de las medidas de viento en los anemómetros, se plantea establecer los pesos de las variables de estimación otorgando mayor confianza a las medidas eléctricas siempre que se disponga de ellas.

Las relaciones entre los pesos asignados y las medidas disponibles consideradas se resume en la *Fig. 8-21*. A partir de los valores disponibles, y para cada uno de los aerogeneradores se establece la covarianza correspondiente a cada una de las medidas y a cada una de las relaciones para cada aerogenerador.

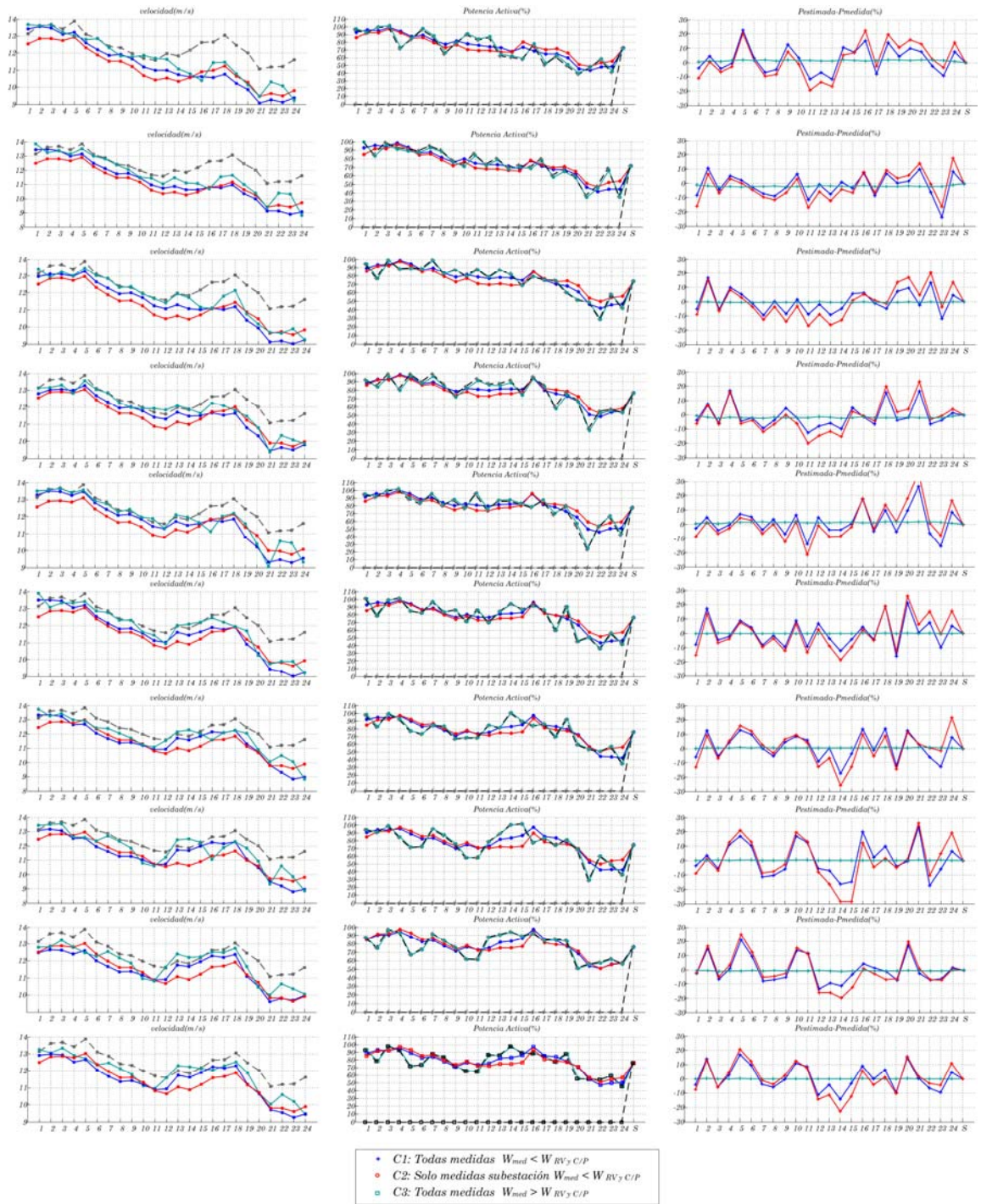


Fig. 8-18: Evolución de la velocidad, la potencia activa y la diferencia entre la potencia estimada y la medida para cada una de las medidas del período.

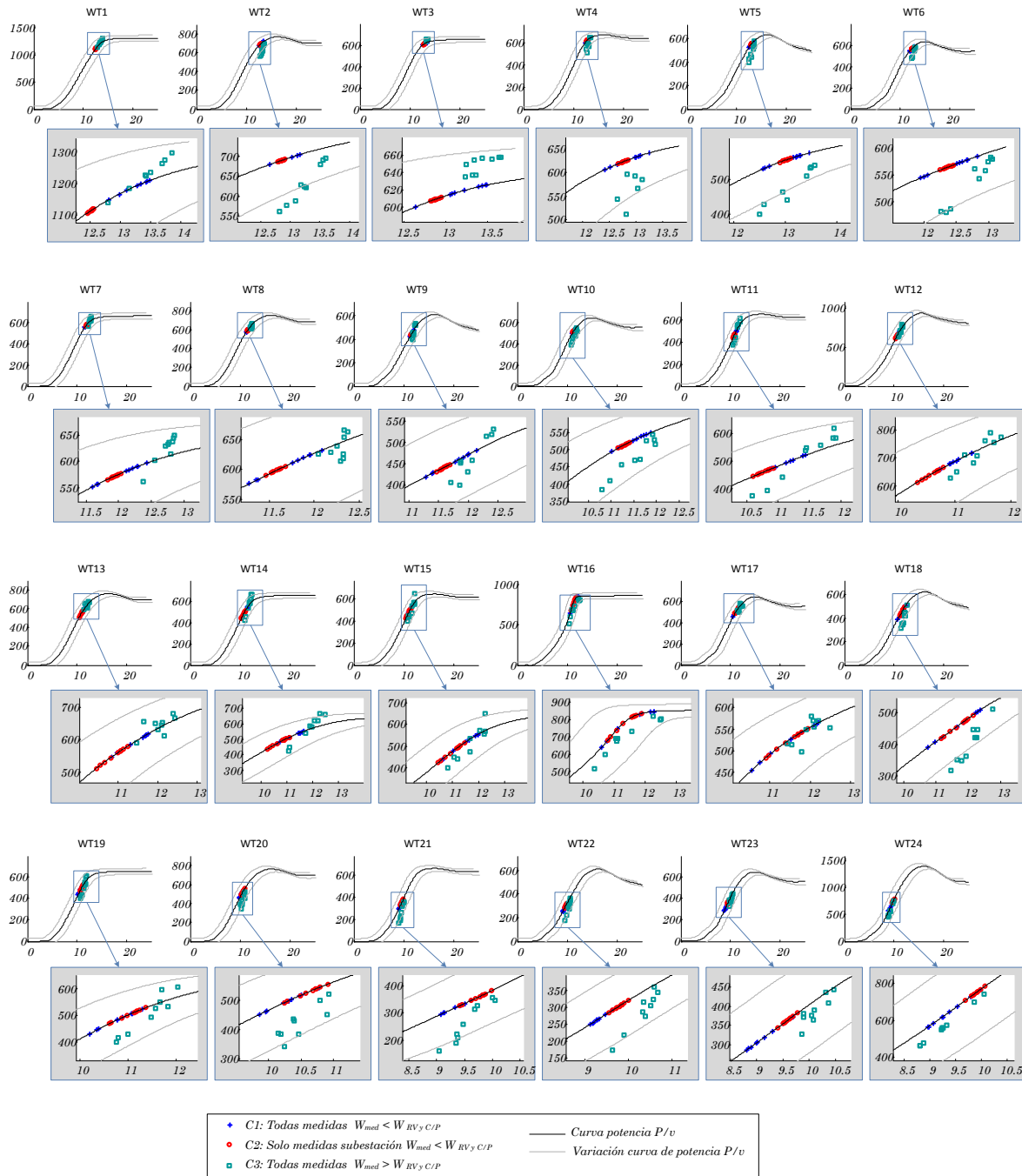


Fig. 8-19: Estimación del punto de funcionamiento respecto a las curvas de potencia de los WT's en los tres casos

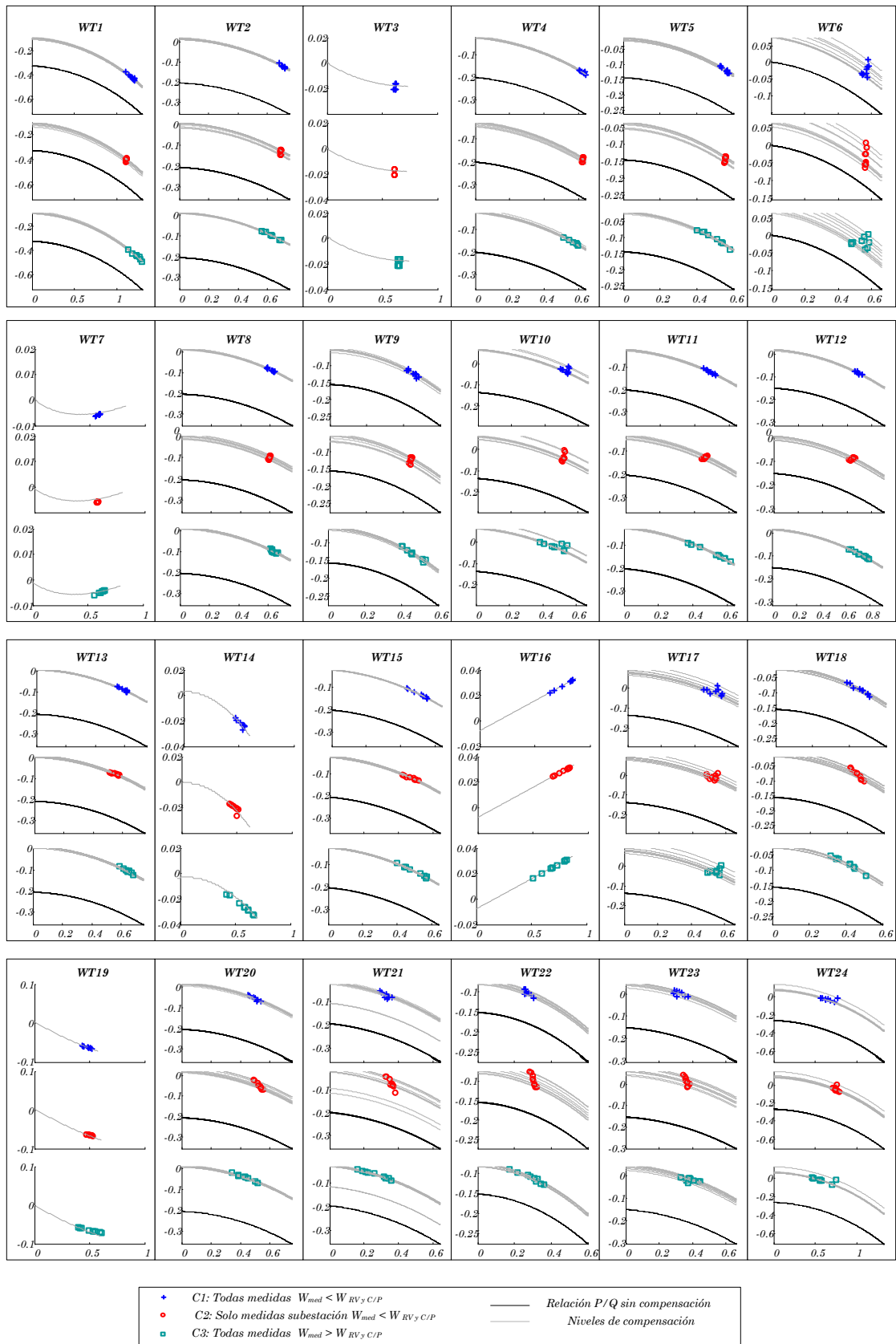


Fig. 8-20: Estimación del punto de funcionamiento respecto a las relaciones P/Q de los WTs en los tres casos.

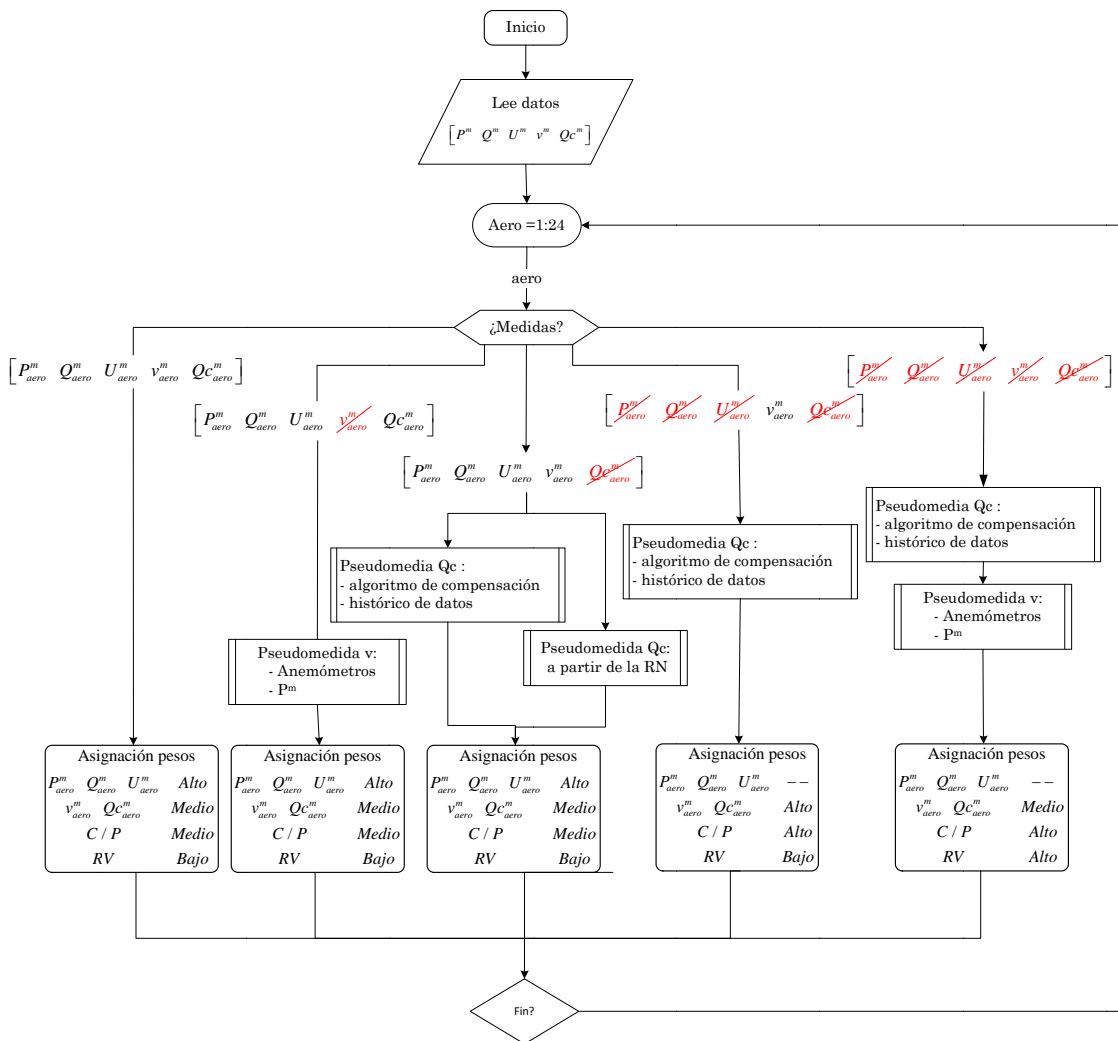


Fig. 8-21: Relación entre pesos asignados a las medidas y relaciones.

### 8.5 Simulación a lo largo del tiempo. Procedimiento para la detección de errores de medida.

En este ejemplo se muestra el proceso que permitirá determinar la correlación entre el estimado obtenido y los valores medidos. Para ello se aplicará el test R2 entre los valores medidos y estimados durante un periodo de tiempo correspondiente a las medidas reales a lo largo de un día del mes de enero, período en el que faltan las medidas eléctricas de varios de los WTs y el exceso de viento provoca desconexiones breves.

En la Fig. 8-22 se muestra la evolución del viento en el período considerado.



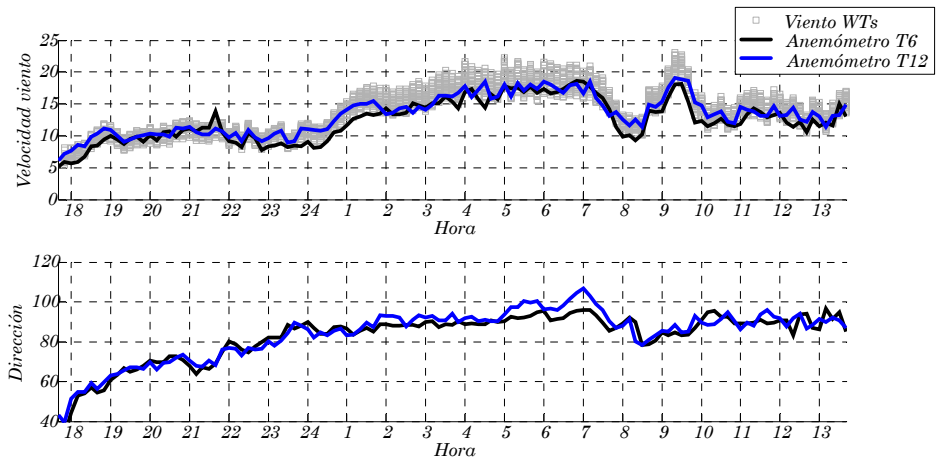


Fig. 8-22: Evolución del viento

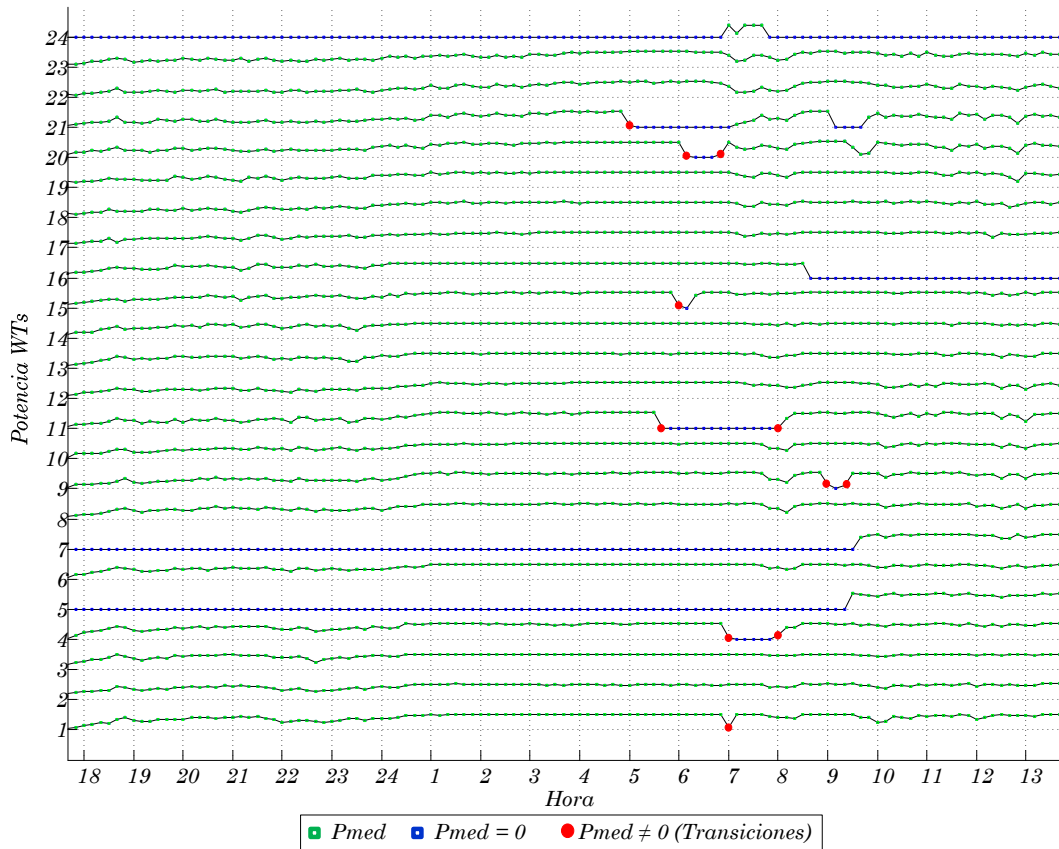


Fig. 8-23: Medidas disponibles de potencia en los WTs.

En la Fig. 8-23, se han representado las medidas de potencia activa de los WTs en el período considerado, para cada uno de los WTs. De estos valores se han señalado en azul los valores de potencia nula y en rojo, aquellos valores de potencia que no se corresponde con el valor de velocidad medido en este punto. Hay que tener en cuenta que las medidas de potencia son instantáneas cada minuto y las medidas de velocidad son la media de los valores medidos cada 10 minutos. Estos valores se corresponden con las medidas de transición que se producen entre los estados de generación y paradas en los WTs.

Como se puede observar, por ejemplo a las 6:00, la medida en los WTs 5, 7, 11, 21 y 24 es cero. La medida de la potencia puede ser cero porque el WT esté parado o porque falte la medida en este instante. Se realiza una primera estimación (Fig. 8-24) eliminando todas las medidas correspondientes a potencia nula.

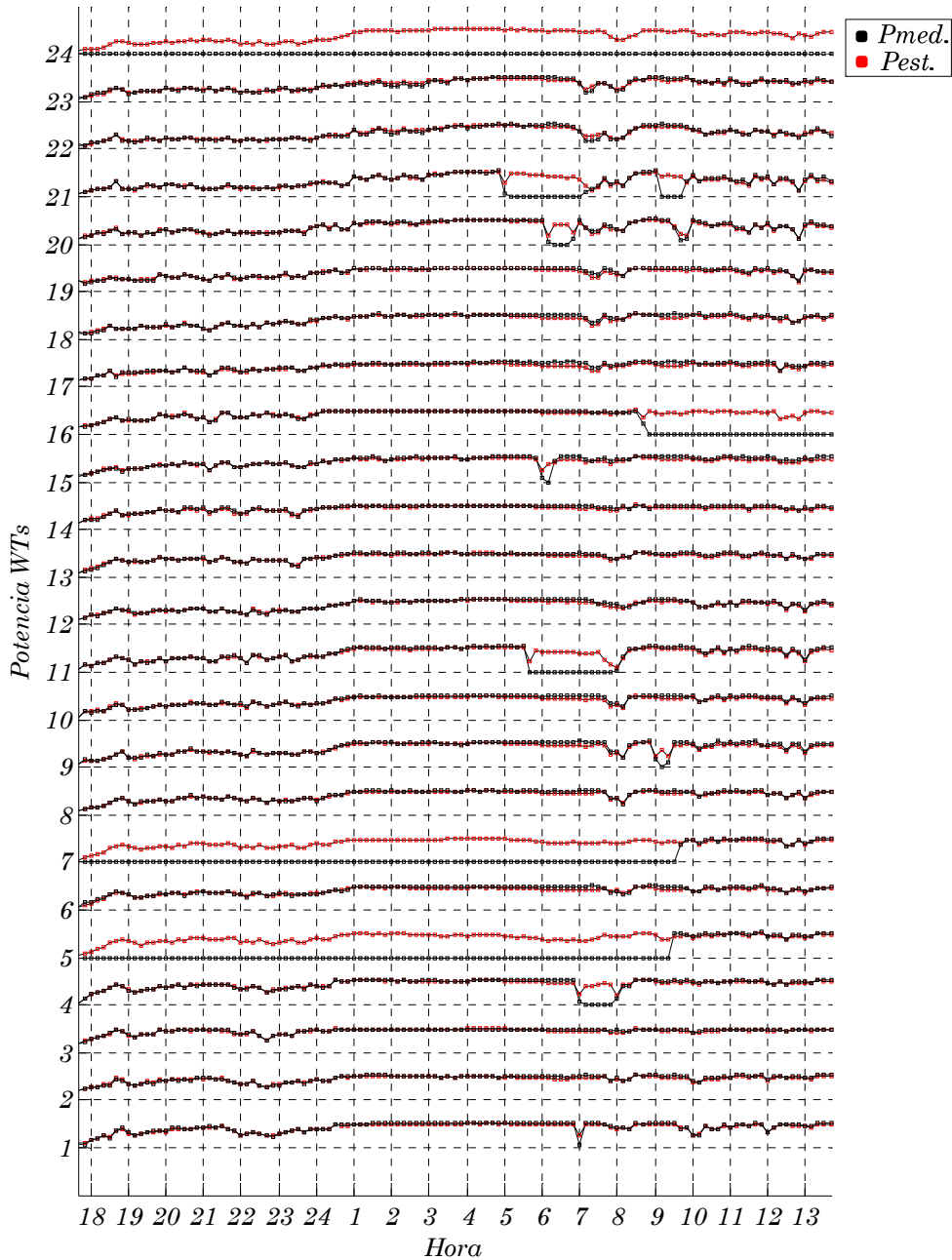


Fig. 8-24: Estimación eliminando las medidas de potencia nulas.

Se aplica el test de R2 a los valores obtenidos (Fig. 8-25).

Hasta aproximadamente las 5:00, el valor de R2 se sitúa entorno a uno, y por lo tanto se puede asumir un fallo de comunicación en los equipos de medida y dar la estimación como correcta, es decir, WT5, WT7 y WT24 están generando potencia.

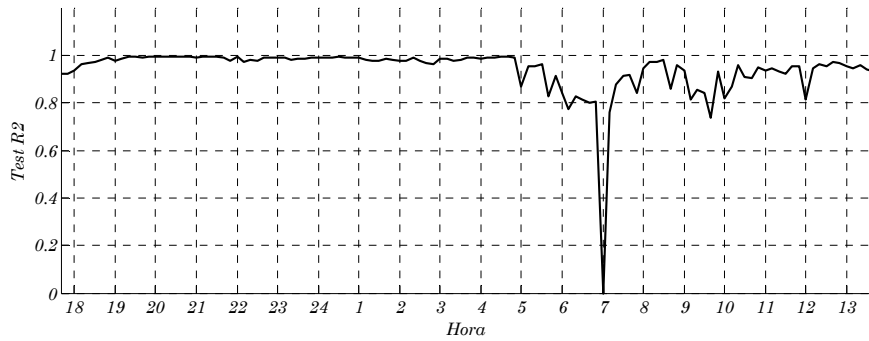


Fig. 8-25: Test R2 (eliminando todas las medidas P=0)

A partir de este punto, se observa por un lado instantes en los que se produce una disminución brusca en el valor de R2 que se deben a medidas de transición (Fig. 8-28) entre estados de generación y parada ,y por otro lado intervalos en los que se reduce la correlación entre la estimación y la medida (Fig. 8-27), que como se verá más adelante se corresponden con períodos en los que hay desconexiones reales de alguno de los WTs..

Hay que tener en cuenta que el estimador se ha ejecutado anulando todas las medidas nulas. Esto supone que se asume que todos los WTs, de los que no se dispone de medidas, están generando en todo momento.

Se ha realizado una segunda estimación suponiendo que se produce la desconexión de los WTs 4, 11, 16, 20 y 21 en aquellos puntos en los que la medida es nula y no teniendo en cuenta las medidas de transición en aquellos aerogeneradores que están cambiando de estado. La nueva evolución del índice R2 se puede ver en la Fig. 8-26.

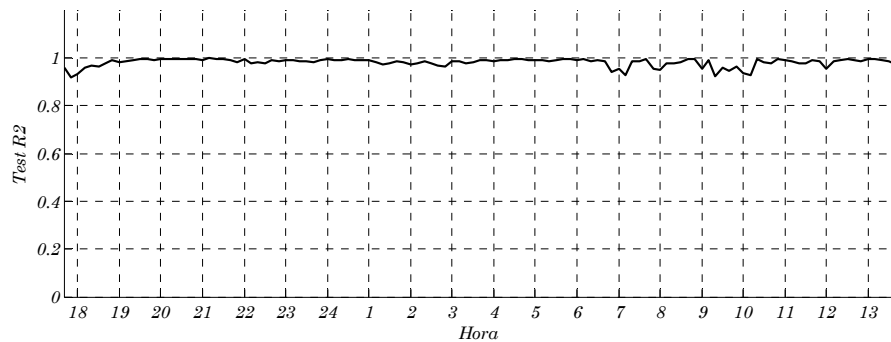


Fig. 8-26: Evolución de R2

En la Fig. 8-29 se ha representado la potencia activa y reactiva correspondiente al WT13 en el período de tiempo considerado en el ejemplo. La gráfica superior se corresponde con la potencia activa y la inferior con la reactiva. La zona marcada en gris representa el intervalo de variación de las medidas de potencia para cada valor de viento considerado en ambos casos. La línea azul representa el valor estimado medio de potencia activa y la línea verde representa el valor estimado de potencia reactiva para cada medida de viento. Se han marcado en rojo aquellos valores para los que el estimador no converge porque se producen oscilaciones en la solución, bien por cambios en los escalones de compensación o bien porque alguno de los aerogeneradores está generando en la zona próxima a su máximo de generación oscilando el valor hacia la zona de pérdida aerodinámica.

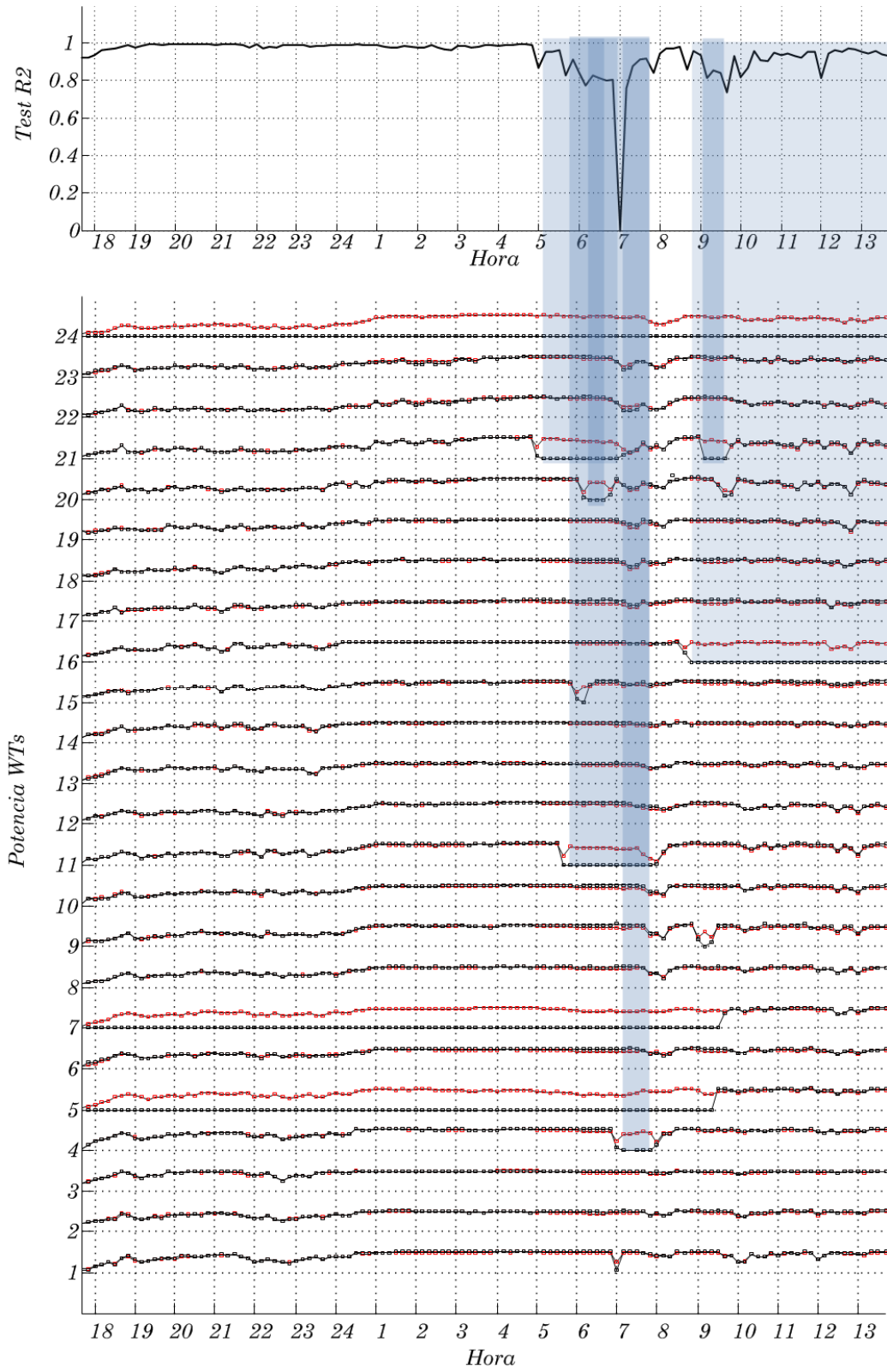


Fig. 8-27: Intervalos en los que se reduce la correlación R2

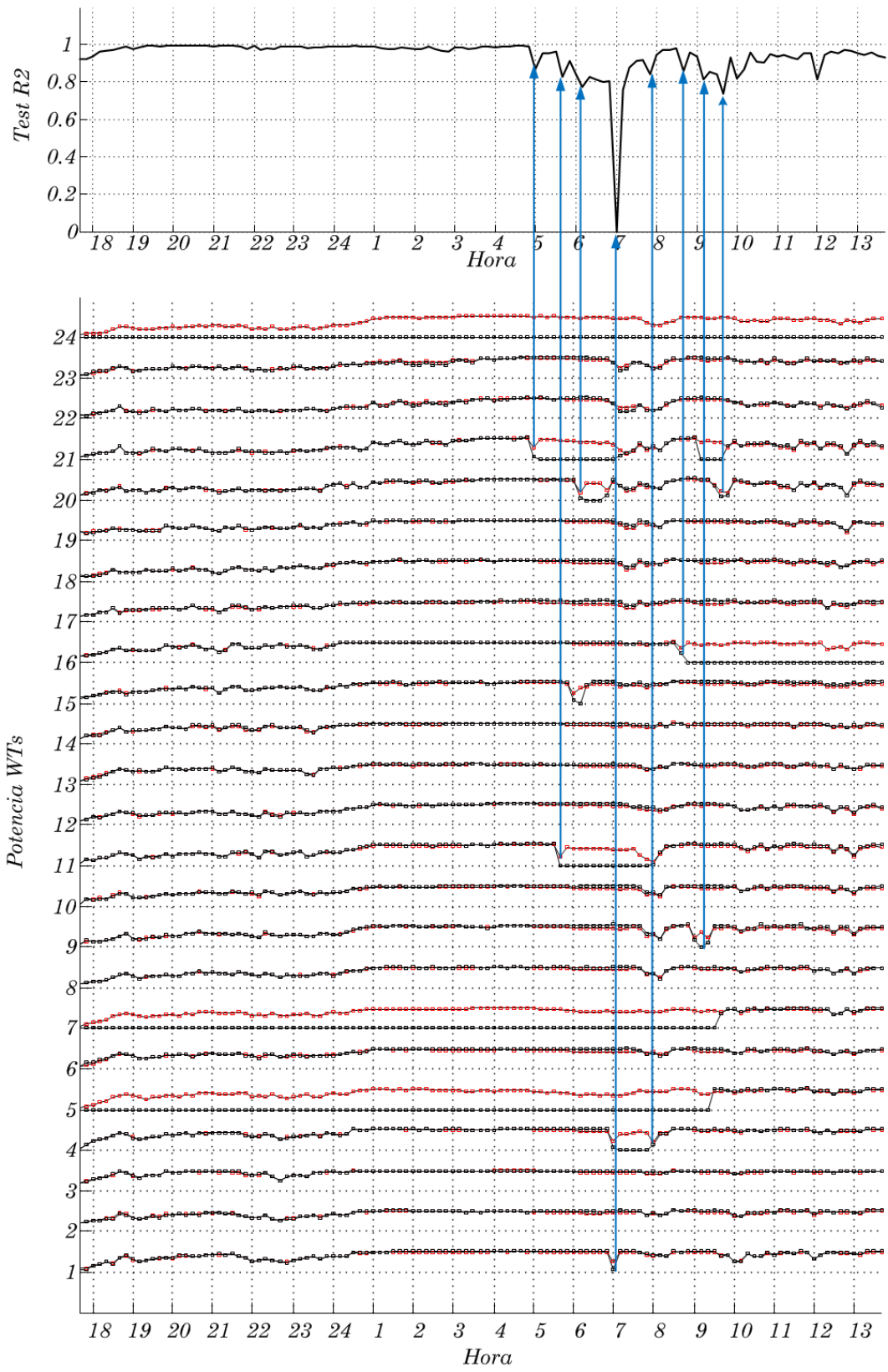


Fig. 8-28: Disminución bruca R2

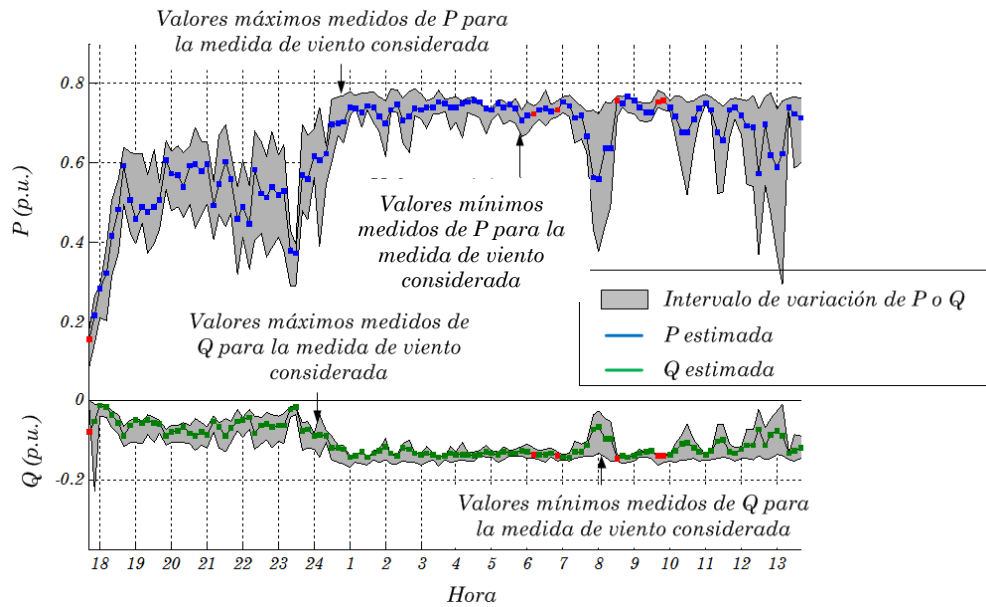


Fig. 8-29: Representación de la potencia activa y reactiva en el WT13

Si se analiza la estimación obtenida para el WT14 en el supuesto inicial en el que se anulan todas las medidas de potencia iguales a cero, se observan escalones en los que la potencia activa estimada se sitúa por debajo de la potencia activa medida. En la Fig. 8-30, se han representado los intervalos medidos de potencia activa y reactiva así como la solución obtenida con el estimador. Estos escalones coinciden en el tiempo con los intervalos en los que se ha supuesto que los WTs sin medidas, no estaban desconectados. En estos casos, hay un exceso de generación en el sistema que se reparte entre todos los aerogeneradores y como consecuencia, el estimado de la potencia en todos ellos resulta inferior a los valores medidos.

Una vez corregidos las medidas de los puntos de transición y dando por válidas las medidas de potencia cero (aerogeneradores desconectados) correspondientes a los resultados ofrecidos por el test R2, se observa que la estimación obtenida se asemeja mucho más a los valores medidos.

En las figuras (Fig. 8-32 a Fig. 8-37), se ha representado a la izquierda los valores obtenidos para cada uno de los WTs eliminando las medidas de potencia nulas y a la derecha el resultado con las correcciones realizadas. Los valores obtenidos de estimación se mantienen dentro del intervalo de medidas disponibles para cada valor de velocidad de viento medida.

Respecto a la potencia reactiva, los valores de potencia reactiva estimada dependen de la pseudomedida de potencia reactiva de compensación o del valor de factor de potencia de consigna en función del tipo de aerogenerador. En los casos en los que faltan medidas, si se realiza la estimación para un valor de compensación superior al real, se producen desviaciones en el valor de la potencia reactiva en todos los WTs, en el mismo sentido en que se producían las variaciones de la potencia activa. Estas variaciones permiten determinar el nivel de compensación correcta.

Como puede verse en los resultados de la estimación, el valor inicial de compensación en el WT5 es demasiado alto, mientras que en los WTs 7 y 24 resultó ser inferior al real.

A partir de los valores medidos, y teniendo en cuenta que en algunos instantes no se dispone de medidas de hasta 7 WTs, el estimador propuesto obtiene un estimado que representa el estado de funcionamiento del sistema.

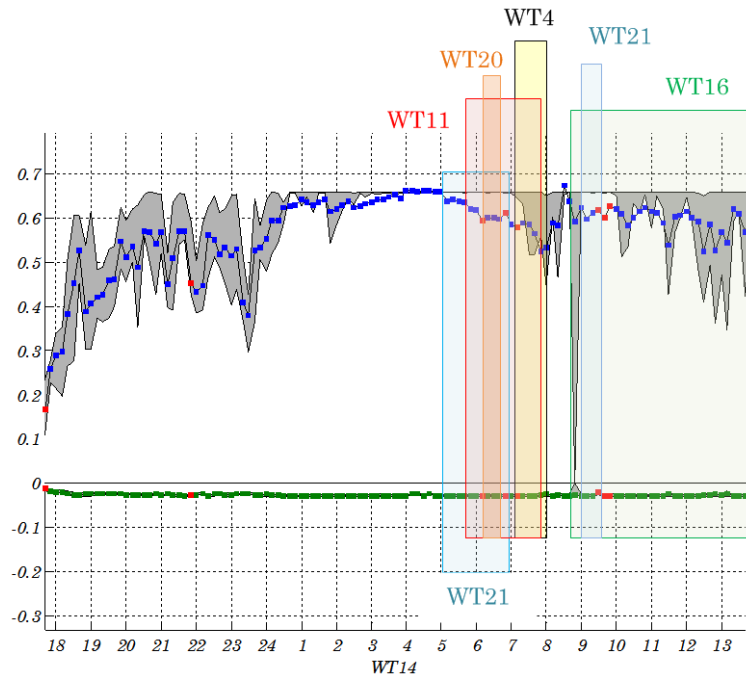


Fig. 8-30: Estimación inicial WT14

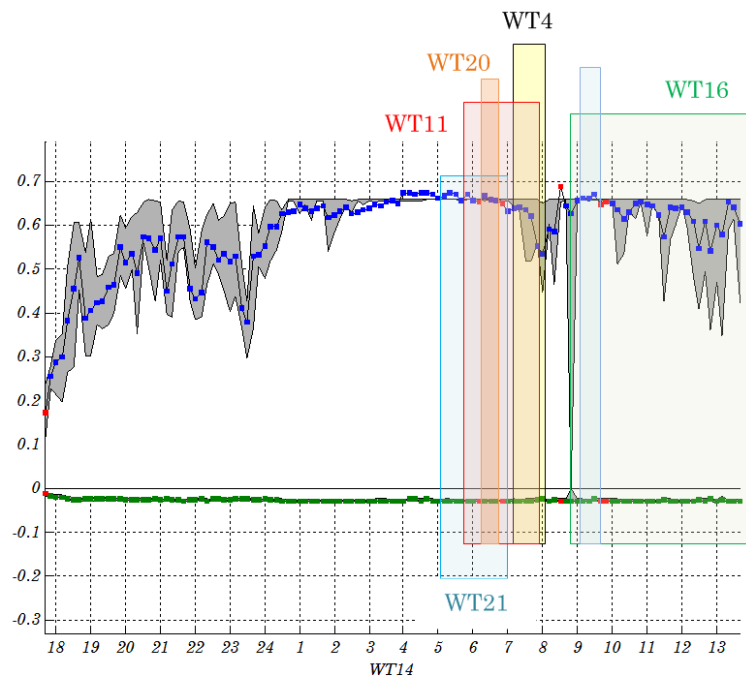


Fig. 8-31: Estimación final WT14

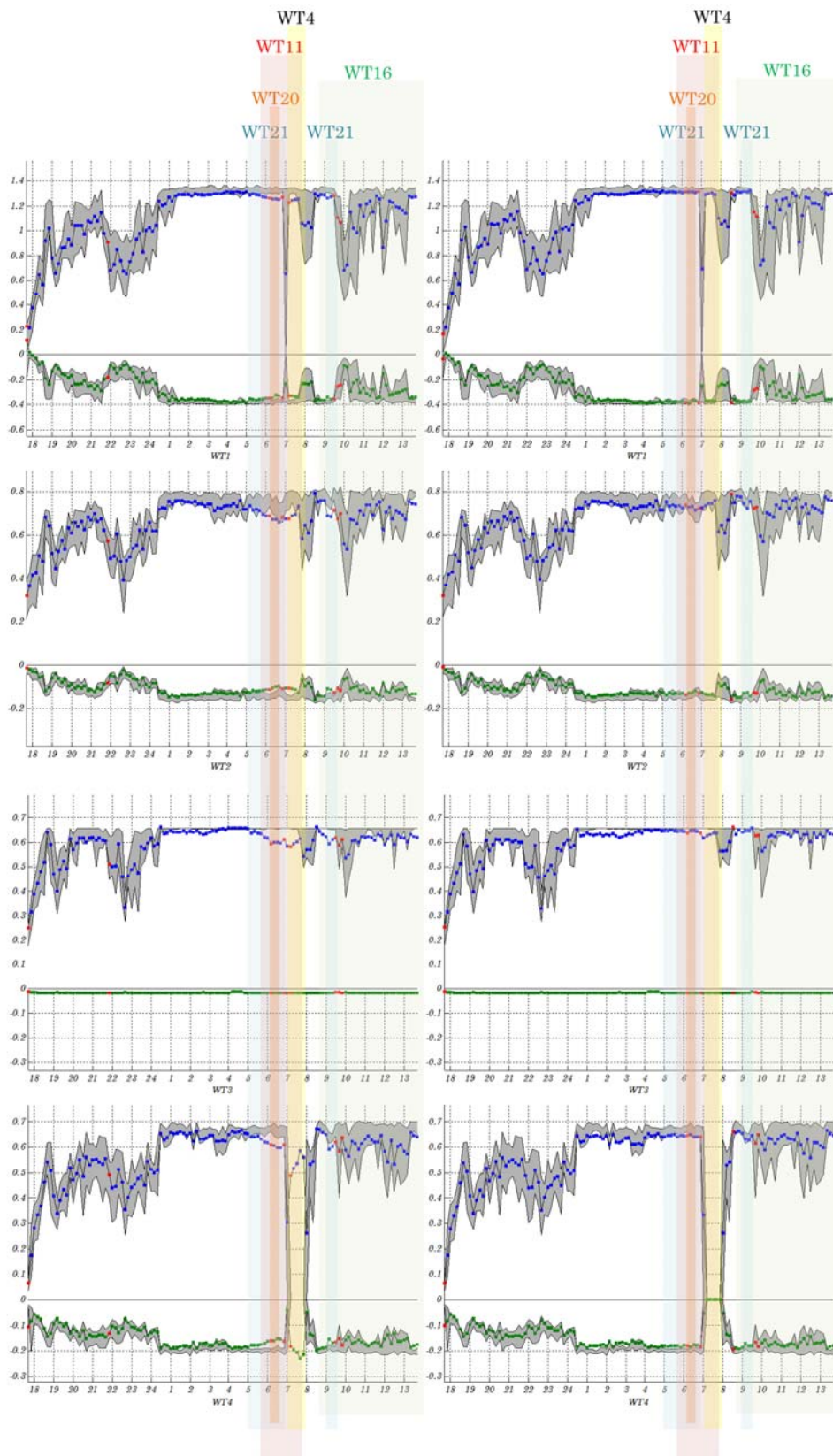


Fig. 8-32: Resultado estimación. WTs 1-4



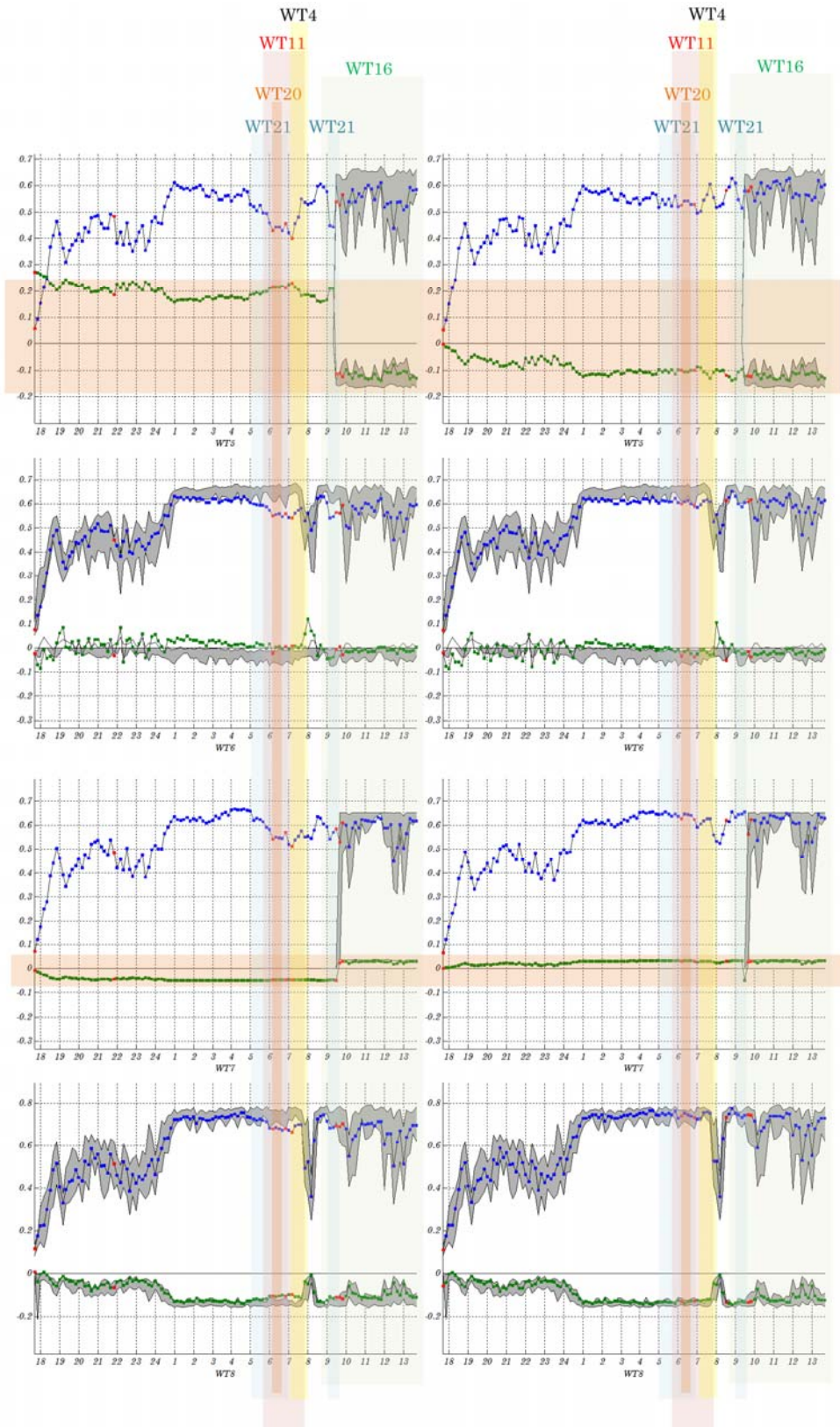


Fig. 8-33: Resultado estimación. WTs 5-8

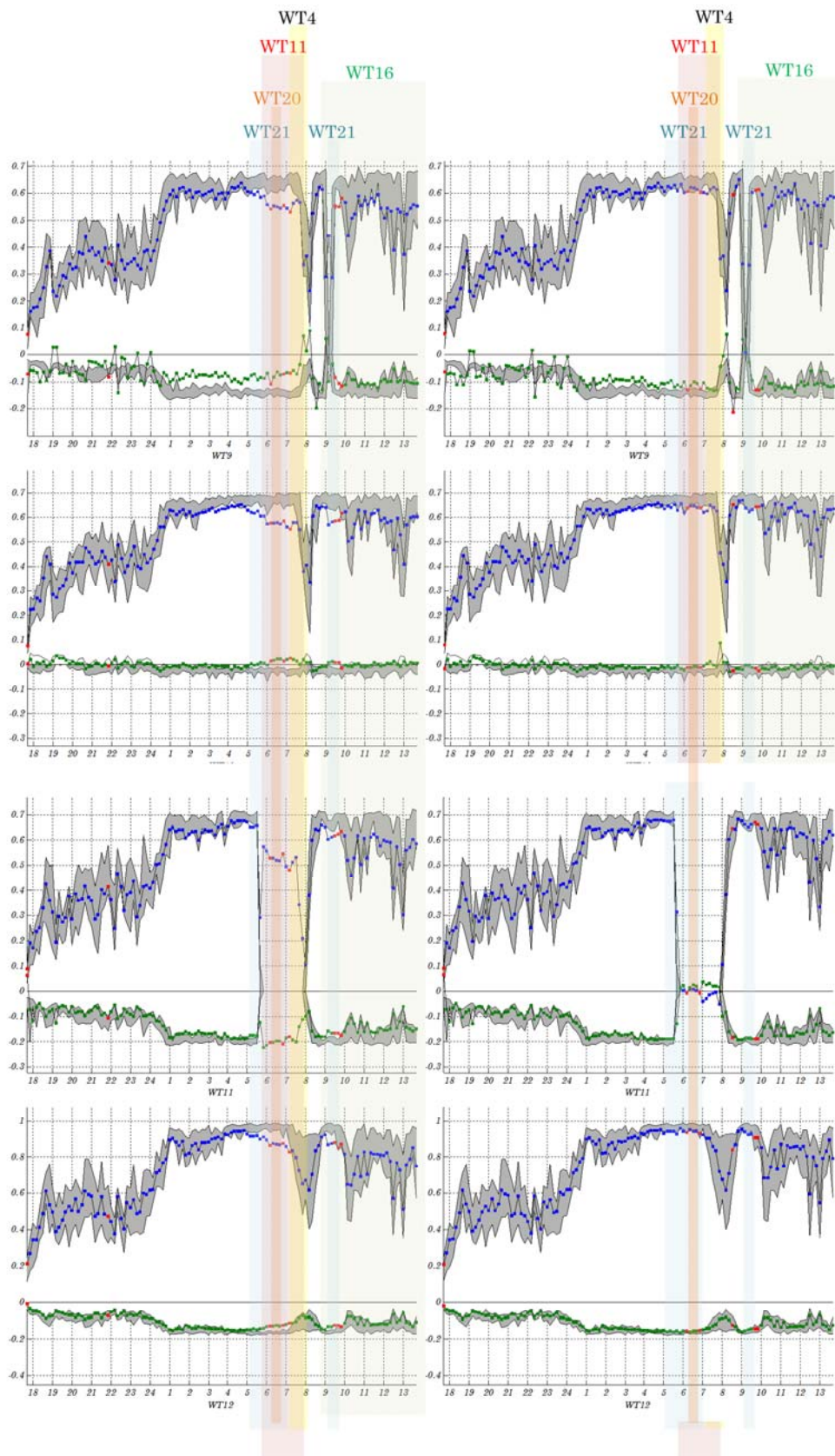


Fig. 8-34: Resultado estimación. WTs 9-12

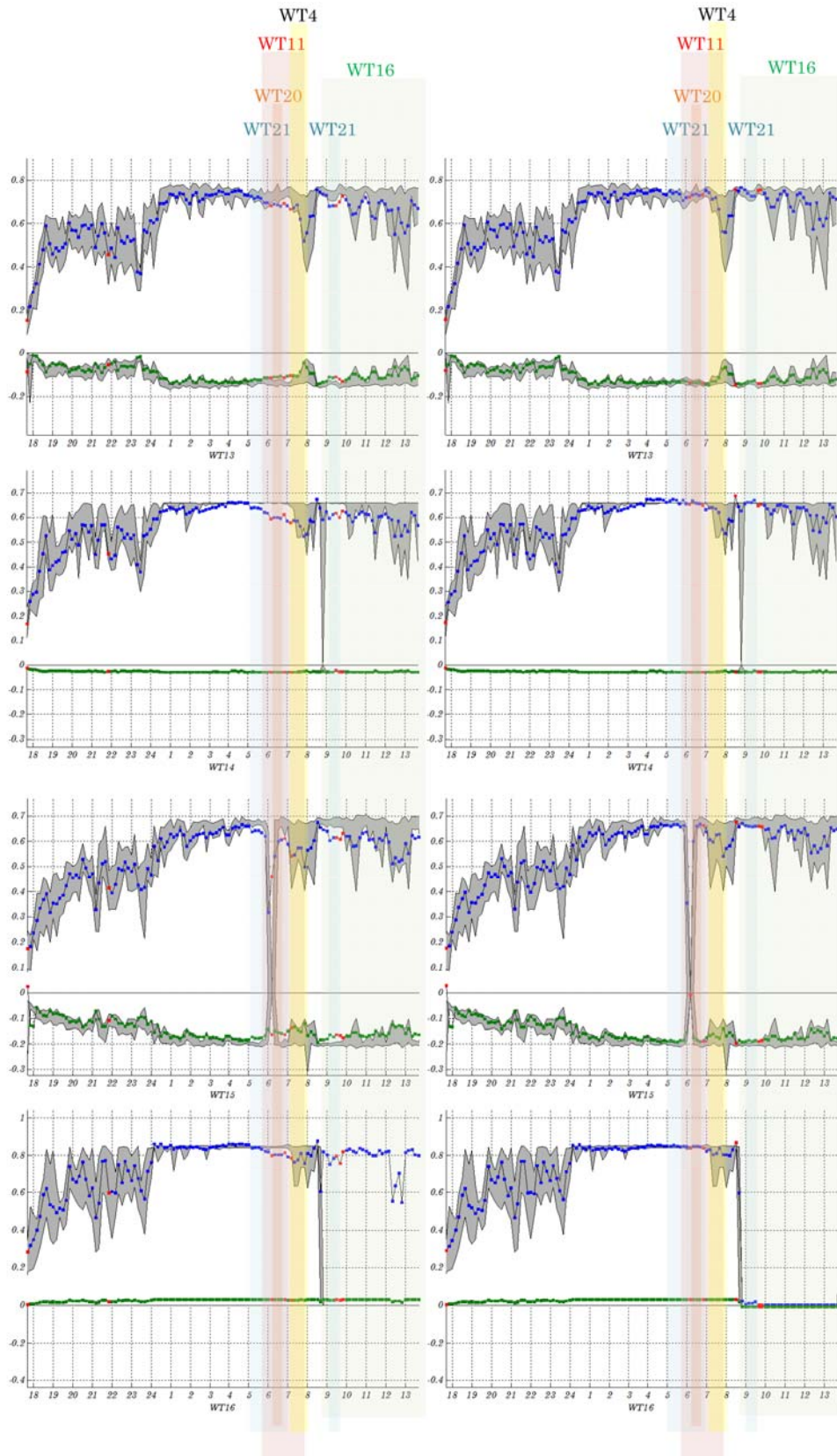


Fig. 8-35: Resultado estimación. WTs 13-16

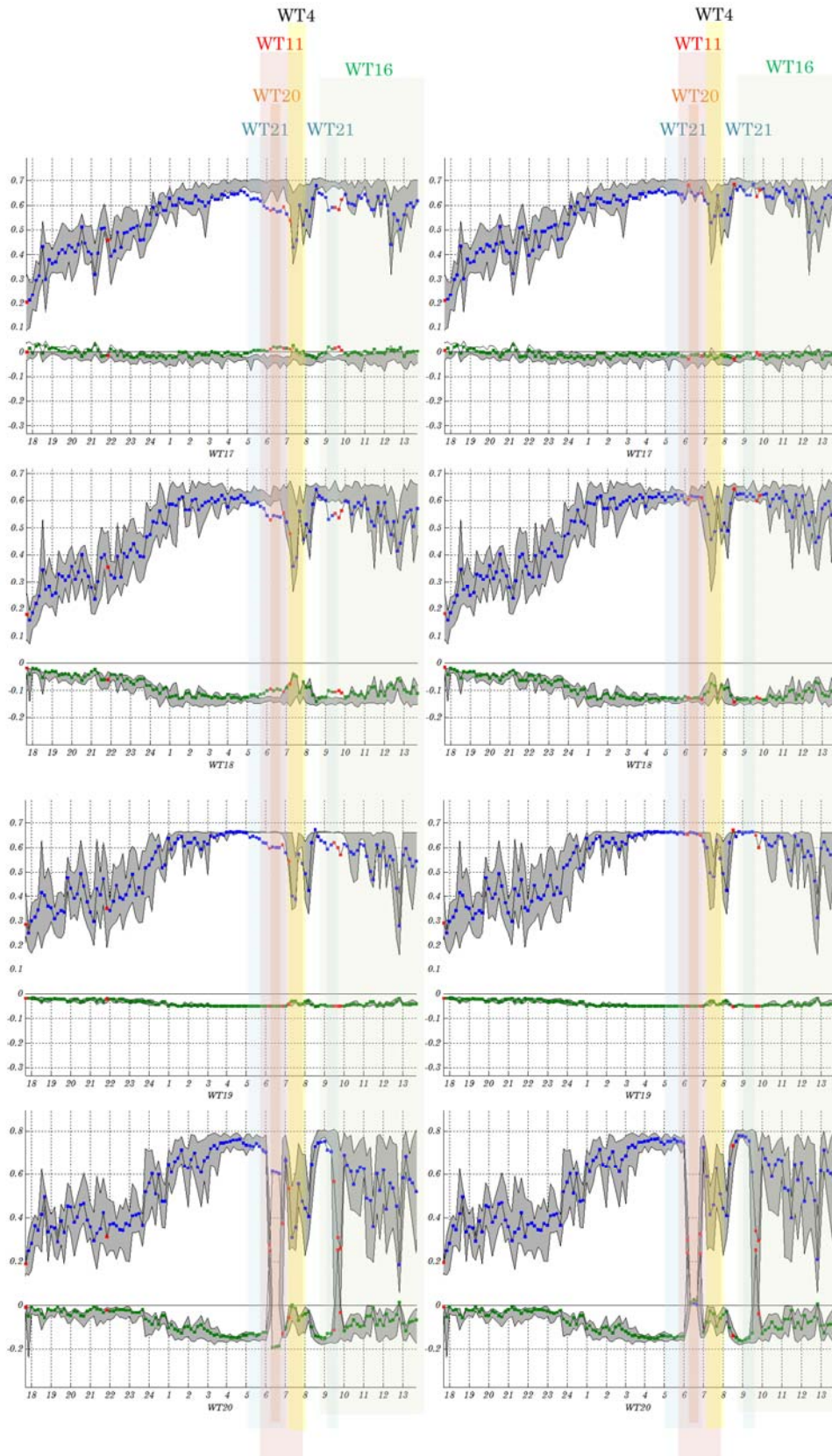


Fig. 8-36: Resultado estimación. WTs 17-20

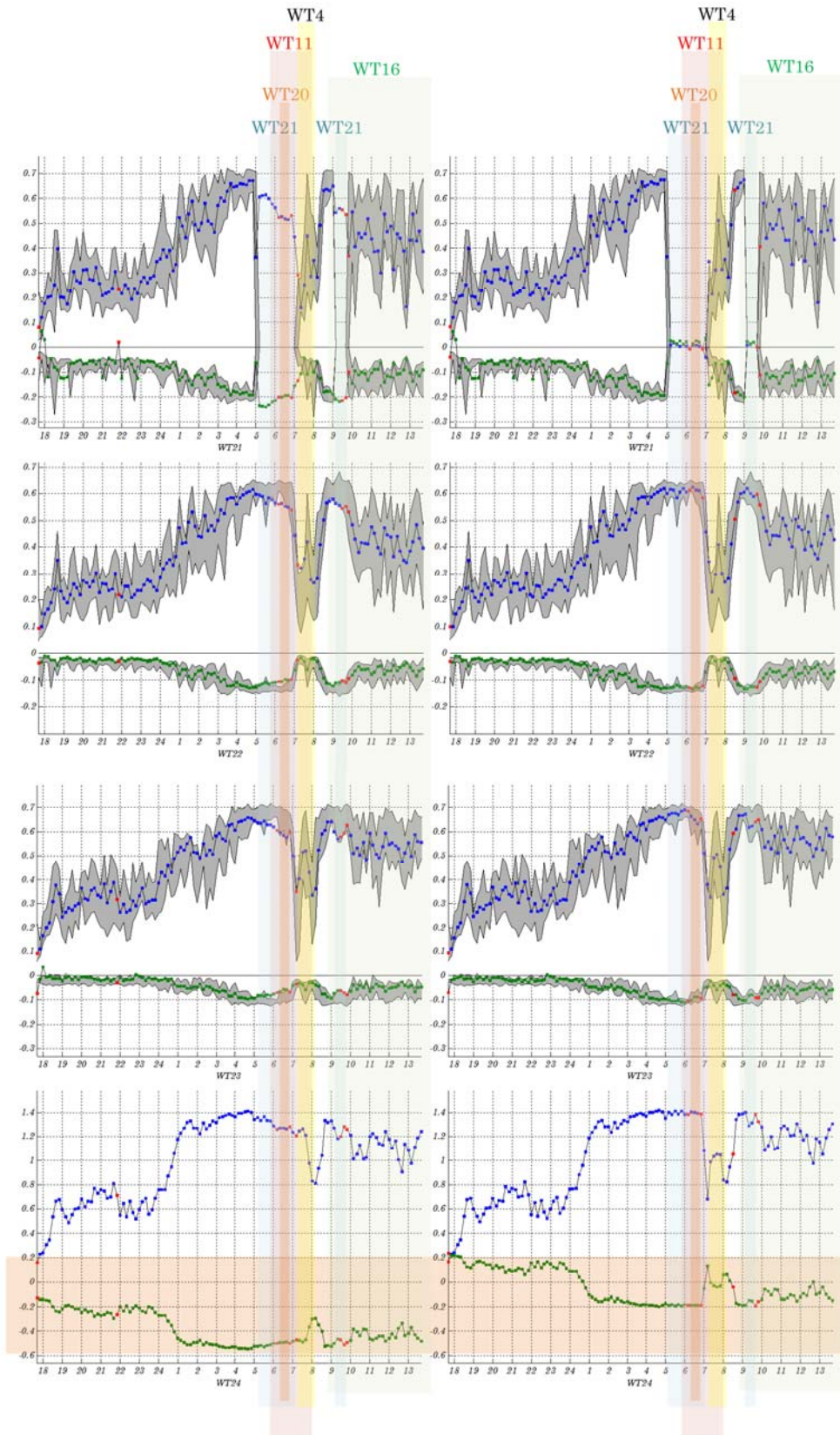


Fig. 8-37: Resultado estimación. WTs 21-24

Representando los resultados sobre las curvas de potencia de los distintos aerogeneradores normalizando los valores según la densidad, se comprueba que los valores obtenidos se ajustan mejor a las curvas de potencia en el segundo caso (Fig. 8-38).

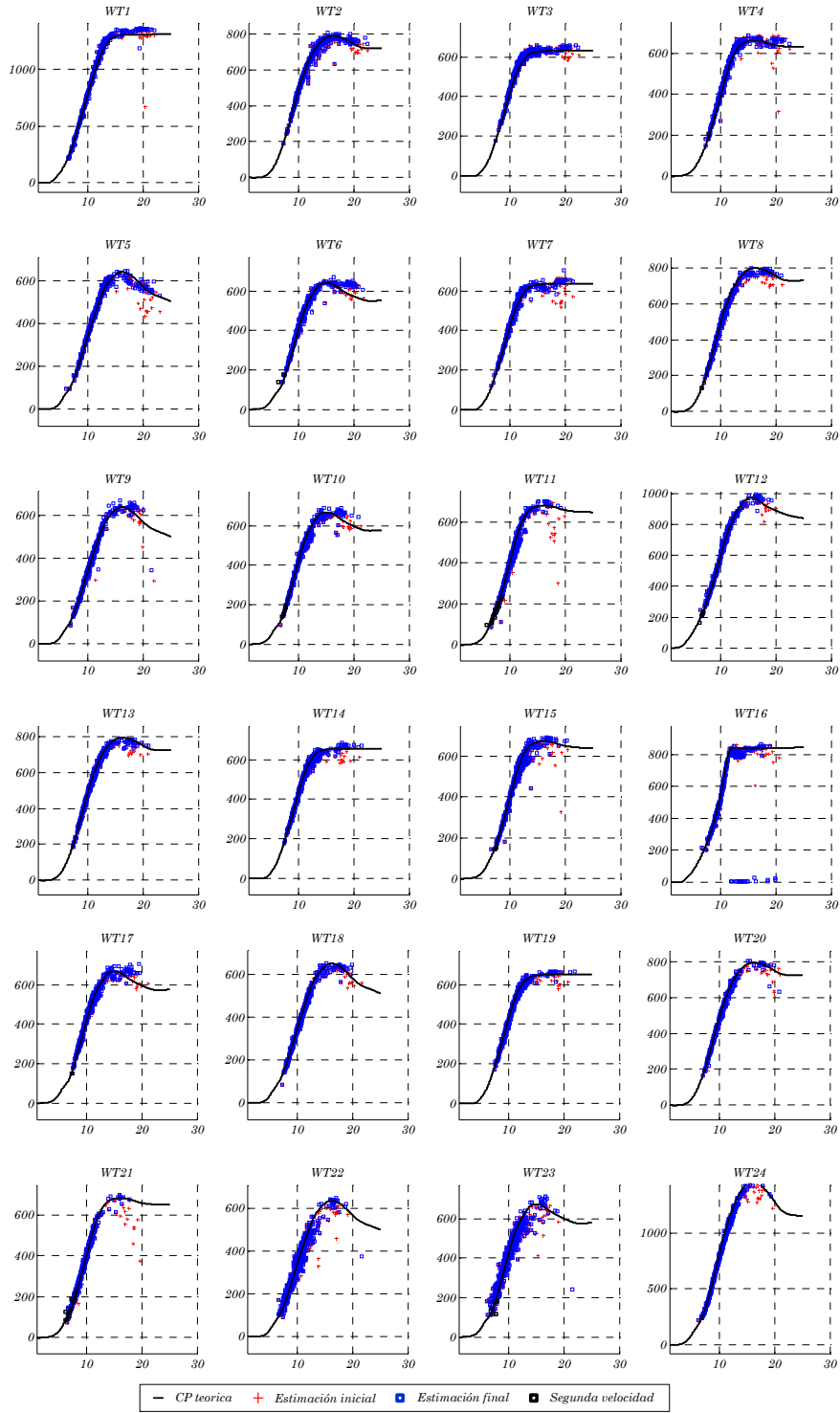
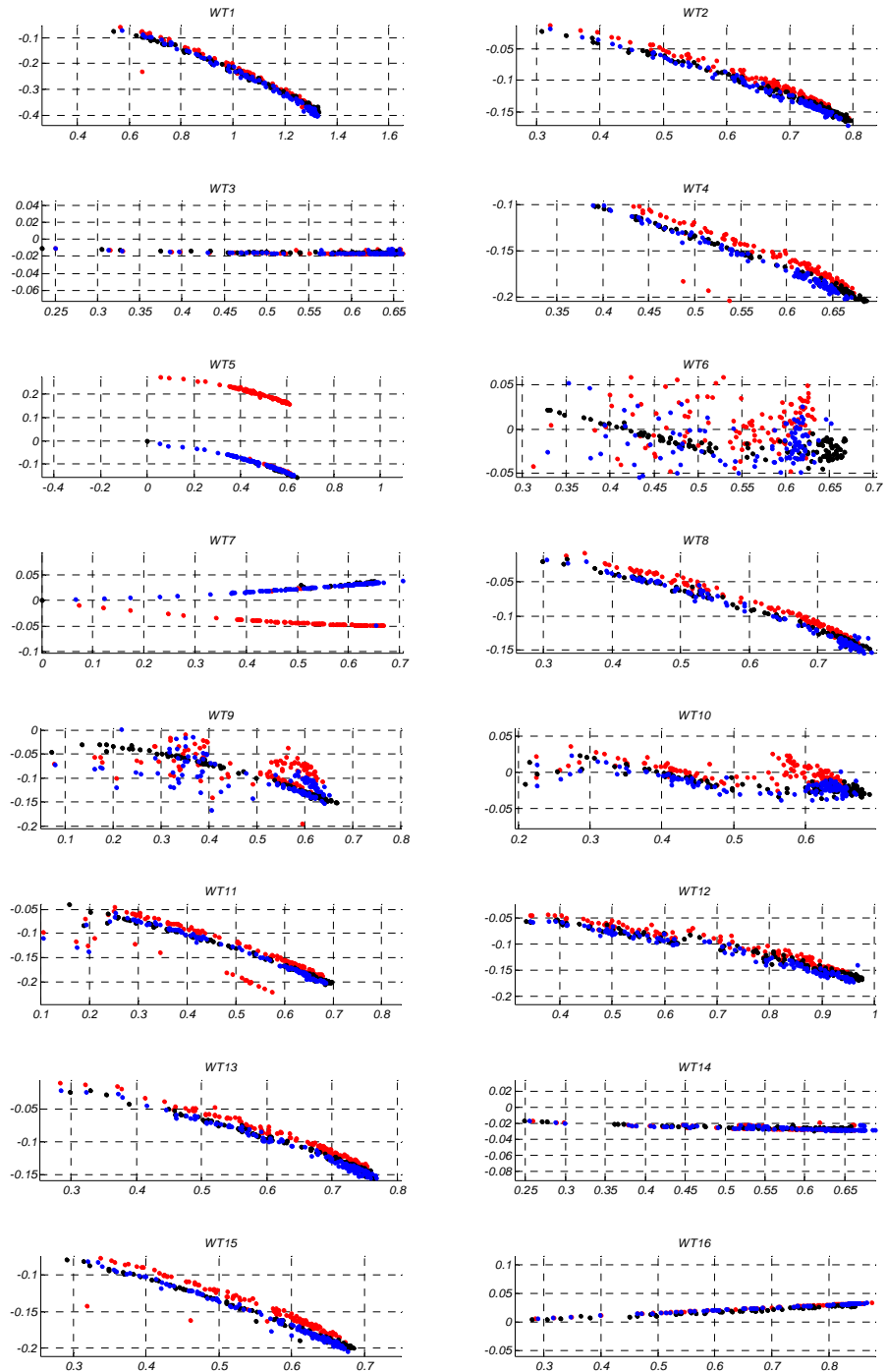


Fig. 8-38: Ajuste de la solución a las curvas de potencia.

En la siguiente figura se puede observar el nivel de cumplimiento de las relaciones P/Q. En rojo se han marcado los puntos correspondientes a la primera estimación en donde se observa que en los aerogeneradores de los que se dispone de medidas el valor de la potencia reactiva consumida es superior al valor medido. Esto se debe a que se está suponiendo un consumo de reactiva mayor que el real en los aerogeneradores en los que no se dispone de datos. En azul se representan los valores correspondientes a la segunda estimación en la que se corrigen los valores de compensación de estos WT's.



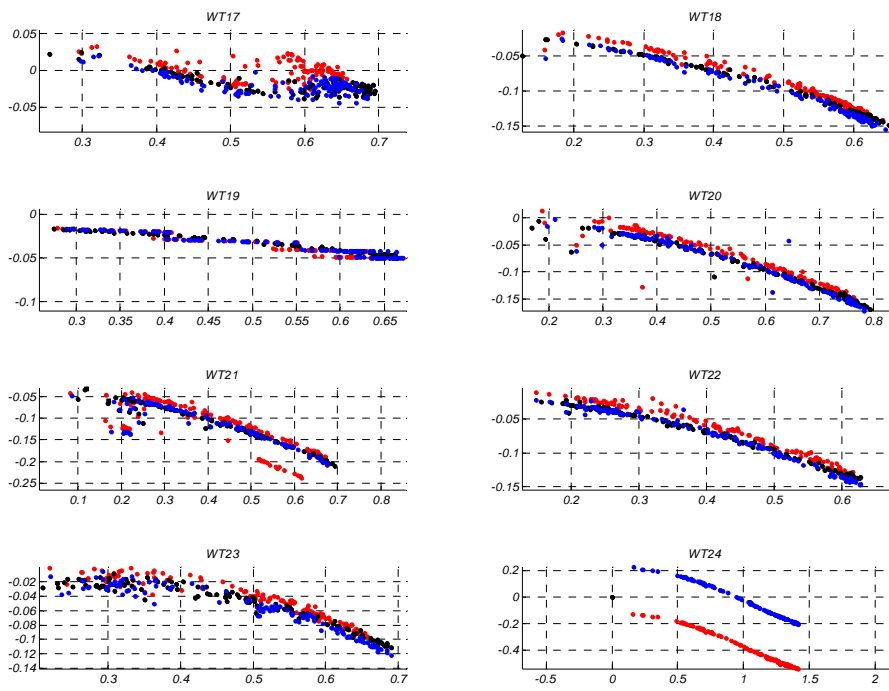


Fig. 8-39: Ajuste de la solución a las relaciones P/Q



## 9. Conclusiones

---

En la presente tesis se ha desarrollado un estimador de estado para un parque eólico que permite obtener una estimación fiable de la potencia generada en cada uno de los WTs en función de los datos disponibles de medidas de los parámetros eléctricos, de viento y modelos equivalentes de las distintas máquinas presentes en el mismo.

A partir de las ecuaciones básicas de un estimador de estado clásico se ha comprobado que la adicción en el estimador de las restricciones correspondientes a las relaciones P/Q de las máquinas, a la curva de potencia (relación P/V) y a las relaciones entre las velocidades de viento en cada uno de los emplazamientos dentro del parque teniendo en cuenta los efectos de la orografía y el efecto estela que unos WTs ejercen sobre los más próximos, aumenta en gran medida la observabilidad y la redundancia del estimador, permitiendo obtener un estimado fiable del sistema como pudo comprobarse calculado el error R2 entre las medidas y las soluciones obtenidas.

Debido a la gran dispersión de los datos medidos, y a la no linealidad de las funciones que relacionan las variables (curvas de potencia, relaciones P/Q y P/V), se ha comprobado que el uso de redes neuronales de tipo Back-Propagation, incluidas directamente como ecuaciones en el estimador, ofrece una apropiada aproximación de estas relaciones. Como estas relaciones en general ofrecen una pequeña dispersión, se ha añadido la posibilidad de incluir errores de relación en el mismo sentido en que se tiene en cuenta los posibles errores que presentan las medidas.

El procedimiento descrito es aplicable a cualquier parque eólico. En este caso, las redes neuronales se han entrenado con las medidas disponibles, pero se podrían entrenar, de forma teórica, a partir de distintas fuentes según cada tipo de relación.

En este sentido, las relaciones P/Q de las máquinas se pueden obtener a partir de los circuitos equivalentes y los parámetros de los distintos WTs. Las redes neuronales que representan las curvas de potencia se pueden obtener a partir de los datos facilitados por los propios fabricantes. Las relaciones de viento entre los distintos emplazamientos se pueden obtener a partir de programas de simulación de campos de viento (en este caso se analizan los resultados ofrecidos por las redes comparándolas de forma cualitativa con los resultados ofrecidos por el programa de simulación Wasp) que permiten obtener una representación del efecto de la orografía y se ha realizado un estudio del efecto de las estelas del parque (programa de desarrollo propio).

En esta tesis, se ha comprobado la bondad del procedimiento descrito sobre las medidas reales del Parque Eólico Experimental de Sotavento. Algunos de los procedimientos descritos, específicos para este parque, se relacionan directamente con

las medidas disponibles en el Scada del mismo, obteniéndose las pseudomedidas necesarias para la aplicación del procedimiento a nivel general. Por ejemplo, al no disponer de las medidas de viento en cada uno de los emplazamientos, se ha diseñado un procedimiento que permite obtener las pseudomedidas correspondientes a las mismas a partir de las medidas obtenidas en los anemómetros del parque.

Tal como se demostró en el ejemplo 1 del capítulo 8, a partir de los datos de viento medidos en los anemómetros y las medidas de potencia activa, reactiva y tensión en el nudo correspondiente a la subestación es posible obtener un estimado de la generación en cada uno de los WTs. Aunque no se disponga de las medidas de varios aerogeneradores, se puede establecer un estimado que permita saber cuáles de los WTs generan en cada caso, cuales están parados, el nivel de compensación de reactiva de cada uno de ellos ...

Como trabajo futuro, se podría plantear realizar una triangulación de las medidas de velocidad del viento entre los distintos puntos donde se producen mediciones meteorológicas cercanos y obtener la red neuronal que permitiese, a partir de estos datos, obtener la velocidad del viento en el emplazamiento deseado. Si además se obtiene, la red neuronal que relacionase el viento en el emplazamiento con la generación en el parque (a nivel subestación), se podría obtener una estimación de la generación en cada uno de los WTs. Esto permitiría a partir de los datos de estimación de viento que en estos momentos ya facilitan diversos organismos, tener una estimación de la potencia generada en cada uno de los WTs dentro del parque. En el mismo sentido, a partir de las previsiones a medio plazo (1 a 7 días) que se obtienen a partir de los resultados de modelos meteorológicos, y de los que se puede disponer fácilmente, se podría obtener una estimación de la potencia generada en el parque.

El método propuesto puede implementarse en un estimador de estado que represente un sistema de mayor dimensión que incluya redes eléctricas, otros tipos de centrales de generación o más parques eólicos.

---

## 10. Bibliografía

---

- [1] F. Wu, «Power System State Estimation,» *Electrical Power & Energy Systems*, vol. 12 (2), pp. 1207-1213, Abril 1990.
- [2] A. Abur y A. Exposito, *Power system state estimation theory and implementation*, Marcel Dekker Inc., 2004.
- [3] F. Schweppe y E. Handschin, «Static State Estimation in Electric Power Systems,» *Proceedings IEEE*, vol. 62, pp. 972-983, Julio 1974.
- [4] A. Allen, «Probability, statistics, and queueing theory: with computer science applications,» *Academic Press, Inc. . San Diego, California.*, Vols. %1 de %2., 1990.
- [5] A. E. A. F. Peterson N., «State Estimation with Equality Constraints,» *Tenth PICA Conference Proceedings, Toronto.*, pp. 427-430, May 1977.
- [6] W. Liu, S. Lun y F. Wu, «Observability Analisis and Bad Data Processing for State Estimation with Equality Constraints,» *IEEE Transactions on Power Systems, Winter Meeting, New Orleans, WM103-5*, February 1987.
- [7] F. Schweppe y J. Wildes, «Power system static state estimation, Part 1: exact model,» *IEEE Trans Power Apparatus Syst*, Vols. %1 de %2PAS-89(1), pp. 120-125, 1970.
- [8] G. Krumpholtz, «Power System Observability: A Practical Algorithm Using Network Topology,» *IEEE Trans on Power App. and Syst.*, Vols. %1 de %2PASS-99, n° 4, pp. 1534-1542, Aug. 1980.
- [9] K. Clements, G. Krumpholz y D. P.W, «Power system state estimation with measurement deficiency: an algorithm that determines the maximal observable subnetwork,» *IEEE Trans Power Apparatus Syst*, Vols. %1 de %2PAS-101, pp. 3044-3096, 1982.

- [10] V. Quintana, A. Simoes-Costa y A. Mandel, «Power system topological observability using a direct graph-theoretic approach,» *IEEE Trans Power Apparatus Syst*, Vols. %1 de %2PAS-101, pp. 617-643, 1982.
- [11] A. Monticelli y F. Wu, «Network observability: identification of observable islands and measurement placement.,» *IEEE Trans Power Apparatus Syst.*, Vols. %1 de %2PAS-104, pp. 1035-1086, 1985.
- [12] H. Mori y S. Tsuzuki, «A Fast Method for Topological Observability Analysis Using a Minimum Spanning Tree Technique,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. Vo1.6, n° 2, May 1991.
- [13] G. Korres, «A robust method for equality constrained state estimation,» *IEEE Trans Power Syst*, vol. 17, pp. 305-319, 2002.
- [14] G. Korres y P. Katsikas, «A hybrid method for observability analysis using a reduced network graph theory,» *IEEE Trans Power Syst*, vol. 18, pp. 295-304, 2003.
- [15] A. Exposito y A. Abur, «A generalized observability analysis and measurement classification,» *IEEE Trans Power Syst*, vol. 13, pp. 1090-1095, 1998.
- [16] P. Marinho y C. Bongers, «On the use of line-current measurement for reliable state estimation in electric power system,» de *Power Industry Computer Applications Conference*, 1979.
- [17] B. M.E. y K. A.W., «A branch-current-based state estimation method for distribution systems,» *IEEE Trans Power Syst*, vol. 10, n° 1, pp. 483-491, 1995.
- [18] Y. Deng, Y. He y B. Zhang, «A branch-estimation-based state estimation method for radial distribution systems,» *IEEE Trans Power Syst*, vol. 17, n° 4, pp. 1057-1062, October 2002.
- [19] H. Mori y Y. Yamada, «An EPSO-Based Method for State Estimation,» de *IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics*, Taipei, Taiwan, 2006.
- [20] E. Castillo, A. Conejo, R. Pruneda y C. Solares, «Observability analysis in state estimation: a unified numerical approach.,» *IEEE Trans Power Syst*, vol. 21(2), pp. 877-86, 2006.
- [21] E. Castillo, A. Conejo, R. Pruneda y C. Solares, «State estimation observability based on the null space of the measurement Jacobian matrix.,»

*IEEE Trans Power Syst*, vol. 20(3), pp. 1656-1664, 2005.

- [22] A. Arefi, M. Reza Haghifam y S. Hamid, «Observability analysis of electric network considering branch impedance,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 33, pp. 954-960, 2011.
- [23] M. Hidy George, *Los vientos*, Reverté, S.A., 1968.
- [24] R. Barry y R. Choley, *Atmósfera, tiempo y clima*, Omega S.A., 1999.
- [25] W. Koeppl Gerald, *Putnam's power from the win*, Van Nostram Reinhold Company, 1982.
- [26] T. Hiester y W. Pennell, *The siting handbook for large wind energy system.*, 1st ed., New York: WindBook, 1981.
- [27] I. Van der Hover, «Power Spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour,» *J. Met*, vol. 14, pp. 160-4, 1957.
- [28] E. Burton, T. Sharpe, D. Jenkins y N. Bossanyi, *Wind energy handbook*, Chichester: John Wiley & Sons, Ltd, 2001.
- [29] C. Justus, *Vent et performances des éoliennes*, Ediciones SCM, 1980.
- [30] D. L. Gouriérès, *Energía eólica. Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones*, Mason, S.A., 1983.
- [31] H. Moses y H. Dankek, «Errors in Wind Measurements Associated with Tower-mounted Anemometers,» *Bull. Amer. Meteorol. Soc.*, 1961, pp. 190-194.
- [32] U. E. 61400-12-1, «Aerogeneradores. Parte 1: Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad,» Junio 2007.
- [33] J. Manwell, J. McGowan y A. Rogers, *Wind Energy Explained, Theory, design and application*, Chichester: John Wiley & Sons, Ltd, 2002.
- [34] «Fabricantes de aerogeneradores y características de sus máquinas,» *Energía*, pp. 145-166, 2002.
- [35] S. Heier, *Grid integrtrion of wind energy conversion systems*, John Wiley and Sons, 1998.
- [36] E. Hinrichen y P. Nolan, «Dynamics and stability of wind turbine generators,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, Vols. %1 de

%2PAS-101, n° 8, pp. 2640-2648, Agosto 1982.

- [37] T. Thiringer, «Periodic Power Pulsations from a Three-bladed Wind Turbine,» *IEEE Power Engineering Summer Meeting*, 12-16 July 1998.
- [38] J. Pecas, F. Maciel y J. Cidras, «Simulation of MV distribution network with asynchronous generation sources,» de *Proceedings of IEEE*, Melecom, 1991.
- [39] J. Cidras, J. Martinez, J. Pecas y F. Macie, «Modelling of non-linear nodal admittances in load flow analysis,» *Proceedings of IF AC*, 1992.
- [40] S. Murthy, C. Jha y P. Nagendra Rao, «Analysis of grid connected induction generators driven by hydro/wind turbines under realistic system constraints,» *IEEE Trans. Energy Convers.* 5 (1), pp. 1-7, 1990.
- [41] E. Muljadi, Y. Wan, C. Butterfield y B. Parsons, «Study of a Wind Farm Power System,» *NREL Report No. CP-500-30814*, 2002.
- [42] A. Feijoo y J. Cidras, «Modeling of wind farms in the load flow analysis,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15 (1), p. 110–115, 2000.
- [43] K. Divya y P. Nagendra Rao, «Models for wind turbine generating systems and their application in load flow studies,» *Electric Power Systems Research* 76, p. 844–856, 2006.
- [44] T. Ackerman, *Wind power in power systems*, 1st ed ed., John Wiley & Sons, 2005.
- [45] P. Giorsetto y K. Utsurogi, «Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-102, n° 1, January 1983.
- [46] J. Wen, Y. Zheng y F. Donghan, «A review on reliability assessment for wind power,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2485-2494, 2009.
- [47] C. Justus, W. Hargraves y A. Yalcin, «Nationwide assessment of potential output from wind-powered generators,» *Journal of Applied Meteorology*, vol. 15, n° 7, pp. 673-678, July 1976.
- [48] S. Mathew, *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics*, Berlin: Springer, 2006.
- [49] O. Carlson y E. Ulén, «Torque control of synchronous and induction generators for variable speed operation of wind turbines,» *EWEC'96*, pp. 496-

499, 1996.

- [50] A. Grauers, «Efficiency of three wind energy generator systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, n° 3, pp. 650-657, Sept. 1996.
- [51] A. Simmons, L. Freris, J. Bleijs y D. Infield, «An Experimental Comparison of Different Wind Turbine Control Policies,» de *European Community Wind Energy Conference*, Lübeck-Travemünde, 1993.
- [52] O. Carlson, J. Hylander y K. Thorborg, «Survey of variable speed operation of wind turbines,» de *European Union Wind Energy Conference*, Göteborg, 1996.
- [53] A. Grauers, «Direct driven generators. Technology and development trends,» de *Nordic Wind Power Conference*, vol. Trondheim, Trondheim, 2000, pp. 127-131.
- [54] S. Jöckel, «Gearless wind energy converters with permanent magnet generators. An option for the future?,» de *European Union Wind Energy Conference*, Göteborg, 1996.
- [55] H. Toliyat, M. Wlas y Z. Krzemiriski, «Neural-Network-Based Parameter Estimations of Induction Motors,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp. 1783-1794, 2008.
- [56] H. Ertan, V. Sezgin y B. Colak, «Detection of some parameters of induction motors a proposal and its verification,» *Int. Conf. on Power Electronics and Drive Systems. PEDS '07.*, pp. 1337-1343, 2007.
- [57] F. Córcoles, L. Guasch, P. Santibañez y J. Pedra, «Estimación de parámetros en máquinas de inducción utilizando medidas de régimen permanente,» de *SAAEI*, Pamplona, 1998.
- [58] R. M. a. K. M. Rahman, «A sensor-less adaptive rotor parameter estimation method for three phase induction motor,» de *Int. Conf. on Electrical and Computer Engineering*, ICECE 2008.
- [59] S. T. J. C. T. a. G. C. S. Bachir, «Diagnosis by parameter estimation of stator and rotor faults occurring in induction machines,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, pp. 963-973, 2006.
- [60] R. Araujo, A. Leite y D. Freitas, «Estimation of physical parameters of an induction motor using an indirect method,» *IEEE International Symposium on Industrial Electronics. ISIE 2002*, vol. 2, pp. 535-540, 2002.

- [61] M. Akbaba, M. Taleb y A. Rumeli, «Improved estimation of induction machine parameters,» *Electric Power Systems Research*, vol. 34, pp. 65-73, 1995.
- [62] J. Pedra, «On the Determination of Induction Motor Parameters From Manufacturer Data for Electromagnetic Transient Programs,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, pp. 1709-1718, 2008.
- [63] A. Costa, G. G. N. Ciumbulea y X. L. Fernández, «Cálculo de los parámetros del motor de inducción a partir de datos de catálogo,» *Energía y Computación*, 2004.
- [64] J. Suarez Creo y B. Miranda, Máquinas eléctricas: funcionamiento en régimen permanente, 4 ed., Vigo: Torculo S.A., 2004.
- [65] J. F. Mora, Máquinas eléctricas, 5 ed., 2003, Ed., Mc Graw Hill.
- [66] M. Haque, «Estimation of three-phase induction motor parameters,» *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 26, pp. 187-193, 1993.
- [67] F. Córcoles, J. Pedra, M. Salichs y L. Sainz, «Analysis of the induction machine parameter identification,» *IEEE transactions on Energy conversion*, vol. 17, pp. 183-190, 2002.
- [68] J. Sainz y P. L., «Parameter estimation of squirrel-cage induction motors without torque measurements,» *IEE Proceedings Electric Power Applications*, vol. 153, pp. 263-270, 2006.
- [69] B. Miranda Blanco, E. Diaz Dorado, C. Carrillo Gonzalez y J. Cidrás Pidre, «State estimation for wind farms including the wind turbine generator models,» *Renewable Energy*, vol. 71, pp. 453-465, 2014.
- [70] N. Jensen, «A note on wind generator interaction,» *Risoe National Laboratory*, 1983.
- [71] W. McCulloch y W. Pitts, «A Logical Calculus of the Ideas Immanent in Nervous Activity,» *Bulletin of Mathematical Biophysics*, vol. 5, pp. 115-133, 1943.
- [72] D. O. Hebb, The organization of behavior: A neuropsychological theory., New York: Wiley, 1949.
- [73] M. Minsky, Neural Nets and the Brain Model Problem., Ph.D. disertación, Universidad de Princeton, 1954..



- [74] R. Rosenblatt, Principles of Neurodynamis, New York.: Spartan Books, 1959.
- [75] B. Widrow y M. Hoff, «Adaptative Switching Circuits,» *Neurocomputing: Foundations of Research.*, pp. 126-134, MIT Press, 1989..
- [76] S. Haykin, Neural Networks. A comprehensive foundation, 2nd ed, Prentice Hall, Inc, 1999.
- [77] S. Minsky y M. Papert, Perceptrons: an Introduction to Computacional Geometry., M. Cambridge, Ed., The MIT Press., 1969..
- [78] T. Kohonen, «Correlation matrix memories,» *Recopilado en Neurocomputing: Foundations of Research.*, vol. MIT Press, pp. 174-180, 1989.
- [79] J. Anderson, «A simple neural network generating an interactive memory,» *Recopilado en Neurocomputing: Foundations of Research*, vol. MIT Press, pp. 181-192, 1989.
- [80] P. Werbos, Beyond Regression: New Tools for Predicting and Analysis in the Behavioral Sciences, Ph. D. thesis, Harvard University, 1974..
- [81] J. Hopfield, «Neural networks and physical systems with emergent colletive computational abilities.,» *Proc. of the National Academy of Scienes*, vol. 79, pp. 2254-2558, 1982.
- [82] T. Kohonen, «"Self-organized formation of topologically correct feature maps",» *Recopilado en Neurocomputing: Foundations of Research*, vol. MIT Press, pp. 511-521, 1989.
- [83] K. Fukushima, S. Miyake y T. Ito, «Neocognitron: a neural network model for a mechanism of visual pattern recognition.,» *Recopilado en Neurocomputing: foundations of Research*, vol. MIT Press, pp. 526-534, 1989.
- [84] D. H. G. & R. Rumelhart, «Learning internal representations by error propagation. Parallel distributed processing: Explorations in the microstructure of cognition.,» *Foundations. The MIT Press.Cambridge.*, vol. 1, 1986.
- [85] G. Cybenko, «Approximation by superpositions of a sigmoidal function,» *Math. Control, Signals, Syst.2*, pp. 303-314, 1989.
- [86] K. M. Hornik, M. Stinchcombe y H. White, «Multilayer feedforward networks are universal approximators,» *Neural Networks 2*, 359-366 1989.

- [87] K. Narendra y M. Thatcher, «Learning Automata: a survey.,» *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, n° 4, pp. 889-899, 1974.
- [88] G. Carpenter y S. Grossberg, «A massively parallel architecture for a self organizing neural pattern recognition machine”,» *Computer Vision, Graphics, and Image Processing.*, 1987.
- [89] K. Levenberg, «A method for the solution of certain problems in least squares,» *Quart. Appl. Math.*, vol. 2, pp. 164-168, 1944.
- [90] R. H. K. H. Monfared M., «A ew strategy for wind speed forecasting using artificial intelligent methods,» *Renew Energy*, vol. 34(3), pp. 845-8, 2009.
- [91] J. Manwell, J. McGowan y A. Rogers, *Wind Energy Explained, Theory, Design and Application*, Amherst: John Wiley & Sons, LTD, 2002.
- [92] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, Stockholm Sweden: John Wiley & Sons, 2005.
- [93] M. Lei, L. Shiyan, J. Chuanwen, L. Hongling y Z. Yan, «A Review on the Forecasting of Wind Speed and Generated Power,» *Renew Sustain Energy Rev.*, vol. 13(4), pp. 915-920, 2009.
- [94] R. Righter, «Pioneering in Wind Energy: the California Experience.,» *Renew Energy*, vol. 9, pp. 781-784, 1996.
- [95] R. Thomas y W. Robbins, «Large wind-turbine projects in the United States wind energy program,» *Wind Eng Ind Aerodyn*, vol. 5, pp. 323-335, 1980.
- [96] D. Carmoy, «The USA faces the energy challenge,» *Energy Policy*, vol. 6, pp. 36-52, 1978.
- [97] P. Gardner, «Wind turbine generators and drive train systems,» *Wind Directions*, pp. 16-18, Octubre 1997.
- [98] C. Sherman, «A Mass-Consistent Model for Wind Fields over Complex Terrain,» *Journal of applied metereology*, vol. 17, pp. 312-319, 1978.
- [99] Y. Sasaki, «An objetive analysis based on the variational method,» *J. Meteor. Soc.*, vol. 36, pp. 77-88, 1958.
- [100] Y. Sasaki, «Some basis formalisms in numerical variational analysis,» *Mon. Wea. Rev.*, vol. 98, pp. 875-883 y 884-898, 1970.

## **Apéndice I. Características técnicas de los aerogeneradores de Sotavento**

---

---

En este apéndice se recoge la información disponible de los aerogeneradores de Sotavento facilitados por el propio parque.

Se muestran así mismo, los resultados de la estimación de parámetros de cada uno de ellos y los parámetros correspondientes a la aproximación polinomial en cada caso.

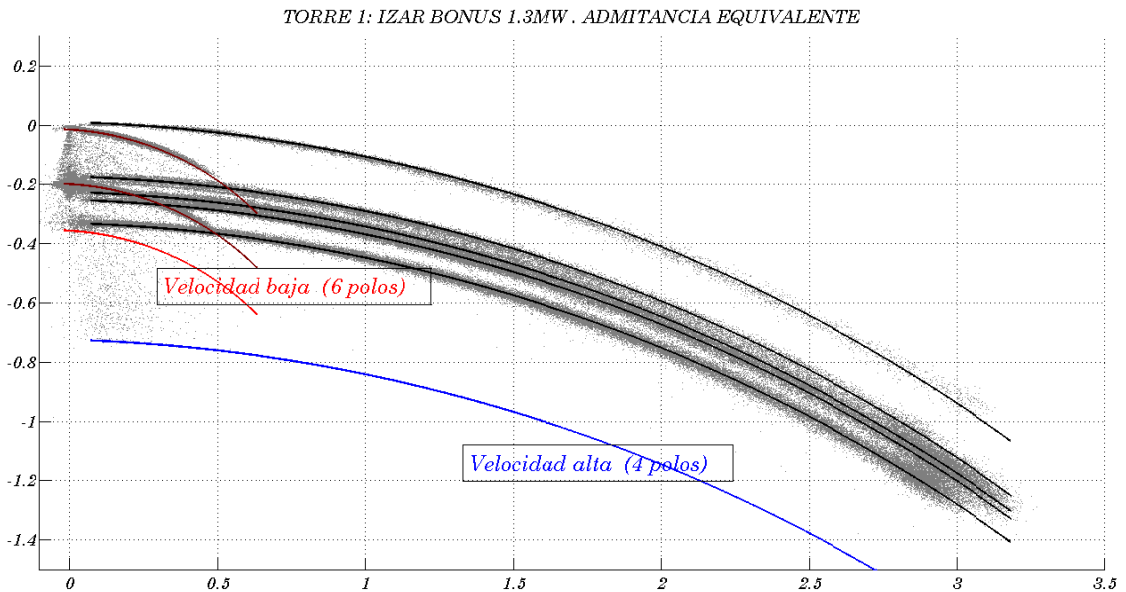
Por último, se recogen los datos de los fabricantes respecto a las curvas de potencia y se representan tanto las redes neuronales como sus derivadas y la influencia de la densidad del aire en las mismas.

## I.1 Aerogenerador Izar Bonus 1.3MW. Torre 1.

### I.1.1 Especificaciones técnicas

| <b>ROTOR</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                                  |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|-----|-----|------|---------|-----|-----|------|---------|-----|-----|------|---------|-----|-----|------|---------|-----|------|------|---------|-----|------|------|---------|-----|-------|------|---------|-----|-------|------|---------|-----|-------|------|---------|-----|-------|------|---------|------|-------|------|---------|------|-------|------|---------|------|---------|------|---------|--|
| <i>Tipo</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | <i>3 palas, eje horizontal</i>   |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Diámetro</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | <i>62 m</i>                      |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Área proyectada</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | <i>3.019 m<sup>2</sup></i>       |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Velocidad del rotor</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | <i>19/13 r.p.m.</i>              |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Regulación de potencia</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | <i>CombiStall</i>                |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Inclinación del rotor</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | <i>5 grados</i>                  |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                                  |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Relación de multiplicación</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | <i>1:79</i>                      |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <b>GENERADOR</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                  |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Tipo</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | <i>Asíncrono</i>                 |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Potencia nominal</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | <i>1.3/0.26 MW</i>               |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Velocidad síncrona</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | <i>1500/1000 r.p.m.</i>          |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Tensión</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | <i>690V</i>                      |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Frecuencia</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | <i>50 Hz</i>                     |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Designación del generador</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | <i>HXR 500 LN 4/6</i>            |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Fabricante del generador</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | <i>ABB</i>                       |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <b>CONTROLADOR</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                  |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Tipo</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | <i>Basado en microprocesador</i> |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Designación</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | <i>KK WTC-2.0</i>                |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <b>TORRE</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                                  |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Tipo</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | <i>Torre tubular cónica</i>      |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Altura del buje</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | <i>50-68 m</i>                   |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <b>DATOS DE FUNCIONAMIENTO</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |                                  |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Velocidad del viento a la entrada en servicio</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | <i>3 m/s</i>                     |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Potencia nominal</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | <i>15m/s</i>                     |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Velocidad del viento para la parada de emergencia</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | <i>25m/s</i>                     |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Máxima ráfaga de 2s</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | <i>55 m/s</i>                    |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <b>CURVA DE POTENCIA PARA DENSIDAD DE AIRE DE 1.225 KG/M<sup>3</sup></b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                  |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Temperatura ambiente 15°C</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                  |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <i>Presion 1.013mBar</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                  |               |               |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| <table border="1"> <thead> <tr> <th>Viento (m/s)</th> <th>Potencia (kW)</th> <th>Viento (m/s)</th> <th>Potencia (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0,0</td><td>0,0</td><td>13,0</td><td>1.183,1</td></tr> <tr><td>1,0</td><td>0,0</td><td>14,0</td><td>1.250,1</td></tr> <tr><td>2,0</td><td>0,0</td><td>15,0</td><td>1.281,7</td></tr> <tr><td>3,0</td><td>0,0</td><td>16,0</td><td>1.294,0</td></tr> <tr><td>4,0</td><td>32,1</td><td>17,0</td><td>1.298,2</td></tr> <tr><td>5,0</td><td>91,6</td><td>18,0</td><td>1.299,5</td></tr> <tr><td>6,0</td><td>172,5</td><td>19,0</td><td>1.299,8</td></tr> <tr><td>7,0</td><td>291,2</td><td>20,0</td><td>1.300,0</td></tr> <tr><td>8,0</td><td>439,3</td><td>21,0</td><td>1.300,0</td></tr> <tr><td>9,0</td><td>604,3</td><td>22,0</td><td>1.300,0</td></tr> <tr><td>10,0</td><td>770,6</td><td>23,0</td><td>1.300,0</td></tr> <tr><td>11,0</td><td>928,7</td><td>24,0</td><td>1.300,0</td></tr> <tr><td>12,0</td><td>1.072,2</td><td>25,0</td><td>1.300,0</td></tr> </tbody> </table> | Viento (m/s)                     | Potencia (kW) | Viento (m/s)  | Potencia (kW) | 0,0 | 0,0 | 13,0 | 1.183,1 | 1,0 | 0,0 | 14,0 | 1.250,1 | 2,0 | 0,0 | 15,0 | 1.281,7 | 3,0 | 0,0 | 16,0 | 1.294,0 | 4,0 | 32,1 | 17,0 | 1.298,2 | 5,0 | 91,6 | 18,0 | 1.299,5 | 6,0 | 172,5 | 19,0 | 1.299,8 | 7,0 | 291,2 | 20,0 | 1.300,0 | 8,0 | 439,3 | 21,0 | 1.300,0 | 9,0 | 604,3 | 22,0 | 1.300,0 | 10,0 | 770,6 | 23,0 | 1.300,0 | 11,0 | 928,7 | 24,0 | 1.300,0 | 12,0 | 1.072,2 | 25,0 | 1.300,0 |  |
| Viento (m/s)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | Potencia (kW)                    | Viento (m/s)  | Potencia (kW) |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 0,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 0,0                              | 13,0          | 1.183,1       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 1,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 0,0                              | 14,0          | 1.250,1       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 2,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 0,0                              | 15,0          | 1.281,7       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 3,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 0,0                              | 16,0          | 1.294,0       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 4,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 32,1                             | 17,0          | 1.298,2       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 5,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 91,6                             | 18,0          | 1.299,5       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 6,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 172,5                            | 19,0          | 1.299,8       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 7,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 291,2                            | 20,0          | 1.300,0       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 8,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 439,3                            | 21,0          | 1.300,0       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 9,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 604,3                            | 22,0          | 1.300,0       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 10,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 770,6                            | 23,0          | 1.300,0       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 11,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 928,7                            | 24,0          | 1.300,0       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |
| 12,0                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 1.072,2                          | 25,0          | 1.300,0       |               |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |     |      |         |     |      |      |         |     |      |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |     |       |      |         |      |       |      |         |      |       |      |         |      |         |      |         |  |

### I.1.2 Diagrama de admitancias



### I.1.3 Resumen parámetros

Tabla I-10-1: Parámetros aerogenerador IZAR-BONUS 1.3 MW

|         | $R_1$   | $X_1$    | $R_2$   | $X_2$    | $R_{Fe}$ | $X_m$  |
|---------|---------|----------|---------|----------|----------|--------|
| 4 polos | 13.5464 | 55.0000  | 6.2913  | 27.3897  | 7.4395   | 1.3291 |
| 6 polos | 34.2169 | 240.0000 | 17.9840 | 208.2454 | 14.3089  | 2.5859 |

Tabla 10-2: Niveles de compensación. Aerogenerador IZAR-BONUS 1.3 MW

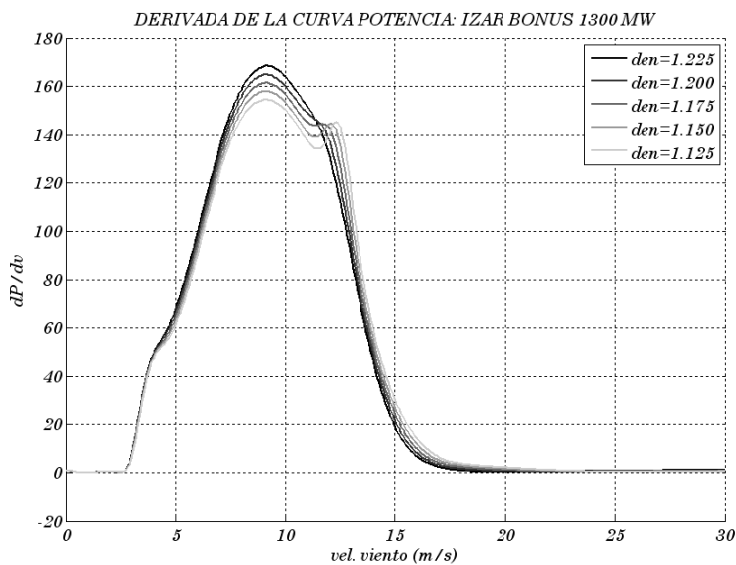
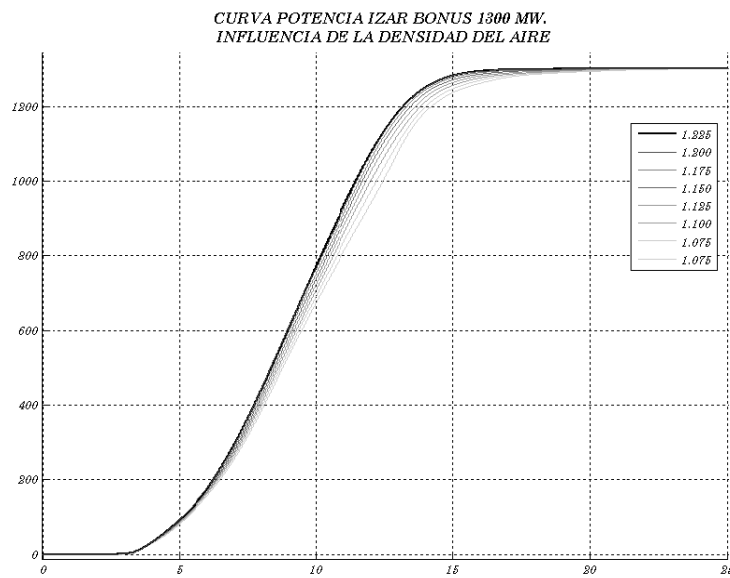
|            | 1    | 2  | 3    | 4     | 5   | 6   | 7     | 8     | 9   | 10  | 11    | 12    | 13    | 14  |
|------------|------|----|------|-------|-----|-----|-------|-------|-----|-----|-------|-------|-------|-----|
|            | 37.5 | 75 | 87.5 | 112.5 | 125 | 150 | 165.5 | 187.5 | 200 | 225 | 237.5 | 262.5 | 312.5 | 350 |
| <b>4 P</b> |      |    |      |       |     |     |       | x     |     | x   | x     | x     |       | x   |
| <b>6 P</b> |      | x  |      |       |     |     | x     |       |     |     |       |       |       |     |

Tabla I-10-3: Aproximación polinomial de 5° orden. Aerogenerador IZAR-BONUS 1.3 MW

|         | a          | b         | c         | d         | e         | f         | error   |
|---------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| 4 polos | -2.2270e-4 | +3.695e-4 | -2.503e-3 | -8.551e-2 | -2.899e-2 | -7.277e-1 | 7.37e-4 |
| 6 polos | -0.4968    | 0.3288    | -0.2117   | -0.4854   | -0.05955  | -0.3549   | 6.19e-4 |

### I.1.4 Curva de potencia

|           |        |        |        |       |        |        |        |        |        |       |
|-----------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| <i>nv</i> | -5     | -3     | 0      | 1     | 2      | 2.5    | 2.75   | 3      | 3.2    | 3.5   |
| <i>P</i>  | -1     | -8     | -0.3   | -0.1  | 0.0    | 0.2    | .5     | 1.45   | 3.2    | 10.5  |
| <i>nv</i> | 4      | 4.5    | 5      | 5.6   | 6      | 7      | 8      | 9      | 10     | 11    |
| <i>P</i>  | 32.1   | 59.7   | 91.6   | 135   | 172.5  | 291.2  | 439.3  | 604.3  | 770.6  | 928.7 |
| <i>nv</i> | 12     | 13     | 14     | 15    | 16     | 17     | 18     | 19     | 20     | 21    |
| <i>P</i>  | 1072.2 | 1183.1 | 1250.1 | 281.7 | 1294.0 | 1298.2 | 1299.5 | 1299.8 | 1300.0 | 1301  |
| <i>nv</i> | 22     | 23     | 24     | 25    |        |        |        |        |        |       |
| <i>P</i>  | 301.5  | 1301.7 | 1301.9 | 1302  |        |        |        |        |        |       |

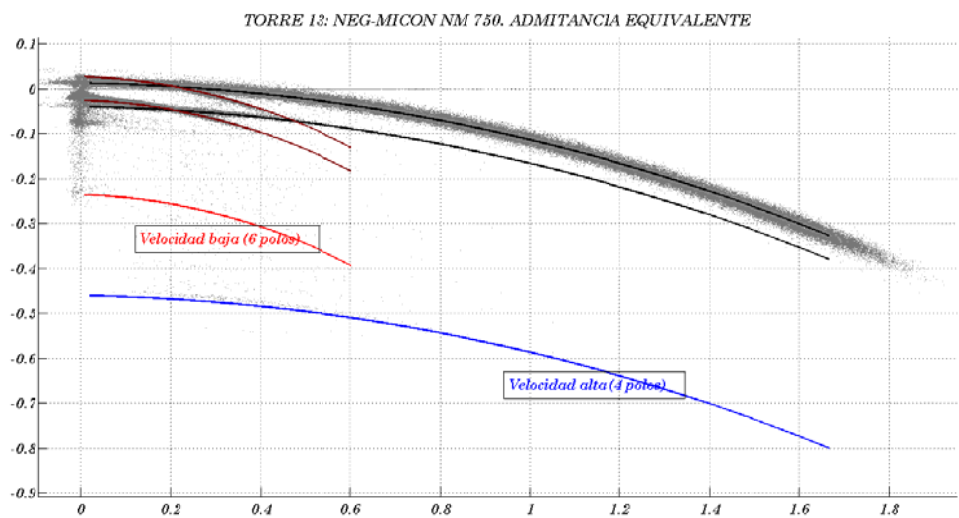
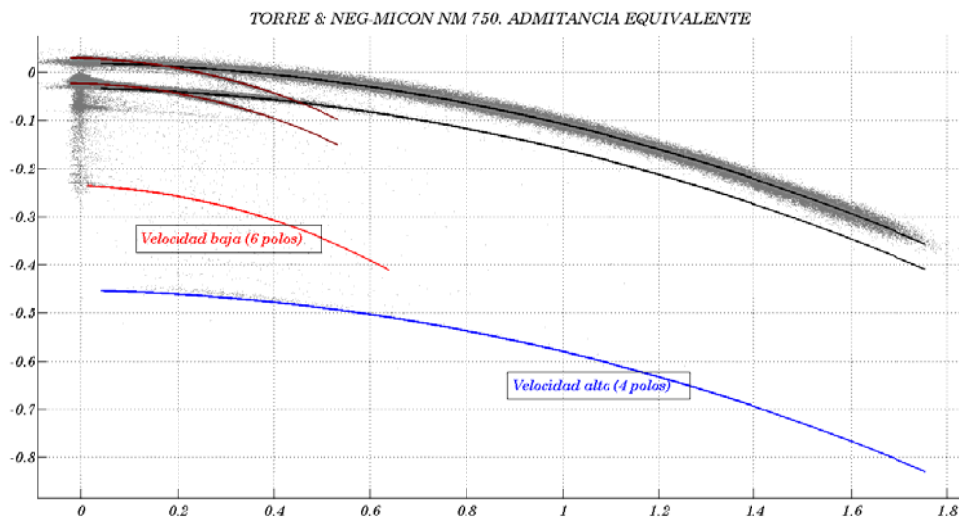
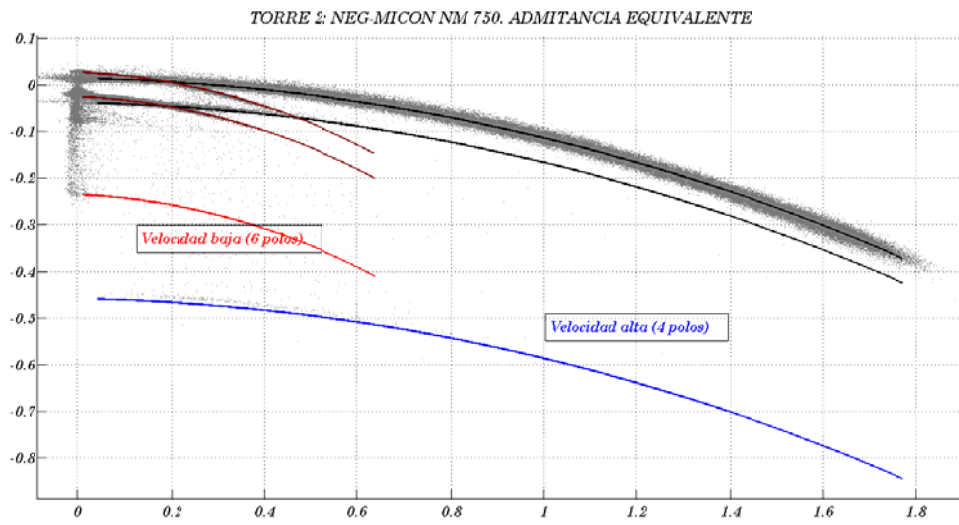


## I.2 Aerogenerador Neg-Micon NM-750 kW. Torres 2, 8, 13 y 20

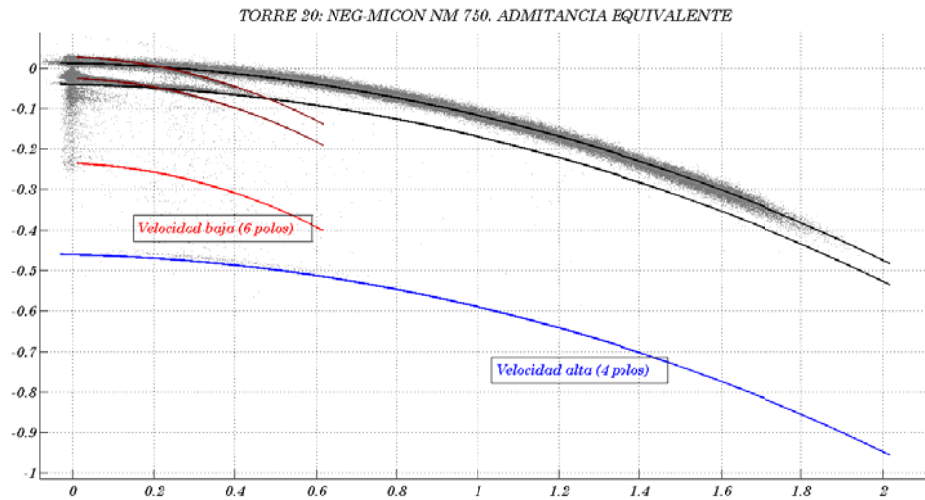
### I.2.1 Especificaciones técnicas

| <b>ROTOR</b>                                                             |                                      |
|--------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|
| <i>Tipo</i>                                                              | <i>3 palas, eje horizontal</i>       |
| <i>Diámetro</i>                                                          | <i>52.2 m</i>                        |
| <i>Área proyectada</i>                                                   | <i>2140 m<sup>2</sup></i>            |
| <i>Velocidad del rotor</i>                                               | <i>22/15 r.p.m.</i>                  |
| <i>Regulación de potencia</i>                                            | <i>Pérdida aerodinámica</i>          |
| <i>Posición del rotor</i>                                                | <i>A barlovento</i>                  |
| <b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN</b>                                            |                                      |
| <i>Relación de multiplicación</i>                                        | <i>1:67.5</i>                        |
| <b>GENERADOR</b>                                                         |                                      |
| <i>Tipo</i>                                                              | <i>Asíncrono 4-6 polos</i>           |
| <i>Potencia nominal</i>                                                  | <i>750/200 kW</i>                    |
| <i>Velocidad síncrona</i>                                                | <i>1500/1000 r.p.m.</i>              |
| <i>Tensión</i>                                                           | <i>690V</i>                          |
| <i>Frecuencia</i>                                                        | <i>50 Hz</i>                         |
| <b>REGULADOR</b>                                                         |                                      |
| <i>Tipo</i>                                                              | <i>Controlado por ordenador</i>      |
| <i>Sistema de velocidad mínima</i>                                       | <i>Arranque suave por tiristores</i> |
| <i>Compensación de reactiva</i>                                          | <i>Generador en vacío</i>            |
| <b>TORRE</b>                                                             |                                      |
| <i>Tipo</i>                                                              | <i>Torre tubular cónica</i>          |
| <i>Altura del buje</i>                                                   | <i>45, 55</i>                        |
| <b>DATOS DE FUNCIONAMIENTO</b>                                           |                                      |
| <i>Velocidad del viento a la entrada en servicio</i>                     | <i>3.5 m/s</i>                       |
| <i>Potencia nominal</i>                                                  | <i>16m/s</i>                         |
| <i>Velocidad del viento para la parada de emergencia</i>                 | <i>25m/s</i>                         |
| <i>Máxima ráfaga de 2s</i>                                               | <i>55 m/s</i>                        |
| <b>CURVA DE POTENCIA PARA DENSIDAD DE AIRE DE 1.225 KG/M<sup>3</sup></b> |                                      |
| <i>Temperatura ambiente 15°C</i>                                         | <i>Presion 1.013mBar</i>             |
|                                                                          |                                      |

### I.2.2 Diagramas de admitancias







### I.2.3 Resumen parámetros

Tabla I-10-4: Parámetros velocidad alta. Aerogenerador Neg-Micon NM48

|          | $R_1 (m\Omega)$ | $X_1 (m\Omega)$ | $R_2 (m\Omega)$ | $X_2 (m\Omega)$ | $R_{Fe} (\Omega)$ | $X_m (\Omega)$ | $S_{max}$ |
|----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------|----------------|-----------|
| Torre 2  | 11.5373         | 70.00           | 5.8258          | 32.5752         | 8.1030            | 2.1182         | -0.0125   |
| Torre 8  | 10.9669         | 70.0000         | 5.8981          | 32.3697         | 8.0982            | 2.1429         | -0.0124   |
| Torre 13 | 7.7562          | 70.0000         | 6.0944          | 33.1643         | 7.1076            | 2.1114         | -0.0133   |
| Torre 20 | 9.8477          | 70.0000         | 4.8675          | 29.3331         | 4.2840            | 2.1161         | -0.0115   |

Tabla I-10-5: Parámetros velocidad baja. Aerogenerador Neg-Micon NM48

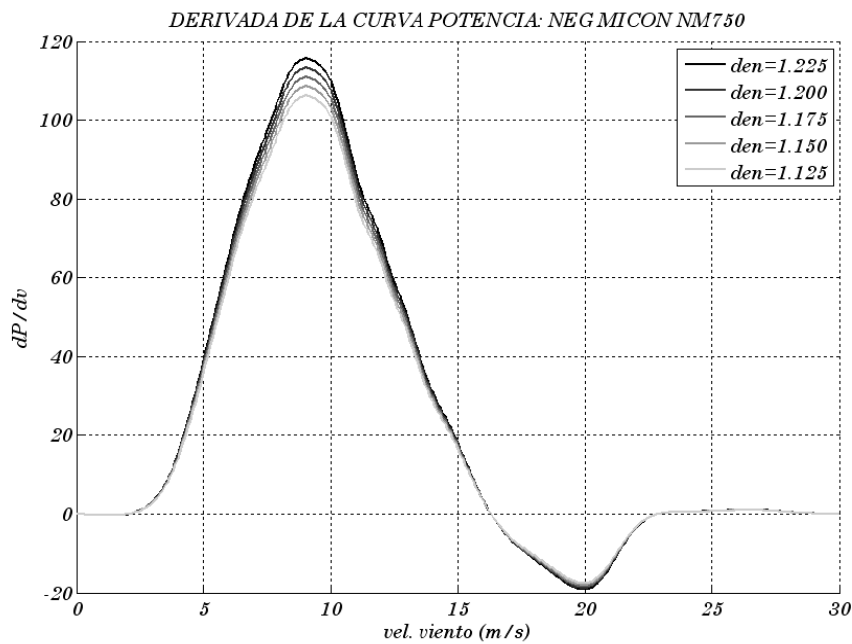
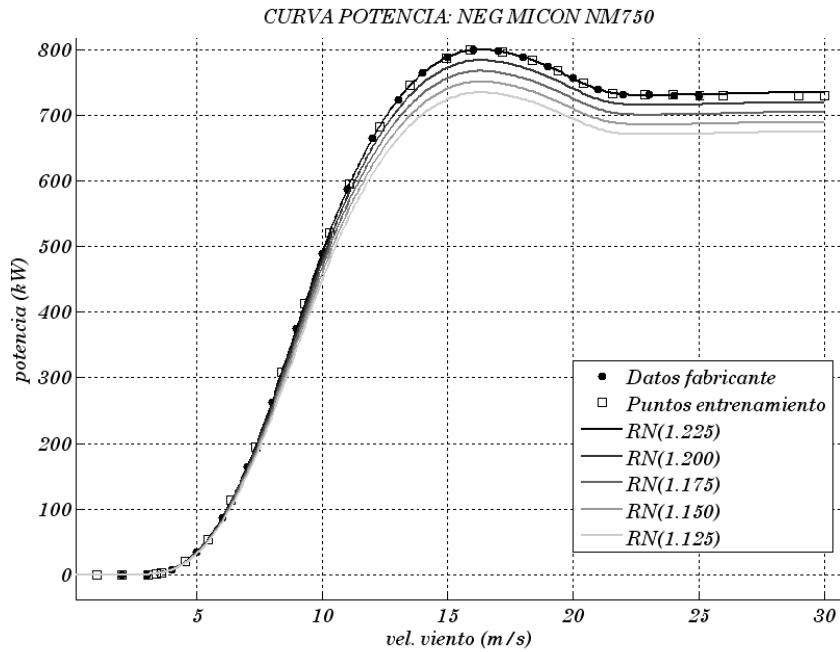
|          | $R_1 (m\Omega)$ | $X_1 (m\Omega)$ | $R_2 (m\Omega)$ | $X_2 (m\Omega)$ | $R_{Fe} (\Omega)$ | $X_m (\Omega)$ | $S_{max}$ |
|----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------|----------------|-----------|
| Torre 2  | 64.0016         | 210.0000        | 15.5248         | 104.1869        | 21.0221           | 4.0574         | -0.0059   |
| Torre 8  | 9.6749          | 210.0000        | 17.1419         | 139.7196        | 12.3051           | 4.1042         | -0.0071   |
| Torre 13 | 41.1668         | 210.0000        | 16.1396         | 120.9639        | 19.3683           | 4.0607         | -0.0077   |
| Torre 20 | 60.9442         | 210.0000        | 16.0436         | 109.8653        | 21.3835           | 4.0503         | -0.0075   |

Tabla I-10-6: Aproximación polinomial Neg-Micon NM48

|                |          | Torre 2     | Torre 8     | Torre 13    | Torre 20    |
|----------------|----------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Velocidad alta | a        | -0.00025106 | -0.00023929 | -0.00025152 | -0.00022087 |
|                | b        | -0.00064418 | -0.00067479 | -0.00066796 | -0.00061117 |
|                | c        | -0.0011034  | -0.0010264  | -0.0010357  | -0.0010564  |
|                | d        | -0.10695    | -0.1067     | -0.10754    | -0.10363    |
|                | e        | -0.019193   | -0.018466   | -0.016874   | -0.023217   |
|                | f        | -0.45749    | -0.45238    | -0.45905    | -0.45897    |
|                | Residuos |             | 2.2795e-005 | 1.959e-005  | 2.6014e-005 |
| Velocidad baja | a        | -0.018591   | -0.022373   | -0.019969   | -0.017961   |
|                | b        | -0.03074    | -0.045316   | -0.037287   | -0.034226   |
|                | c        | -0.011771   | -0.0092047  | -0.010244   | -0.011357   |
|                | d        | -0.33846    | -0.37574    | -0.35603    | -0.34473    |
|                | e        | -0.042351   | -0.027615   | -0.033424   | -0.041258   |
|                | f        | -0.23464    | -0.23264    | -0.2345     | -0.23503    |
|                | Residuos |             | 5.7668e-007 | 6.4576e-007 | 3.8641e-007 |

### I.2.4 Curva de potencia

|           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <i>nv</i> | -5     | -2     | 0      | 1      | 2      | 3.06   | 3.4    | 3.6    | 4.52   | 5.44   |
| <i>P</i>  | -1     | -0.7   | -0.58  | -0.4   | -0.24  | 0.10   | 0.9339 | 2.28   | 19.45  | 50.91  |
| <i>nv</i> | 6.36   | 7.32   | 8.41   | 9.33   | 10.29  | 11.09  | 12.26  | 13.47  | 14.94  | 15.9   |
| <i>P</i>  | 108.11 | 185.34 | 294.03 | 394.14 | 497.11 | 568.62 | 651.57 | 711.64 | 751.68 | 763.12 |
| <i>nv</i> | 17.19  | 18.37  | 19.41  | 20.42  | 21.59  | 22.84  | 23.97  | 25.02  | 29     | 30     |
| <i>P</i>  | 760.26 | 748.12 | 733.22 | 714.50 | 700.20 | 697.34 | 697.36 | 698.12 | 700.92 | 701    |



### I.3 Aerogenerador Gamesa G-47. Torres 3, 7, 14 y 19

#### I.3.1 Especificaciones técnicas

| <b>ROTOR</b>                                                  |                                                                                                                                       |
|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Tipo                                                          | Paso pala variable                                                                                                                    |
| Diámetro                                                      | 47 m                                                                                                                                  |
| Área proyectada                                               | 1735 m <sup>2</sup>                                                                                                                   |
| Palas                                                         | 3x23 m                                                                                                                                |
| Velocidad del rotor                                           | Variable 22.9-30.5rpm                                                                                                                 |
| Regulación de potencia                                        |                                                                                                                                       |
| Posición del rotor                                            | A barlovento                                                                                                                          |
| <b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN</b>                                 |                                                                                                                                       |
| Relación de multiplicación                                    | 52.626                                                                                                                                |
| <b>GENERADOR</b>                                              |                                                                                                                                       |
| Tipo                                                          | Generador asíncrono doblemente alimentado, controlado en velocidad y potencia mediante convertidores IGBT's y control electrónico PWM |
| Potencia nominal                                              | 660 kW                                                                                                                                |
| Velocidad síncrona                                            | 1500 r.p.m.                                                                                                                           |
| Tensión                                                       | 690V                                                                                                                                  |
| Frecuencia                                                    | 50 Hz                                                                                                                                 |
| <b>TORRE</b>                                                  |                                                                                                                                       |
| Tipo                                                          | Torre tubular cónica                                                                                                                  |
| Altura del buje                                               | 50                                                                                                                                    |
| <b>DATOS DE FUNCIONAMIENTO</b>                                |                                                                                                                                       |
| Velocidad del viento a la entrada en servicio                 | 4 m/s                                                                                                                                 |
| Potencia nominal                                              | 16m/s                                                                                                                                 |
| Velocidad del viento para la parada de emergencia             | 25m/s                                                                                                                                 |
| Máxima ráfaga de 2s                                           | 55 m/s                                                                                                                                |
| <b>CURVA DE POTENCIA PARA DENSIDAD DE AIRE DE 1.225 KG/M3</b> |                                                                                                                                       |
| Temperatura ambiente 15°C                                     | Presion 1.013mBar                                                                                                                     |

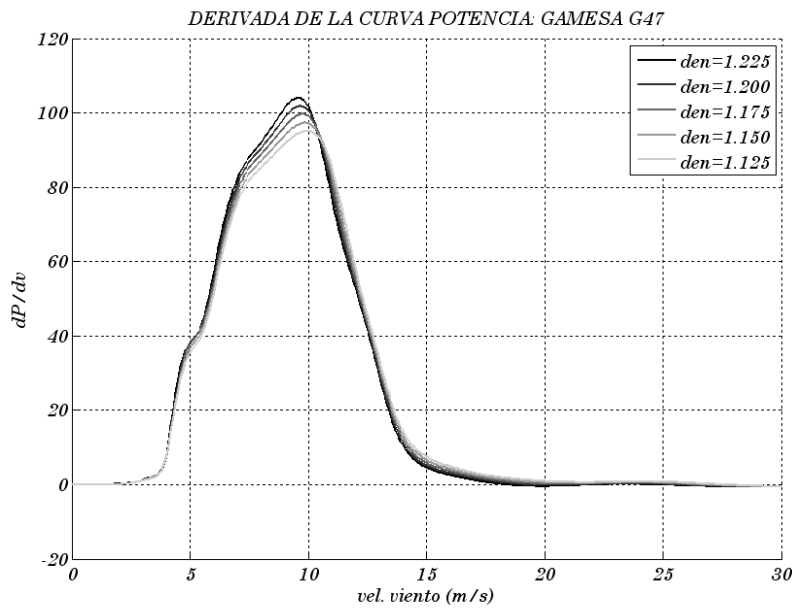
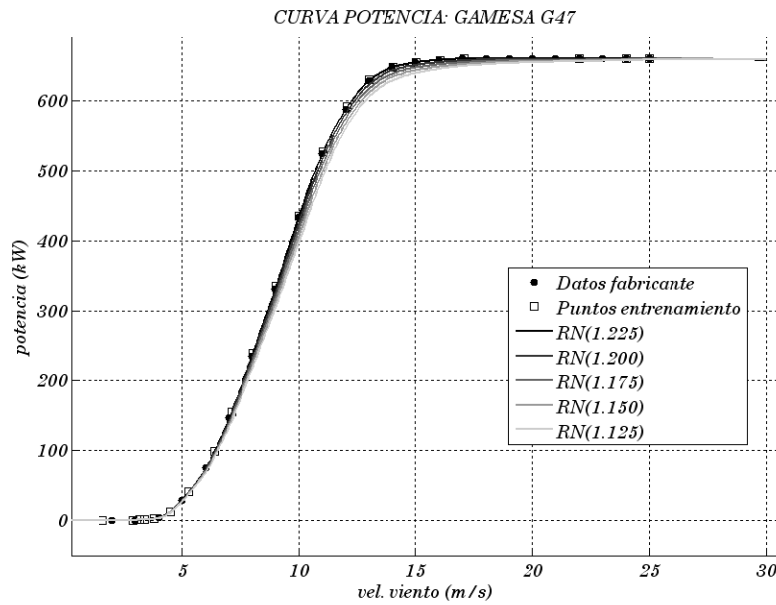
Figura 1. Curva de potencia Aerogenerador G47-660 kW

| V  | 1.255 kg/m <sup>3</sup> | V     | 1.255 kg/m <sup>3</sup> |
|----|-------------------------|-------|-------------------------|
| 4  | 0                       | 12    | 630                     |
| 5  | 53                      | 13    | 670                     |
| 6  | 106                     | 14    | 690                     |
| 7  | 166                     | 15    | 696                     |
| 8  | 252                     | 16    | 699                     |
| 9  | 350                     | 17    | 700                     |
| 10 | 464                     | 18    | 700                     |
| 11 | 560                     | 19-25 | 700                     |

### I.3.2 Curva de potencia

|           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <i>nv</i> | 0      | 1.6    | 2.9    | 3.2    | 3.8    | 4.5    | 5.3    | 6      | 7      | 8      |
| <i>P</i>  | 0      | 0.8    | 1.2    | 1.6    | 2      | 13     | 45.11  | 105.44 | 165.33 | 254.22 |
| <i>nv</i> | 9      | 10     | 11     | 12     | 13     | 14     | 15     | 16     | 17     | 25     |
| <i>P</i>  | 352.00 | 462.00 | 560.00 | 627.56 | 668.44 | 688.00 | 695.11 | 698.67 | 700.44 | 701.00 |

En este caso se supone que la curva de potencia representa la potencia total a la salida de la máquina, es decir  $P_e + P_r$  en función del viento.

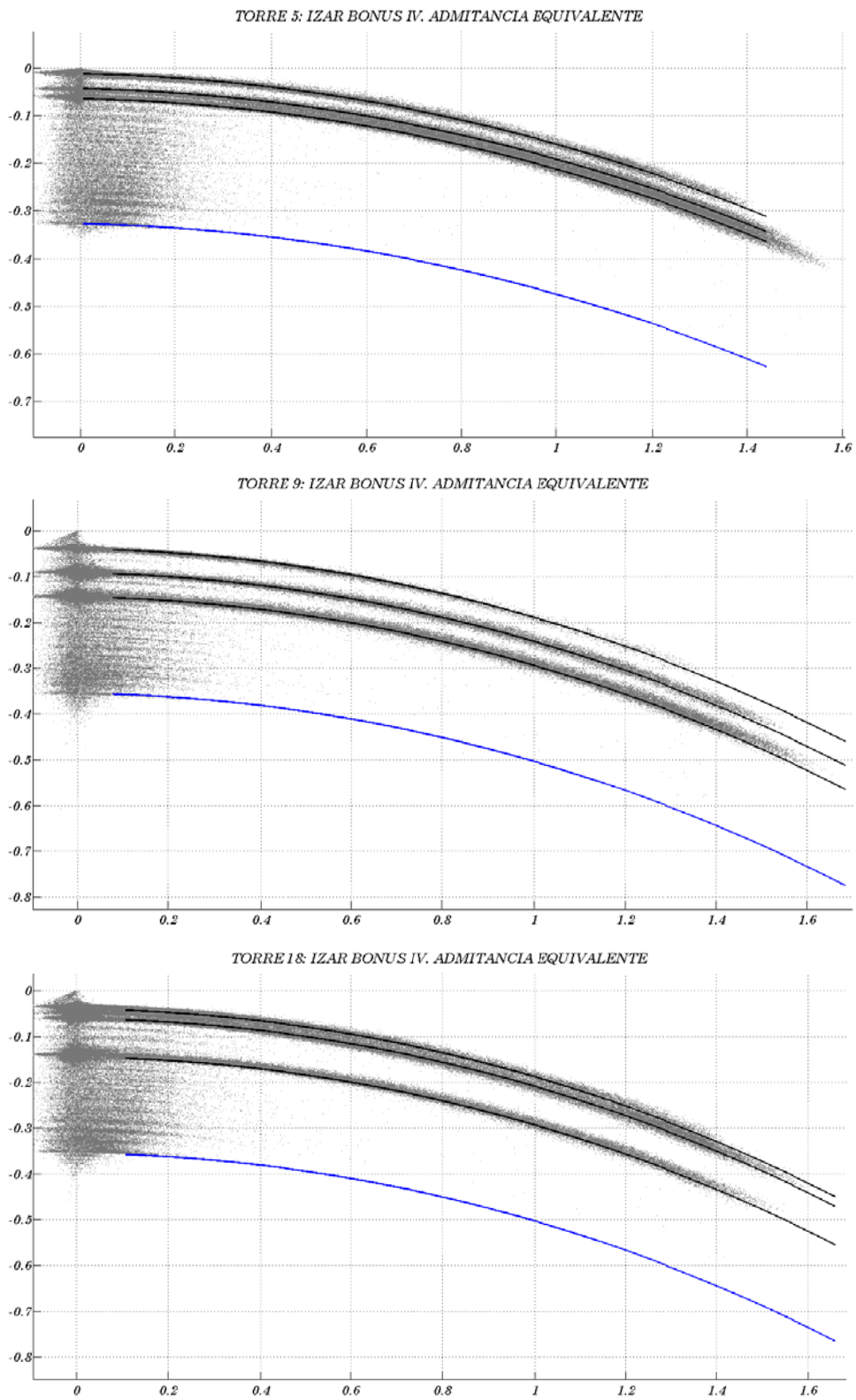


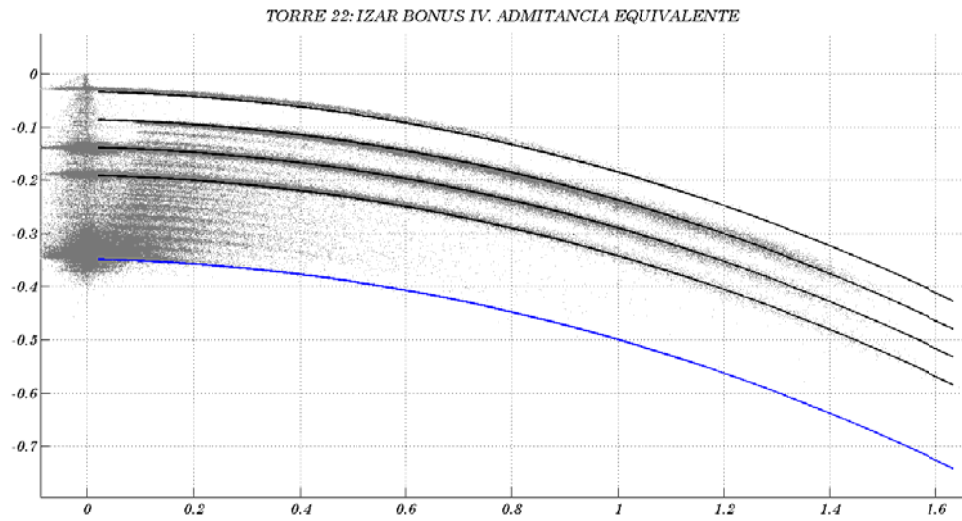
## I.4 Aerogenerador Izar bonus IV. Torres 5, 9, 18 y 22

### I.4.1 Especificaciones técnicas

| <b>ROTOR</b>                                                  |                             |
|---------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| <i>Tipo</i>                                                   | <i>Paso pala fijo</i>       |
| <i>Diámetro</i>                                               | <i>44</i>                   |
| <i>Área proyectada</i>                                        |                             |
| <i>Velocidad del rotor</i>                                    | <i>Fija</i>                 |
| <i>Regulación de potencia</i>                                 | <i>Entrada en pérdida</i>   |
| <i>Posición del rotor</i>                                     | <i>A barlovento</i>         |
| <b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN</b>                                 |                             |
| <i>Relación de multiplicación</i>                             |                             |
| <b>GENERADOR</b>                                              |                             |
| <i>Tipo</i>                                                   | <i>Asíncrono trifásico</i>  |
| <i>Potencia nominal</i>                                       | <i>600/120 kW</i>           |
| <i>Velocidad síncrona</i>                                     | <i>150 r.p.m.</i>           |
| <i>Tensión</i>                                                | <i>690</i>                  |
| <i>Frecuencia</i>                                             | <i>50</i>                   |
| <b>TORRE</b>                                                  |                             |
| <i>Tipo</i>                                                   | <i>Torre tubular cónica</i> |
| <i>Altura del buje</i>                                        |                             |
| <b>DATOS DE FUNCIONAMIENTO</b>                                |                             |
| <i>Velocidad del viento a la entrada en servicio</i>          | <i>3.5 m/s</i>              |
| <i>Potencia nominal</i>                                       | <i>15 m/s</i>               |
| <i>Velocidad del viento para la parada de emergencia</i>      | <i>25 m/s</i>               |
| <i>Máxima ráfaga de 2s</i>                                    | <i>55 m/s</i>               |
| <b>CURVA DE POTENCIA PARA DENSIDAD DE AIRE DE 1.225 KG/M3</b> |                             |
| <i>Temperatura ambiente 15°C</i>                              | <i>Presion 1.013mBar</i>    |
|                                                               |                             |

### I.4.2 Diagrama de admitancias aerogenerador





### I.4.3 Resumen resultados

Tabla I-10-7: Niveles de compensación detectados

|          | 75 | 100 | 125 | 135 | 140 | 150 |
|----------|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Torre 5  |    |     | X   | X   |     | X   |
| Torre 9  |    | X   | X   |     |     | X   |
| Torre 18 |    | X   |     |     | X   | X   |
| Torre 22 | X  | X   | X   |     |     | X   |

Tabla I-10-8: Parámetros aerogenerador Izar-Bonus IV

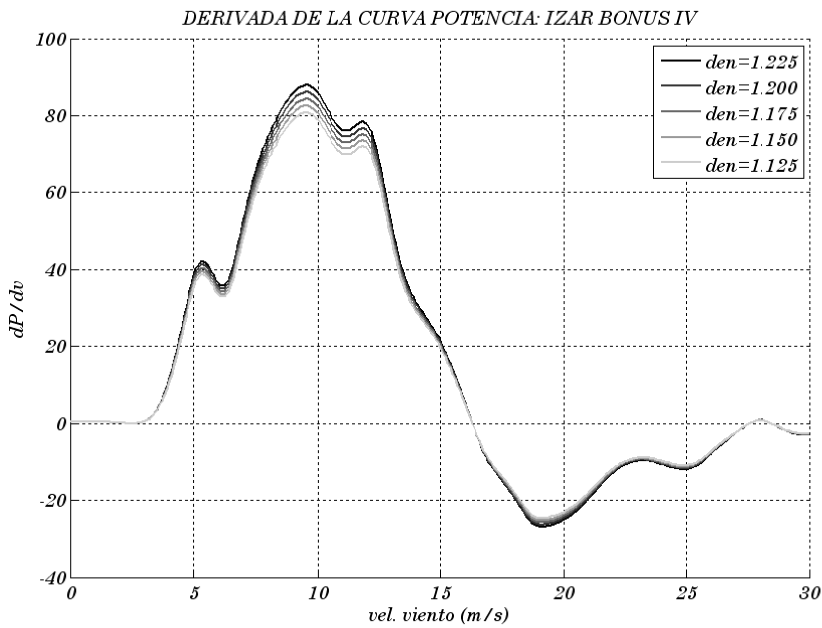
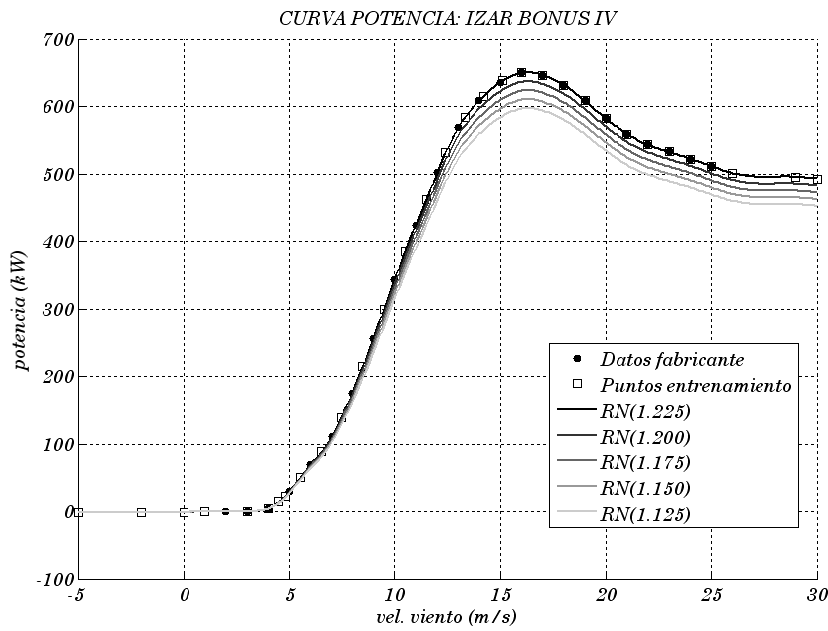
|          | $R_1(m\Omega)$ | $X_1(m\Omega)$ | $R_2(m\Omega)$ | $X_2(m\Omega)$ | $R_{Fe}(\Omega)$ | $X_m(\Omega)$ | $S_{max}$ |
|----------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|---------------|-----------|
| Torre 5  | 7.1408         | 65.0000        | 7.1277         | 56.3781        | 7.4853           | 3.0083        | -0.0117   |
| Torre 9  | 6.2503         | 64.0000        | 6.2300         | 63.2738        | 12.7419          | 2.7675        | -0.0106   |
| Torre 18 | 5.5419         | 62.0000        | 6.4438         | 68.3538        | 23.3724          | 2.7593        | -0.0116   |
| Torre 22 | 6.6096         | 68.0000        | 6.2303         | 55.7158        | 7.2504           | 2.8184        | -0.0107   |

Tabla I-10-9: Aproximación polinomial aerogenerador Izar-Bonus IV

|          | Torre 5     | Torre 9     | Torre 18    | Torre 22    |
|----------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| $a$      | -0.00054832 | -0.00080033 | -0.0008853  | -0.00064122 |
| $b$      | -0.00073083 | -0.00022614 | -0.00012997 | -0.00062107 |
| $c$      | -0.001943   | -0.002934   | -0.0031373  | -0.002258   |
| $d$      | -0.1248     | -0.13049    | -0.13333    | -0.1275     |
| $e$      | -0.02005    | -0.014883   | -0.010371   | -0.020326   |
| $f$      | -0.32635    | -0.35353    | -0.039478   | -0.34747    |
| Residuos | 4.0735e-005 | 7.1461e-005 | 6.5988e-005 | 5.7405e-005 |

### I.4.4 Curva de potencia

|           |       |       |       |       |         |        |        |       |        |       |
|-----------|-------|-------|-------|-------|---------|--------|--------|-------|--------|-------|
| <i>nv</i> | -5    | -3    | 1     | 2     | 2.5     | 3      | 4      | 5     | 6      | 7     |
| <i>P</i>  | -2    | -1    | -0.1  | 0     | 0.2     | 1.45   | 19.4   | 44.2  | 77     | 129.7 |
| <i>nv</i> | 8     | 9     | 10    | 11    | 12      | 13     | 14     | 15    | 16     | 17    |
| <i>P</i>  | 197.9 | 275.2 | 354.3 | 435.6 | 513.6   | 575.7  | 610    | 606.4 | 589.6  | 578.9 |
| <i>nv</i> | 17.5  | 18    | 19    | 20    | 21      | 22     | 23     | 25    | 30     |       |
| <i>P</i>  | 575.8 | 573   | 571.8 | 571.6 | 571.535 | 571.53 | 571.52 | 571.5 | 571.49 |       |



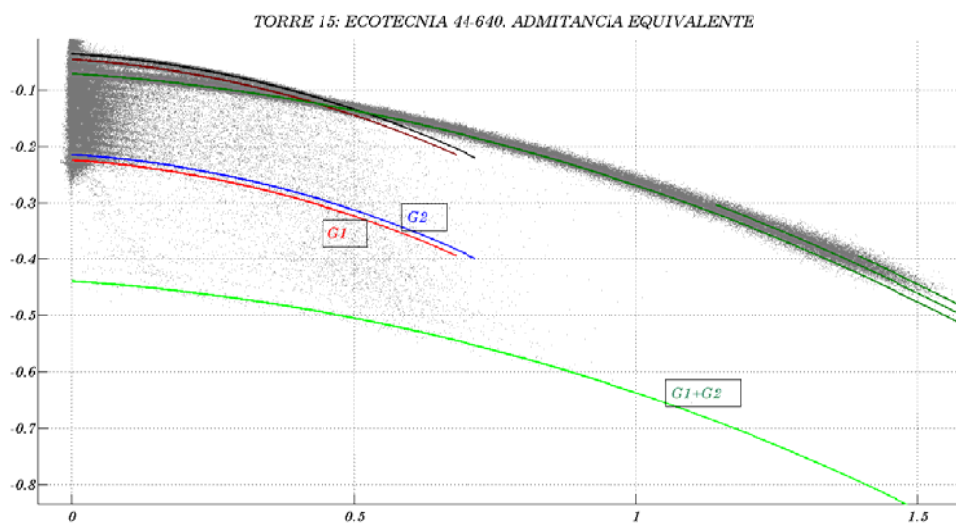
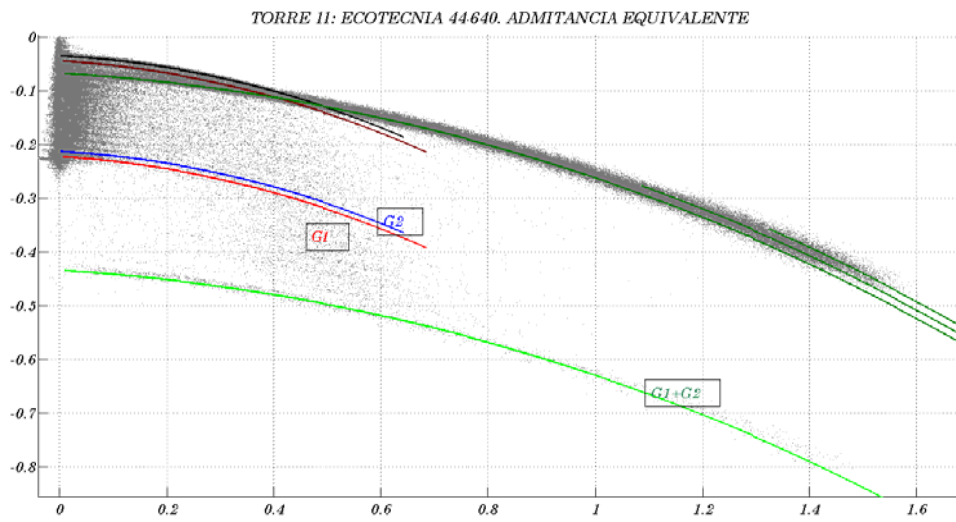
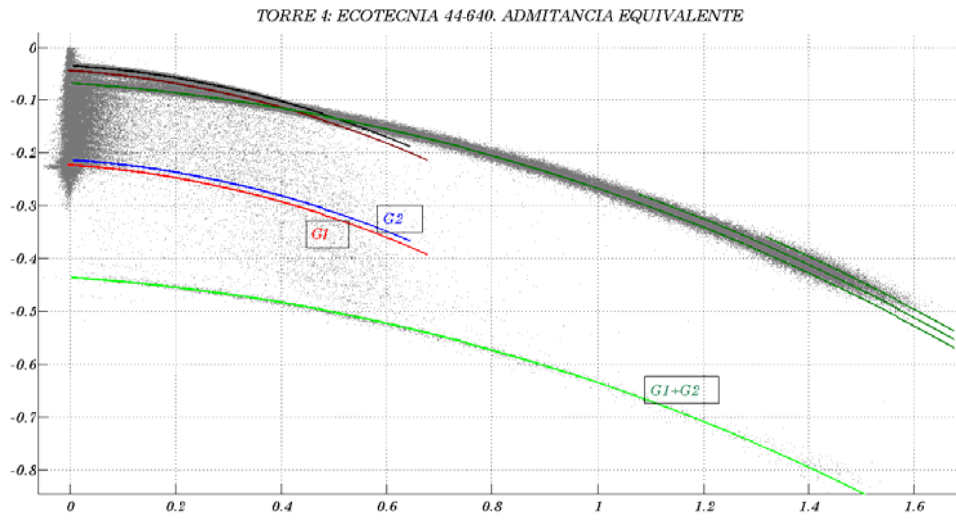


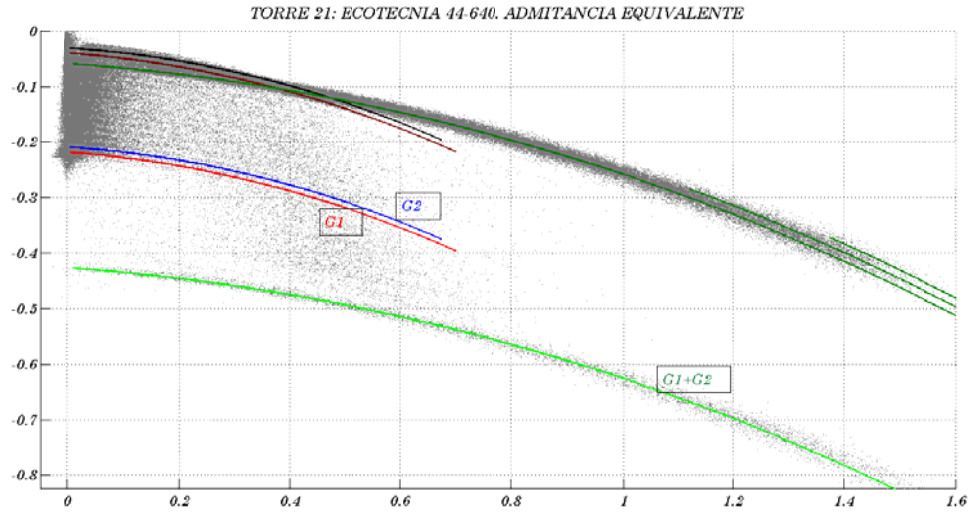
## I.5 Aerogenerador Ecotecnia 44-640. Torres 4, 11, 15 y 21

### I.5.1 Especificaciones técnicas

| <b>ROTOR</b>                                                             |                                                    |
|--------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| <i>Tipo</i>                                                              | <i>Paso fijo</i>                                   |
| <i>Diámetro</i>                                                          | <i>44 m</i>                                        |
| <i>Área proyectada</i>                                                   | <i>1520.5 m<sup>2</sup></i>                        |
| <i>Palas</i>                                                             | <i>3x19.1 m</i>                                    |
| <i>Velocidad del rotor</i>                                               | <i>26.9 r.p.m.</i>                                 |
| <i>Regulación de potencia</i>                                            | <i>Pérdida aerodinámica</i>                        |
| <i>Posición del rotor</i>                                                | <i>A barlovento</i>                                |
| <b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN</b>                                            |                                                    |
| <i>Relación de multiplicación</i>                                        | <i>55.76</i>                                       |
| <b>GENERADOR</b>                                                         |                                                    |
| <i>Tipo</i>                                                              | <i>2 generadores de inducción trifásicos (4 p)</i> |
| <i>Potencia nominal</i>                                                  | <i>2x320 kW</i>                                    |
| <i>Velocidad síncrona</i>                                                | <i>1500 r.p.m.</i>                                 |
| <i>Tensión</i>                                                           | <i>690V</i>                                        |
| <i>Frecuencia</i>                                                        | <i>50 Hz</i>                                       |
| <b>TORRE</b>                                                             |                                                    |
| <i>Tipo</i>                                                              | <i>Torre tubular cónica</i>                        |
| <i>Altura del buje</i>                                                   | <i>37</i>                                          |
| <b>DATOS DE FUNCIONAMIENTO</b>                                           |                                                    |
| <i>Velocidad del viento a la entrada en servicio</i>                     | <i>4 m/s</i>                                       |
| <i>Potencia nominal</i>                                                  | <i>16m/s</i>                                       |
| <i>Velocidad del viento para la parada de emergencia</i>                 | <i>25m/s</i>                                       |
| <i>Máxima ráfaga de 2s</i>                                               | <i>55 m/s</i>                                      |
| <b>CURVA DE POTENCIA PARA DENSIDAD DE AIRE DE 1.225 KG/M<sup>3</sup></b> |                                                    |
| <i>Temperatura ambiente 15°C</i>                                         | <i>Presion 1.013mBar</i>                           |
|                                                                          |                                                    |

### I.5.2 Diagrama de admitancias





I.5.3 Resumen resultados

Tabla I-10-10: Parámetros Aerogenerador Ecotecnia 44-640

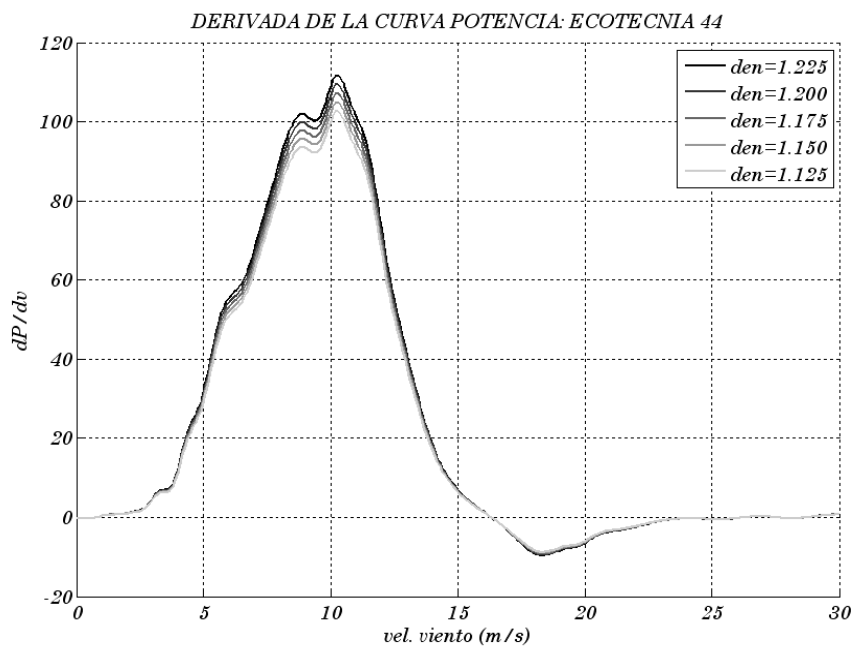
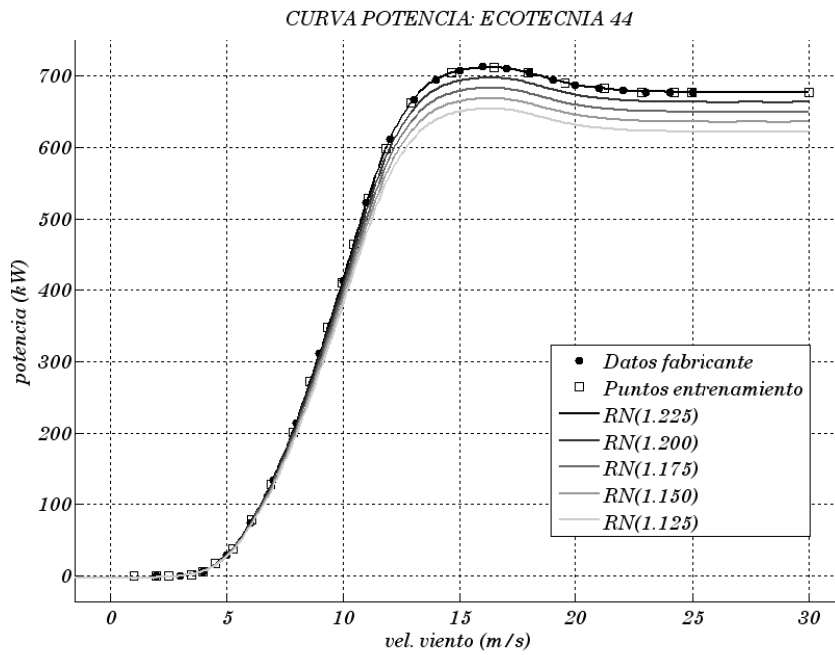
|          |    | $R_1 (m\Omega)$ | $X_1 (m\Omega)$ | $R_2 (m\Omega)$ | $X_2 (m\Omega)$ | $R_{Fe} (\Omega)$ | $X_m (\Omega)$ | $S_{max}$ |
|----------|----|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------|----------------|-----------|
| Torre 4  | G1 | 116.1475        | 120.0000        | 16.9558         | 122.7661        | 21.7219           | 4.5894         | -0.0078   |
|          | G2 | 120.2503        | 120.0000        | 15.8674         | 115.9200        | 16.3678           | 4.3943         | -0.0076   |
| Torre 11 | G1 | 92.7031         | 120.0000        | 16.6223         | 133.3788        | 19.0913           | 4.6048         | -0.0078   |
|          | G2 | 112.2659        | 120.0000        | 15.8927         | 120.3192        | 20.2243           | 4.4053         | -0.0074   |
| Torre 15 | G1 | 114.4964        | 120.0000        | 15.9079         | 118.0836        | 16.6745           | 4.5588         | -0.0076   |
|          | G2 | 116.1269        | 120.0000        | 15.8723         | 116.5239        | 17.9704           | 4.3502         | -0.0075   |
| Torre 21 | G1 | 128.6825        | 120.0000        | 16.2785         | 115.2654        | 19.7493           | 4.6984         | -0.0075   |
|          | G2 | 144.6627        | 120.0000        | 15.8747         | 103.4396        | 20.0022           | 4.4923         | -0.0073   |

Tabla I-10-11: Aproximación polinomial aerogenerador Ecotecnia 44-640

|          | $a$         | $b$         | $c$        | $d$      | $e$       | $f$      | Residuos    |
|----------|-------------|-------------|------------|----------|-----------|----------|-------------|
| Torre 4  |             |             |            |          |           |          |             |
| G1       | -0.0052415  | -0.015665   | -0.0088412 | -0.25825 | -0.063463 | -0.21279 | 1.0302e-007 |
| G2       | -0.0048339  | -0.014858   | -0.0092892 | -0.25255 | -0.070619 | -0.22218 | 1.075e-007  |
| T        | -0.00075946 | -0.00059824 | -0.0037012 | -0.12707 | -0.067214 | -0.43494 | 5.6443e-005 |
| Torre 11 |             |             |            |          |           |          |             |
| G1       | -0.0058864  | -0.017372   | -0.0084192 | -0.26796 | -0.055558 | -0.21214 | 1.2852e-007 |
| G2       | -0.0050678  | -0.0153     | -0.0088125 | -0.25606 | -0.064461 | -0.22147 | 9.5231e-008 |
| T        | -0.00084728 | -0.00053537 | -0.0038051 | -0.13019 | -0.060248 | -0.43362 | 6.3029e-005 |
| Torre 15 |             |             |            |          |           |          |             |
| G1       | -0.0048123  | -0.015018   | -0.0087911 | -0.25374 | -0.065937 | -0.21434 | 1.0836e-007 |
| G2       | -0.0048179  | -0.014833   | -0.0089979 | -0.25276 | -0.06803  | -0.22428 | 9.9446e-008 |
| T        | -0.00075025 | -0.0005129  | -0.0037113 | -0.12592 | -0.067109 | -0.43863 | 6.5688e-005 |
| Torre 21 |             |             |            |          |           |          |             |
| G1       | -0.0046986  | -0.014535   | -0.0088874 | -0.25111 | -0.068028 | -0.20804 | 9.0268e-008 |
| G2       | -0.004058   | -0.012919   | -0.0090947 | -0.24058 | -0.07653  | -0.21735 | 7.1793e-008 |
| T        | -0.00067821 | -0.00046659 | -0.0036517 | -0.12221 | -0.072458 | -0.42539 | 6.1514e-005 |

### I.5.4 Curva de potencia

|           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <i>nv</i> | -5     | -3     | 1      | 2      | 2.5    | 3.5    | 4      | 4.5    | 5.26   | 6.08   |
| <i>P</i>  | -2     | -1     | -0.1   | 0      | 0.2    | 1      | 4.6    | 15     | 34.20  | 70.84  |
| <i>nv</i> | 6.90   | 7.86   | 8.61   | 9.36   | 9.97   | 10.45  | 11.07  | 11.82  | 12.91  | 14.68  |
| <i>P</i>  | 114.81 | 180.76 | 244.27 | 312.67 | 368.85 | 416.71 | 475.34 | 537.40 | 595.70 | 633.34 |
| <i>nv</i> | 16.5   | 17.96  | 19.54  | 21.24  | 22.81  | 24.18  | 24.93  | 30     |        |        |
| <i>P</i>  | 640    | 632.67 | 620.46 | 613.13 | 608.24 | 608.23 | 608.22 | 608.21 |        |        |



## I.6 Made AE-46. Torres 6, 10, 17 y 23

### I.6.1 Especificaciones técnicas

| <b>ROTOR</b>                                                             |                                          |
|--------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|
| <i>Tipo</i>                                                              | <i>Paso pala fijo</i>                    |
| <i>Diámetro</i>                                                          | <i>46 m</i>                              |
| <i>Área proyectada</i>                                                   | <i>1662 m<sup>2</sup></i>                |
| <i>Palas</i>                                                             | <i>3x22 m</i>                            |
| <i>Velocidad del rotor</i>                                               | <i>fija</i>                              |
| <i>Regulación de potencia</i>                                            | <i>Entrada en pérdida</i>                |
| <i>Posición del rotor</i>                                                | <i>A barlovento</i>                      |
| <b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN</b>                                            |                                          |
| <i>Relación de multiplicación</i>                                        | <i>59.50</i>                             |
| <b>GENERADOR</b>                                                         |                                          |
| <i>Tipo</i>                                                              | <i>Asíncrono trifásico 2 velocidades</i> |
| <i>Potencia nominal</i>                                                  | <i>660 kW</i>                            |
| <i>Velocidad síncrona</i>                                                | <i>1500 r.p.m.</i>                       |
| <i>Tensión</i>                                                           | <i>690V</i>                              |
| <i>Frecuencia</i>                                                        | <i>50 Hz</i>                             |
| <b>TORRE</b>                                                             |                                          |
| <i>Tipo</i>                                                              | <i>Torre tubular cónica</i>              |
| <i>Altura del buje</i>                                                   | <i>50</i>                                |
| <b>DATOS DE FUNCIONAMIENTO</b>                                           |                                          |
| <i>Velocidad del viento a la entrada en servicio</i>                     | <i>4 m/s</i>                             |
| <i>Potencia nominal</i>                                                  | <i>16m/s</i>                             |
| <i>Velocidad del viento para la parada de emergencia</i>                 | <i>25m/s</i>                             |
| <i>Máxima ráfaga de 2s</i>                                               | <i>55 m/s</i>                            |
| <b>CURVA DE POTENCIA PARA DENSIDAD DE AIRE DE 1.225 KG/M<sup>3</sup></b> |                                          |
| <i>Temperatura ambiente 15°C</i>                                         | <i>Presion 1.013mBar</i>                 |

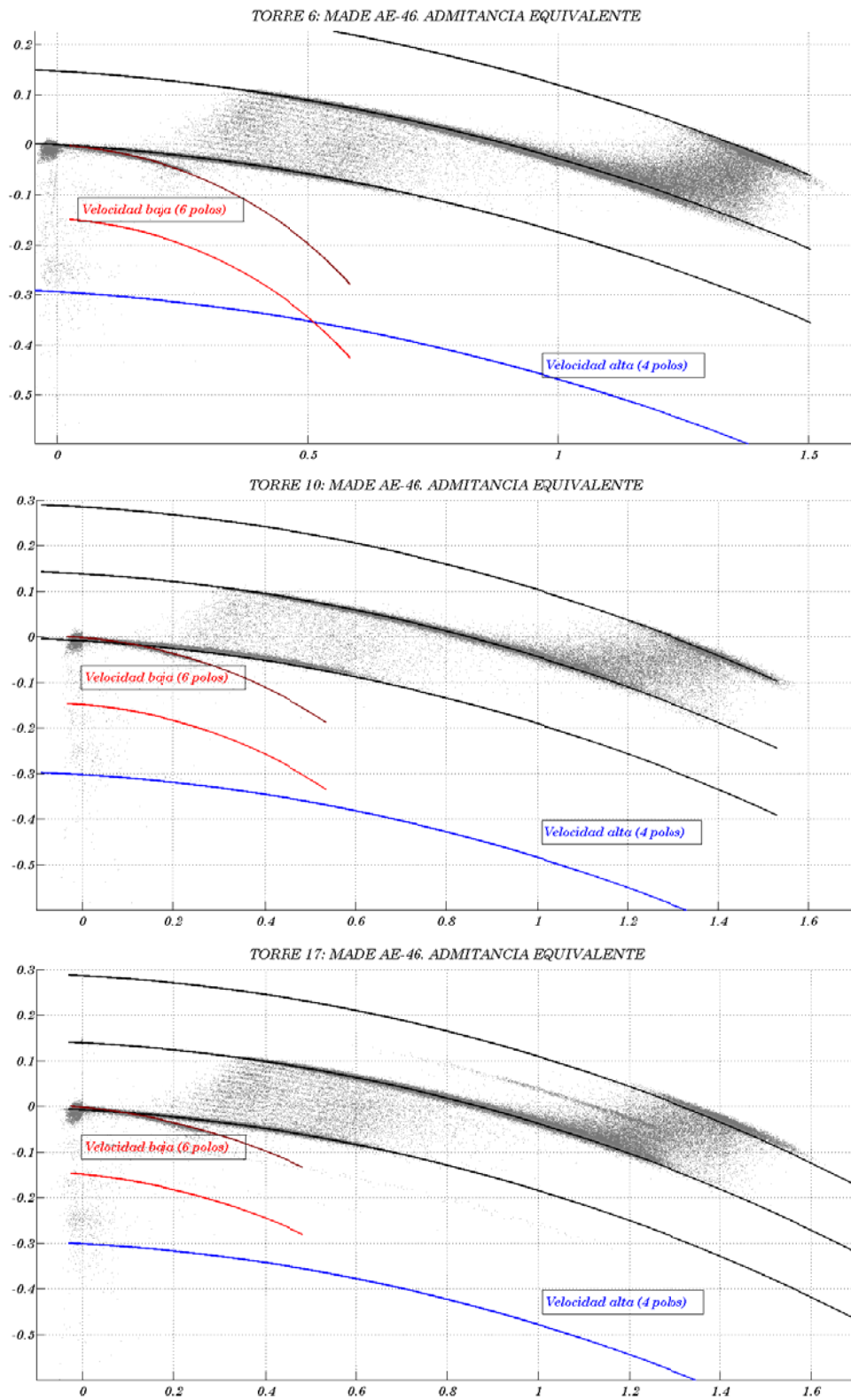
  

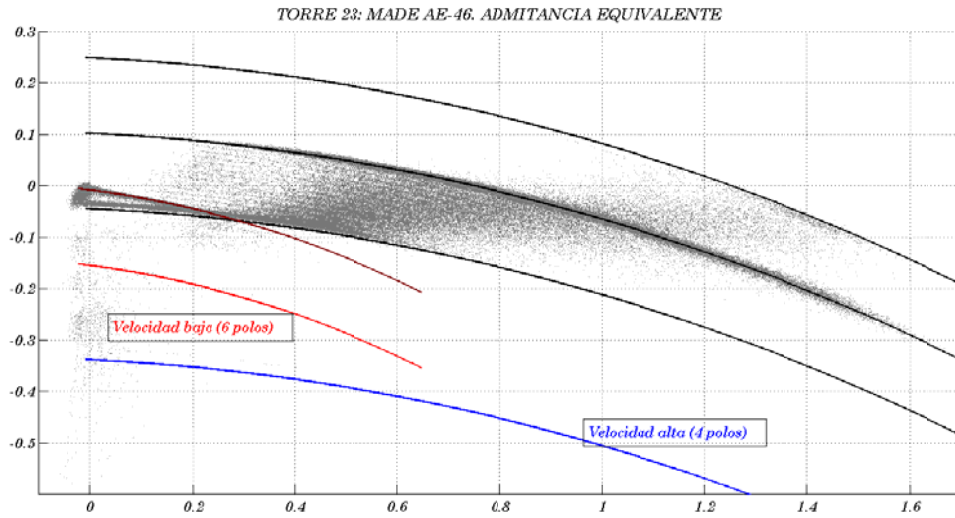
Figura 1. Curva de potencia AE-46/1

| <b>Tabla II. AE-46/1</b> |           |              |           |                         |              |
|--------------------------|-----------|--------------|-----------|-------------------------|--------------|
| <b>Curva de potencia</b> |           |              |           | <b>Producción anual</b> |              |
| Viento (m/s)             | Pot. (kW) | Viento (m/s) | Pot. (kW) | Viento (m/s)            | Prod. (kW-h) |
| 4                        | 14        | 15           | 660       | 6                       | 1253.170     |
| 5                        | 46        | 16           | 656       | 7                       | 1750.860     |
| 6                        | 87        | 17           | 638       | 8                       | 2.218.990    |
| 7                        | 129       | 18           | 622       | 9                       | 2.626.720    |
| 8                        | 215       | 19           | 603       | 10                      | 2.957.650    |
| 9                        | 312       | 20           | 591       |                         |              |
| 10                       | 415       | 21           | 579       |                         |              |
| 11                       | 507       | 22           | 569       |                         |              |
| 12                       | 573       | 23           | 567       |                         |              |
| 13                       | 620       | 24           | 567       |                         |              |
| 14                       | 653       | 25           | 570       |                         |              |

Calculado con Weibull, K = 2

### I.6.2 Diagrama de admitancias aerogenerador





### I.6.3 Resumen parámetros

Tabla I-10-12: Parámetros aerogenerador MADE AE-46

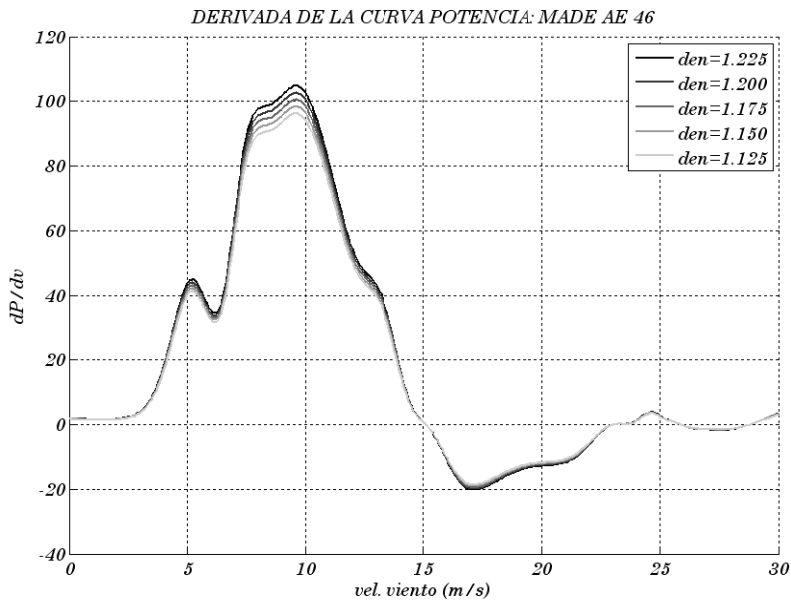
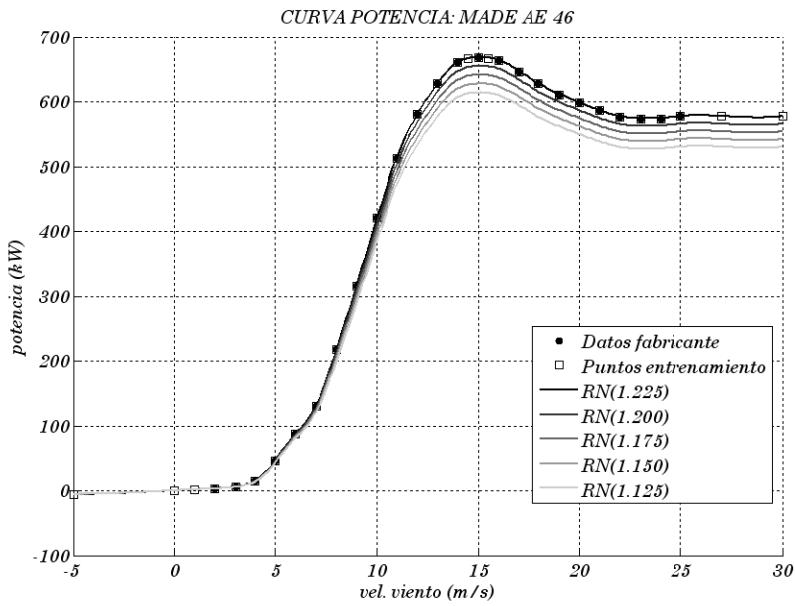
|                 | $R_1 (m\Omega)$ | $X_1 (m\Omega)$ | $R_2 (m\Omega)$ | $X_2 (m\Omega)$ | $R_{Fe} (\Omega)$ | $X_m (\Omega)$ | $S_{max}$ |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------|----------------|-----------|
| <b>Torre 6</b>  |                 |                 |                 |                 |                   |                |           |
| 4P              | 49.7004         | 56.0000         | 8.1206          | 49.7606         | 3.0668            | 3.4169         | -0.0143   |
| 6P              | 100.2171        | 250.0000        | 16.0998         | 304.0987        | 29.2569           | 6.5620         | -0.0053   |
| <b>Torre 10</b> |                 |                 |                 |                 |                   |                |           |
| 4P              | 60.8867         | 55.0000         | 8.7162          | 56.4586         | 4.9733            | 3.2846         | -0.0134   |
| 6P              | 183.5771        | 260.0000        | 18.0281         | 146.6029        | 11.4666           | 6.5622         | -0.0067   |
| <b>Torre 17</b> |                 |                 |                 |                 |                   |                |           |
| 4P              | 53.5443         | 50.0000         | 7.2732          | 64.0383         | 6.1195            | 3.2956         | -0.0099   |
| 6P              | 306.7561        | 260.0000        | 21.8586         | 40.0862         | 14.9045           | 6.5203         | -0.0075   |
| <b>Torre 23</b> |                 |                 |                 |                 |                   |                |           |
| 4P              | 43.1057         | 53.0000         | 7.2429          | 59.4320         | 7.0991            | 2.9179         | -0.0126   |
| 6P              | 366.9781        | 100.0000        | 18.7319         | 113.7877        | 15.0880           | 6.4411         | -0.0054   |

Tabla I-10-13: Aproximación polinomial aerogenerador MADE AE-46

| $a$             | $b$         | $c$        | $d$      | $e$       | $f$        | Residuos    |
|-----------------|-------------|------------|----------|-----------|------------|-------------|
| <b>Torre 6</b>  |             |            |          |           |            |             |
| -0.00023675     | -0.0011376  | -0.0016874 | -0.11133 | -0.06261  | 0.00078736 | 1.3083e-005 |
| -0.23108        | -0.13588    | -0.050652  | -0.59222 | -0.052943 | -0.14721   | 4.4248e-007 |
| <b>Torre 10</b> |             |            |          |           |            |             |
| -0.00031144     | -0.0012633  | -0.0019167 | -0.11742 | -0.06081  | -0.30188   | 8.0836e-006 |
| -0.051465       | -0.080376   | -0.033489  | -0.44338 | -0.083468 | -0.14783   | 2.8655e-007 |
| <b>Torre 17</b> |             |            |          |           |            |             |
| -0.00046476     | -0.00083548 | -0.0023672 | -0.11896 | -0.05437  | -0.30074   | 3.4397e-005 |
| -0.01549        | -0.036525   | -0.022603  | -0.33493 | -0.10067  | -0.14801   | 6.0283e-008 |
| <b>Torre 23</b> |             |            |          |           |            |             |
| -0.00041151     | -0.00082992 | -0.002061  | -0.117   | -0.047101 | -0.33789   | 2.7594e-005 |
| -0.0047993      | -0.01651    | -0.016618  | -0.25229 | -0.13256  | -0.154     | 3.7589e-009 |

### I.6.4 Curva de potencia

|           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <i>nv</i> | -5     | 0      | 1      | 2      | 3      | 4.00   | 5.00   | 6.00   | 7.00   | 8.00   |
| <i>P</i>  | -6     | 0      | 1.5    | 3      | 6      | 14.00  | 46.00  | 87.00  | 129.00 | 215.00 |
| <i>nv</i> | 9.00   | 10.00  | 11.00  | 12.00  | 13.00  | 14.00  | 14.5   | 15.00  | 15     | 15.5   |
| <i>P</i>  | 312.00 | 415.00 | 507.00 | 573.00 | 620.00 | 653.00 | 658    | 660.00 | 660    | 659    |
| <i>nv</i> | 16.00  | 17.00  | 18.00  | 19.00  | 20.00  | 21.00  | 22.00  | 23.00  | 24.00  | 25.00  |
| <i>P</i>  | 656.00 | 638.00 | 621.00 | 603.00 | 591.00 | 579.00 | 569.00 | 567.00 | 567.00 | 570.00 |
| <i>nv</i> | 27     | 30.00  |        |        |        |        |        |        |        |        |
| <i>P</i>  | 570.02 | 570.05 |        |        |        |        |        |        |        |        |



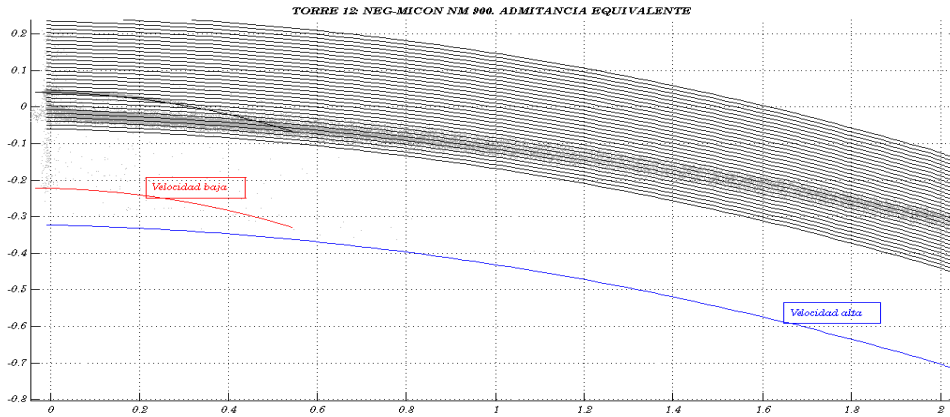


## I.7 Aerogenerador Neg-Micon NM900. Torre 12

### I.7.1 Especificaciones técnicas

| <i>ROTOR</i>                                                  |                          |
|---------------------------------------------------------------|--------------------------|
| <i>Tipo</i>                                                   |                          |
| <i>Diámetro</i>                                               |                          |
| <i>Área proyectada</i>                                        |                          |
| <i>Velocidad del rotor</i>                                    |                          |
| <i>Regulación de potencia</i>                                 |                          |
| <i>Inclinación del rotor</i>                                  |                          |
| <i>SISTEMA DE TRANSMISIÓN</i>                                 |                          |
| <i>Relación de multiplicación</i>                             |                          |
| <i>GENERADOR</i>                                              |                          |
| <i>Tipo</i>                                                   |                          |
| <i>Potencia nominal</i>                                       |                          |
| <i>Velocidad síncrona</i>                                     |                          |
| <i>Tensión</i>                                                |                          |
| <i>Frecuencia</i>                                             |                          |
| <i>Designación del generador</i>                              |                          |
| <i>Fabricante del generador</i>                               |                          |
| <i>CONTROLADOR</i>                                            |                          |
| <i>Tipo</i>                                                   |                          |
| <i>Designación</i>                                            |                          |
| <i>TORRE</i>                                                  |                          |
| <i>Tipo</i>                                                   |                          |
| <i>Altura del buje</i>                                        |                          |
| <i>DATOS DE FUNCIONAMIENTO</i>                                |                          |
| <i>Velocidad del viento a la entrada en servicio</i>          |                          |
| <i>Potencia nominal</i>                                       |                          |
| <i>Velocidad del viento para la parada de emergencia</i>      |                          |
| <i>Máxima ráfaga de 2s</i>                                    |                          |
| <i>CURVA DE POTENCIA PARA DENSIDAD DE AIRE DE 1.225 KG/M3</i> |                          |
| <i>Temperatura ambiente 15°C</i>                              | <i>Presion 1.013mBar</i> |
|                                                               |                          |

### I.7.2 Diagrama de admitancias



### I.7.3 Resumen resultados

Tabla I-10-14: Parámetros aerogenerador NEG-MICON NM 900

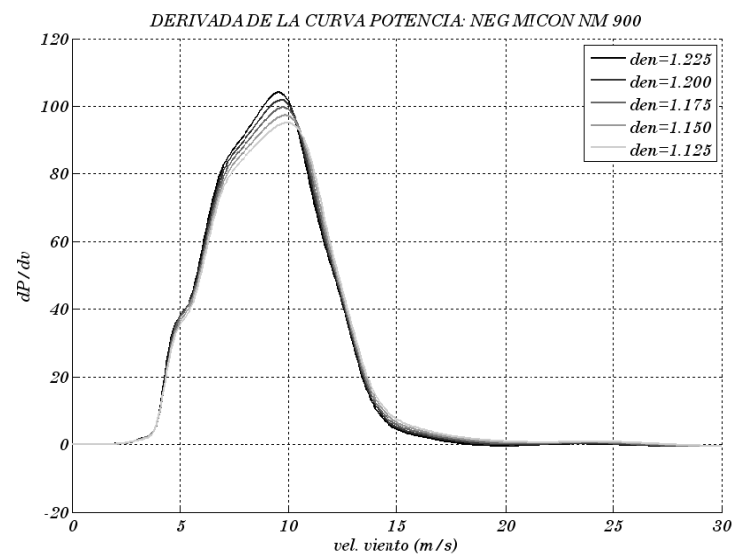
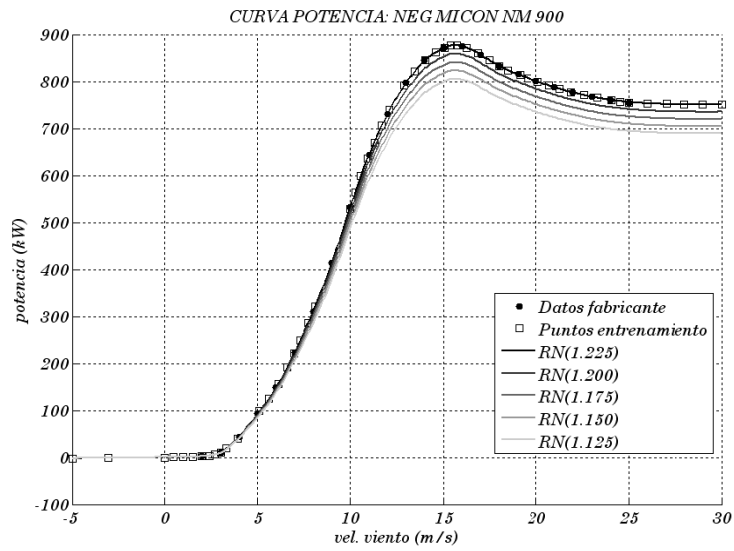
|    | $R_1(m\Omega)$ | $X_1(m\Omega)$ | $R_2(m\Omega)$ | $X_2(m\Omega)$ | $R_{Fe}(\Omega)$ | $X_m(\Omega)$ | $S_{max}$ |
|----|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|---------------|-----------|
| 4P | 43.6129        | 46.0000        | 5.1201         | 28.5141        | 24.2087          | 3.0594        | -1.0885   |
| 6P | 47.7638        | 150.0000       | 12.8449        | 124.6110       | 23.4609          | 4.3551        | -0.0081   |

Tabla I-10-15: Aproximación polinomial aerogenerador NEG-MICON NM900

|    | $a$         | $b$        | $c$         | $d$       | $e$       | $f$      | Residuo   |
|----|-------------|------------|-------------|-----------|-----------|----------|-----------|
| 4P | -5.3022e-05 | -.00033089 | -0.00051799 | -0.076831 | -0.031168 | -0.32214 | 3.2897e-6 |
| 6P | -0.0096454  | -0.019353  | -0.0069368  | -0.2899   | -0.033229 | -0.22223 | 2.2992e-6 |

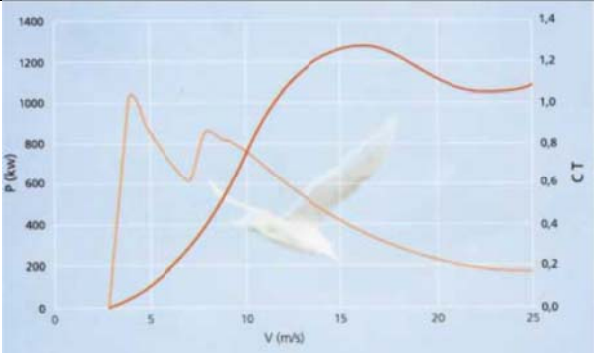
I.7.4 Curva de potencia

|           |       |       |       |       |       |       |       |       |       |        |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| <i>nv</i> | -5    | -3    | 0.00  | 0.5   | 1     | 1.5   | 2     | 2.4   | 2.70  | 3      |
| <i>P</i>  | -2    | -1.5  | 0     | 0.2   | .5    | 1.2   | 2.2   | 3.7   | 6.41  | 10.038 |
| <i>nv</i> | 3.31  | 3.90  | 5.11  | 5.62  | 6.12  | 6.59  | 6.97  | 7.31  | 7.73  | 8.11   |
| <i>P</i>  | 18.67 | 40    | 98.4  | 125   | 157   | 192   | 221   | 250   | 286.5 | 321    |
| <i>nv</i> | 9.97  | 10.26 | 10.56 | 10.94 | 11.28 | 11.70 | 12.12 | 12.92 | 13.47 | 14.02  |
| <i>P</i>  | 529   | 564.1 | 599   | 637   | 670.1 | 707.4 | 740   | 792   | 821   | 846    |
| <i>nv</i> | 14.61 | 15.08 | 15.4  | 15.4  | 15.71 | 16.26 | 16.85 | 17.44 | 17.99 | 18.45  |
| <i>P</i>  | 862   | 872   | 876   | 876   | 876   | 872   | 860   | 846   | 833   | 824    |
| <i>nv</i> | 19.09 | 19.55 | 20.11 | 20.73 | 21.28 | 21.88 | 22.59 | 23.31 | 24.03 | 24.5   |
| <i>P</i>  | 814   | 807   | 799.4 | 791   | 784   | 777.5 | 771   | 766   | 760.6 | 757.3  |
| <i>nv</i> | 25    | 26    | 27    | 28    | 29    | 30    |       |       |       |        |
| <i>P</i>  | 755   | 753   | 752   | 750.9 | 750.4 | 750   |       |       |       |        |

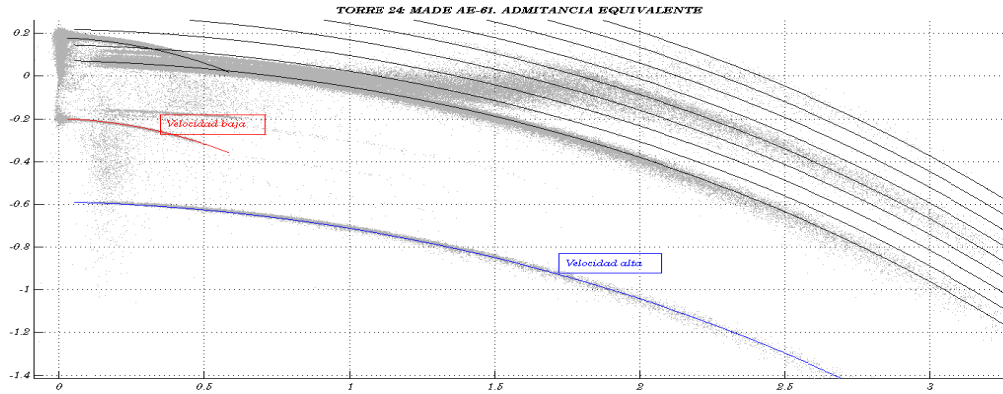


## I.8 Aerogenerador Made AE-61. Torre 24.

### I.8.1 Especificaciones técnicas

| <b>ROTOR</b>                                                                         |                                 |
|--------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| Tipo                                                                                 | Paso de pala fijo               |
| Diámetro                                                                             | 61                              |
| Área proyectada                                                                      | 2922.5                          |
| Velocidad del rotor                                                                  | 18.8-12.5                       |
| Control de potencia                                                                  | Entrada en pérdida              |
| Inclinación del rotor                                                                | 5°                              |
| <b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN</b>                                                        |                                 |
| Relación de multiplicación                                                           | 80.8                            |
| <b>GENERADOR</b>                                                                     |                                 |
| Tipo                                                                                 | Asíncrono trifásico 4 y 6 polos |
| Potencia nominal                                                                     | 1320 kW                         |
| Velocidad síncrona                                                                   | 1500 r.p.m.                     |
| Tensión                                                                              | 690 V                           |
| Frecuencia                                                                           | 50 Hz                           |
| <b>TORRE</b>                                                                         |                                 |
| Tipo                                                                                 | Tronco-cónica de acero soldado  |
| Altura del buje                                                                      | 58.5                            |
| <b>DATOS DE FUNCIONAMIENTO</b>                                                       |                                 |
| Velocidad del viento a la entrada en servicio                                        | 3.5 m/s                         |
| Potencia nominal                                                                     | 16 m/s                          |
| Velocidad del viento para la parada de emergencia                                    | 25 m/s                          |
| Máxima ráfaga de 2s                                                                  | 55 m/s                          |
| <b>CURVA DE POTENCIA PARA DENSIDAD DE AIRE DE 1.225 KG/M3</b>                        |                                 |
| Temperatura ambiente 15°C                                                            | Presion 1.013mBar               |
|  |                                 |

### I.8.2 Diagrama de admitancias



### I.8.3 Resumen de parámetros

Tabla I-10-16: Parámetros aerogenerador MADE AE-61

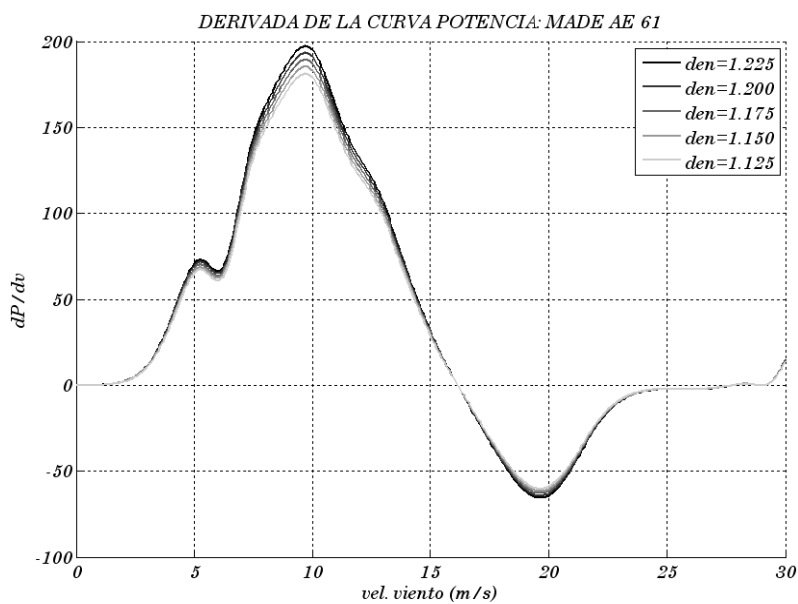
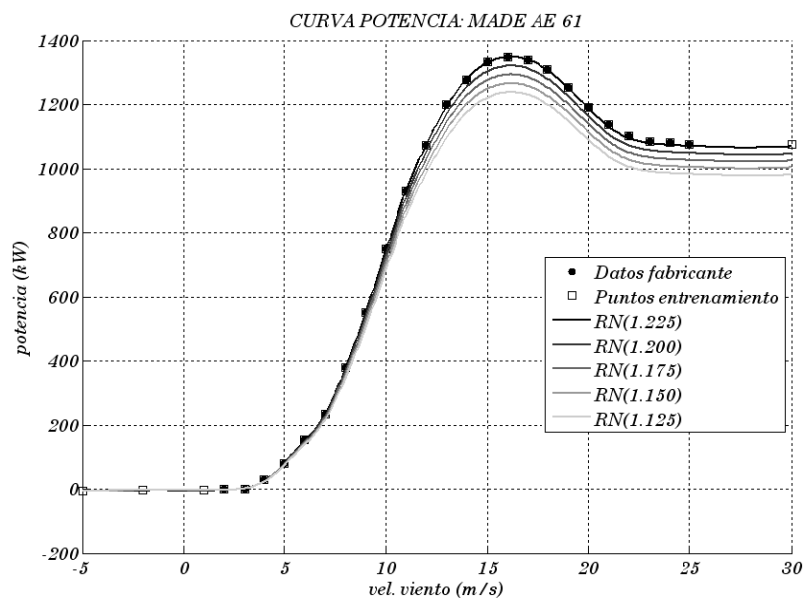
|          | $R_1(m\Omega)$ | $X_1(m\Omega)$ | $R_2(m\Omega)$ | $X_2(m\Omega)$ | $R_{fe}(\Omega)$ | $X_m(\Omega)$ | $Smax$  |
|----------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|---------------|---------|
| Torre 24 |                |                |                |                |                  |               |         |
| 4P       | 18.0545        | 65.0000        | 5.0698         | 24.2909        | 7.5996           | 1.6372        | -0.0163 |
| 6P       | 57.7638        | 180.0000       | 12.8449        | 174.6110       | 23.4609          | 4.8763        | -0.0089 |

Tabla I-10-17: Aproximación polinomial aerogenerador MADE AE-61

|          | $a$         | $b$       | $c$        | $D$       | $e$       | $f$      | Residuos    |
|----------|-------------|-----------|------------|-----------|-----------|----------|-------------|
| Torre 24 |             |           |            |           |           |          |             |
| 4P       | -0.00049986 | 0.0019199 | -0.0068697 | -0.087708 | -0.031547 | -0.58766 | 0.0027447   |
| 6P       | -0.054661   | -0.010511 | -0.02777   | -0.37382  | -0.039736 | -0.19812 | 1.1968e-005 |

### I.8.4 Curva de potencia

|           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <i>nv</i> | -5     | -2     | 1      | 2      | 3.0    | 4.0    | 5.0    | 6.0    | 7.0    | 8.0    |
| <i>P</i>  | -5     | -4     | -2     | -1     | 0.0    | 28.0   | 79.0   | 150.0  | 229.0  | 372.0  |
| <i>nv</i> | 9.0    | 10.0   | 11.0   | 12.0   | 13.0   | 14.0   | 15.0   | 16.0   | 16.0   | 17.0   |
| <i>P</i>  | 540.0  | 733.0  | 911.0  | 1050.0 | 1175.0 | 1252.0 | 1307.0 | 1320.0 | 1320.0 | 1313.0 |
| <i>nv</i> | 18.0   | 19.0   | 20.0   | 21.0   | 22.0   | 23.0   | 24.0   | 25.0   | 30     |        |
| <i>P</i>  | 1282.0 | 1228.0 | 1175.0 | 1114.0 | 1079.0 | 1063.0 | 1058.0 | 1055.0 | 1054.0 |        |



## I.9 Aerogenerador Made AE-52. Torre 16

### I.9.1 Especificaciones técnicas

| <b>ROTOR</b>                                                                         |                                                                      |
|--------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| <i>Diámetro</i>                                                                      | <i>52</i>                                                            |
| <i>Área proyectada</i>                                                               | <i>2123.7</i>                                                        |
| <i>Velocidad del rotor</i>                                                           | <i>12.8 a 25.71</i>                                                  |
| <i>Regulación de potencia</i>                                                        | <i>Por cambio de paso y velocidad<br/>100% variable</i>              |
| <i>Inclinación del rotor</i>                                                         | <i>5°</i>                                                            |
| <b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN</b>                                                        |                                                                      |
| <i>Relación de multiplicación</i>                                                    | <i>1:58.344</i>                                                      |
| <b>GENERADOR</b>                                                                     |                                                                      |
| <i>Tipo</i>                                                                          | <i>Sincrono trifásico de cuatro polos</i>                            |
| <i>Potencia nominal</i>                                                              | <i>800</i>                                                           |
| <i>Velocidad síncrona</i>                                                            | <i>1500</i>                                                          |
| <i>Tensión</i>                                                                       | <i>1000</i>                                                          |
| <i>Frecuencia</i>                                                                    | <i>50+-2%</i>                                                        |
| <b>CONTROLADOR</b>                                                                   |                                                                      |
| <i>Tipo</i>                                                                          | <i>Rectificador de diodos, chopper<br/>elevador. Inversor IGCT's</i> |
| <b>TORRE</b>                                                                         |                                                                      |
| <i>Tipo</i>                                                                          | <i>Tubular</i>                                                       |
| <i>Altura del buje</i>                                                               | <i>50</i>                                                            |
| <b>DATOS DE FUNCIONAMIENTO</b>                                                       |                                                                      |
| <i>Velocidad del viento a la entrada en servicio</i>                                 | <i>3.5 m/s</i>                                                       |
| <i>Potencia nominal</i>                                                              | <i>16 m/s</i>                                                        |
| <i>Velocidad del viento para la parada de emergencia</i>                             | <i>25 m/s</i>                                                        |
| <i>Máxima ráfaga de 2s</i>                                                           | <i>55 m/s</i>                                                        |
| <b>CURVA DE POTENCIA PARA DENSIDAD DE AIRE DE 1.225 KG/M3</b>                        |                                                                      |
| <i>Temperatura ambiente 15°C</i>                                                     | <i>Presion 1.013mBar</i>                                             |
|  |                                                                      |

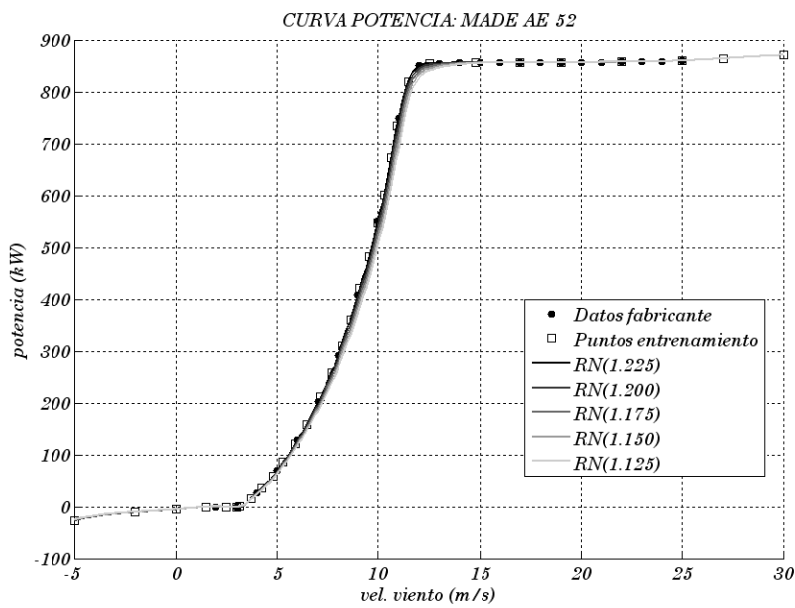
### I.9.2 Resumen parámetros

**Tabla I-10-18: Aproximación polinomial aerogenerador MADE AE-52**

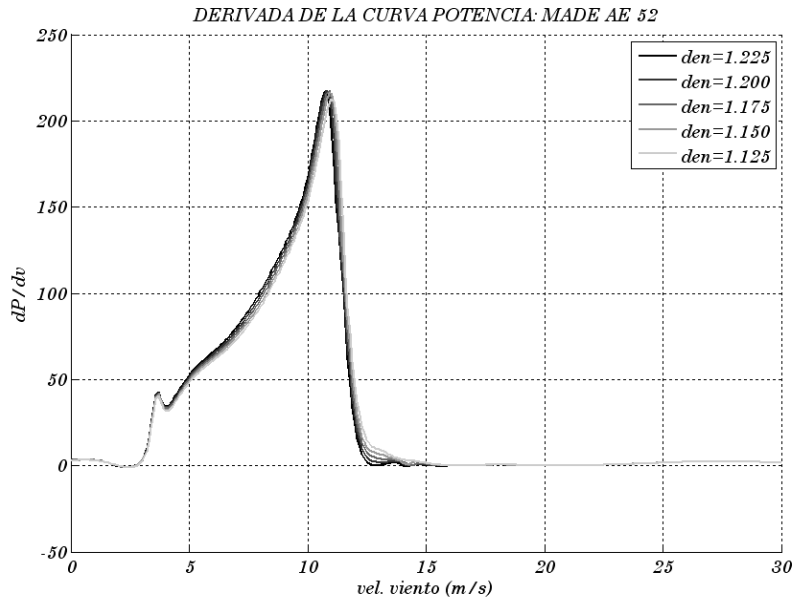
|                 | <i>a</i>  | <i>b</i> | <i>c</i> | <i>D</i>  | <i>e</i> | <i>f</i>   | Residuos |
|-----------------|-----------|----------|----------|-----------|----------|------------|----------|
| <i>Torre 16</i> |           |          |          |           |          |            |          |
| <i>C1</i>       | -0.058178 | 0.052237 | 0.054952 | -0.061404 | 0.062608 | -0.0085825 | 0.51287  |
| <i>C2</i>       | 0.18989   | -0.44379 | 0.37981  | -0.13938  | 0.05495  | -0.010323  | 0.57755  |

### I.9.3 Curva de potencia

|           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <i>nv</i> | -5     | -2     | 0.00   | 1.5    | 2.5    | 3      | 3.18   | 3.74   | 4.25   | 4.81   |
| <i>P</i>  | -5     | -2     | -0.2   | -0.1   | -0.05  | 0.00   | 0.01   | 16.77  | 33.54  | 54.51  |
| <i>nv</i> | 5.29   | 5.88   | 6.44   | 7.11   | 7.67   | 8.19   | 8.66   | 9.10   | 9.58   | 9.98   |
| <i>P</i>  | 79.66  | 113.21 | 146.75 | 197.06 | 241.09 | 289.31 | 335.43 | 392.03 | 448.64 | 509.43 |
| <i>nv</i> | 10.29  | 10.65  | 10.93  | 11.49  | 12.5   | 14.80  | 17     | 19     | 22     | 25.00  |
| <i>P</i>  | 559.75 | 626.83 | 683.44 | 763.10 | 795    | 796.7  | 796.7  | 797.3  | 797.71 | 800    |









## Apéndice II. Análisis del viento en el parque eólico de Sotavento utilizando WAsP.

---

---

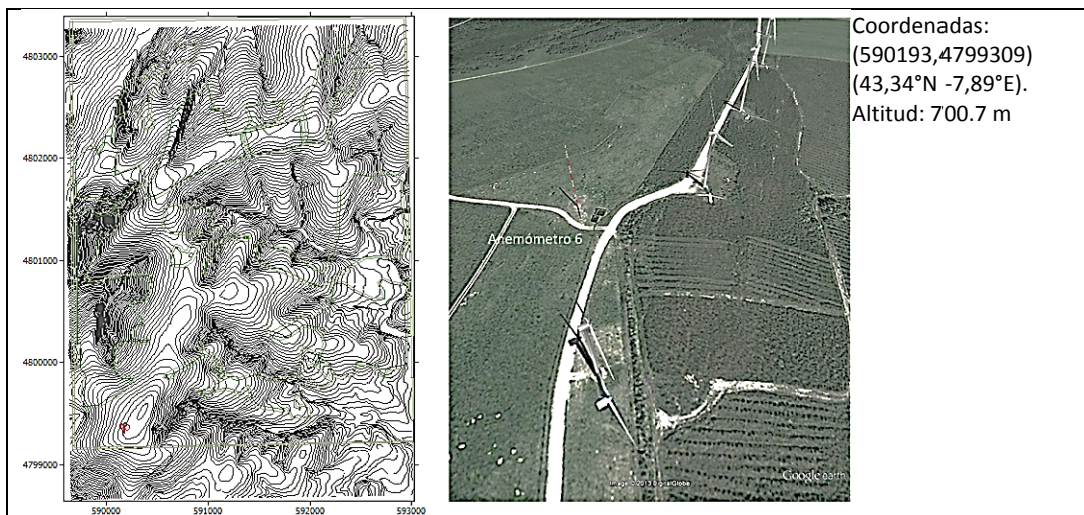
WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Programmes) es una herramienta pensada para intentar predecir una buena disposición de los aerogeneradores dentro del parque en fase de diseño. Los módulos de cálculo tanto de orografía como de sombras de torre ofrecen unos resultados suficientemente fiables en el caso de terrenos con orografías moderadas. En este caso se ha utilizado el programa para determinar la influencia de la orografía del terreno tanto en el módulo como la dirección del viento así como la disminución del valor del viento en cada uno de los emplazamientos atendiendo a las estelas de unos aerogeneradores sobre los demás.

### II.1 Datos de partida para la simulación con WAsP

Para la realización del modelo del parque de Sotavento se ha utilizado los siguientes datos:

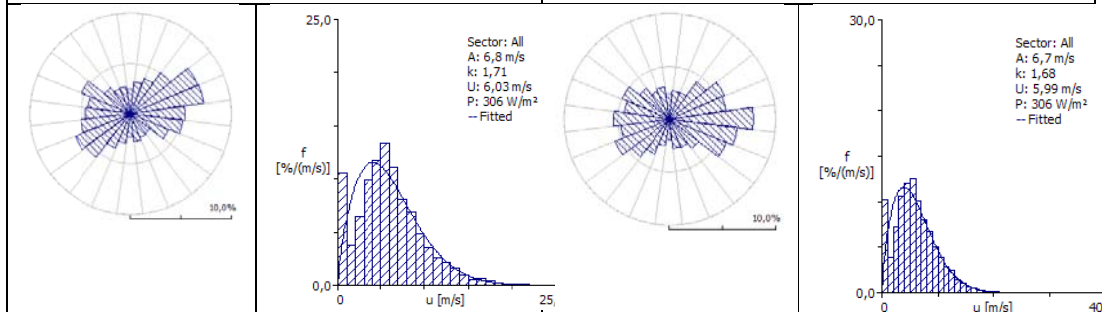
- Mapa topográfico de la zona.
- Histórico de medidas de viento en cada uno de los anemómetros incluidos en el parque. En este sentido, hay que tener en cuenta que el programa solo permite introducir los datos de una torre anemométrica, por lo que se ha realizado la simulación con cada uno de los anemómetros de forma independiente.
- Disposición y tipo de los aerogeneradores, definiendo, en los casos en los que no estaban incluidos en la biblioteca del programa, el modelo de los aerogeneradores considerando la curva de potencia y el coeficiente de empuje.
- Mapa de rugosidad establecido a partir de las ortoimágenes de Google Earth.

II.1.1 Estación meteorológica 6.



Anemómetro a 40 m

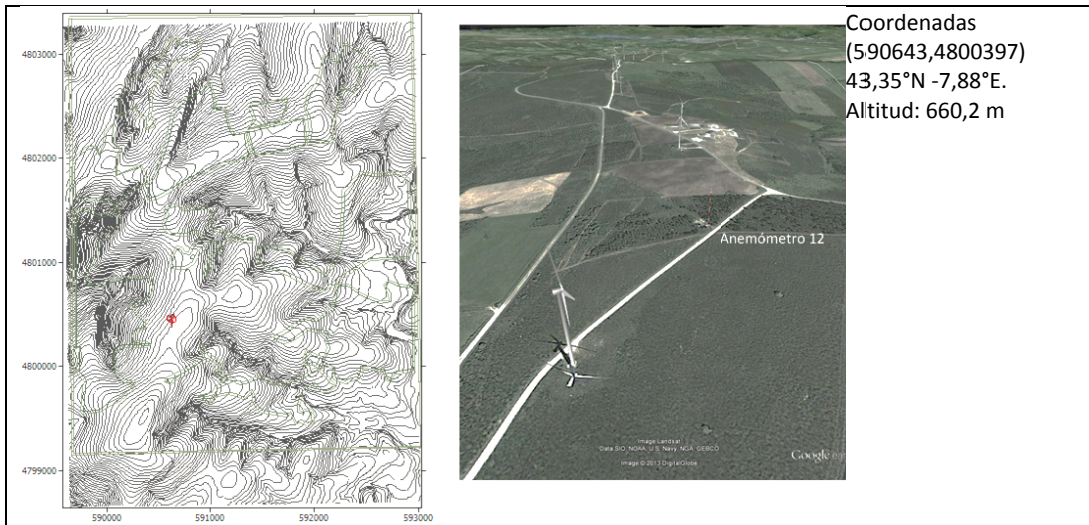
Anemómetro a 20 m



| Sector | angle [°] | frequency [%] | mean speed [m/s] | Or.Spd [%] | Or.Tur [°] | Rgh.Spd [%] | Rix [%] |
|--------|-----------|---------------|------------------|------------|------------|-------------|---------|
| 1      | 0         | 2,4           | 4,87             | 23,57      | -0,7       | -4,35       | 8,2     |
| 2      | 15        | 3,2           | 5,18             | 22,34      | 0,5        | -0,99       | 1,3     |
| 3      | 30        | 3,8           | 4,72             | 23,11      | 1,4        | 0,00        | 2,0     |
| 4      | 45        | 5,1           | 5,52             | 25,18      | 2,0        | 0,00        | 4,6     |
| 5      | 60        | 7,3           | 5,80             | 28,43      | 2,1        | -1,47       | 4,7     |
| 6      | 75        | 7,3           | 6,15             | 30,57      | 1,6        | -1,44       | 6,7     |
| 7      | 90        | 5,4           | 5,38             | 30,78      | 0,6        | 0,00        | 7,4     |
| 8      | 105       | 5,2           | 5,78             | 30,91      | -0,4       | 0,00        | 3,1     |
| 9      | 120       | 4,1           | 4,96             | 29,88      | -1,3       | 0,00        | 1,1     |
| 10     | 135       | 2,5           | 4,44             | 27,93      | -2,0       | 0,00        | 1,7     |
| 11     | 150       | 2,6           | 4,85             | 25,55      | -2,1       | 0,00        | 1,7     |
| 12     | 165       | 2,8           | 5,30             | 23,39      | -1,6       | 0,00        | 0,4     |
| 13     | 180       | 2,3           | 4,85             | 22,03      | -0,7       | 0,00        | 0,0     |
| 14     | 195       | 2,9           | 7,42             | 21,88      | 0,4        | 0,00        | 0,2     |
| 15     | 210       | 3,7           | 8,38             | 22,98      | 1,4        | 0,00        | 2,2     |
| 16     | 225       | 5,5           | 8,43             | 25,01      | 2,0        | 0,00        | 4,3     |
| 17     | 240       | 6,0           | 7,81             | 27,39      | 2,0        | 0,00        | 0,5     |
| 18     | 255       | 5,0           | 6,95             | 29,49      | 1,5        | 0,00        | 0,0     |
| 19     | 270       | 4,5           | 7,16             | 30,77      | 0,6        | 0,00        | 0,6     |
| 20     | 285       | 4,3           | 6,81             | 30,91      | -0,4       | 0,00        | 2,6     |
| 21     | 300       | 5,3           | 6,38             | 29,89      | -1,3       | 0,00        | 0,3     |
| 22     | 315       | 3,3           | 5,30             | 28,58      | -2,0       | 0,00        | 0,3     |
| 23     | 330       | 2,7           | 4,76             | 27,07      | -2,1       | -2,61       | 1,4     |
| 24     | 345       | 2,8           | 5,00             | 25,90      | -1,7       | -5,59       | 11,6    |

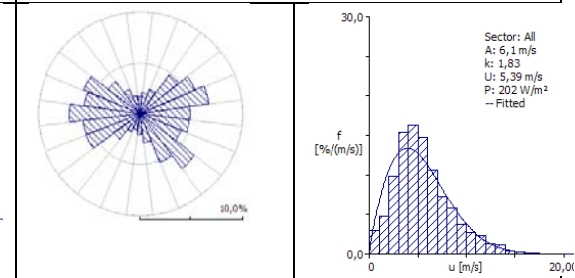
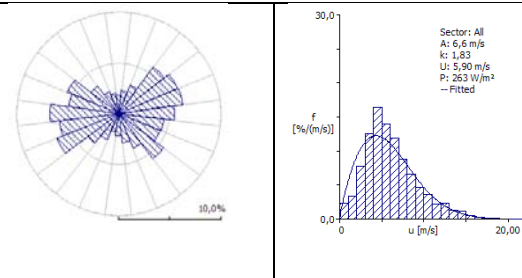
| Sector | angle [°] | frequency [%] | mean speed [m/s] | Or.Spd [%] | Or.Tur [°] | Rgh.Spd [%] | Rix [%] |
|--------|-----------|---------------|------------------|------------|------------|-------------|---------|
| 1      | 0         | 2,4           | 4,76             | 32,20      | -1,1       | -3,09       | 8,2     |
| 2      | 15        | 2,7           | 4,75             | 29,62      | 0,4        | -0,84       | 1,3     |
| 3      | 30        | 2,7           | 3,98             | 30,37      | 1,8        | 0,00        | 2,0     |
| 4      | 45        | 4,4           | 4,81             | 33,20      | 2,6        | 0,00        | 4,6     |
| 5      | 60        | 5,6           | 6,03             | 38,21      | 2,8        | -2,19       | 4,7     |
| 6      | 75        | 5,4           | 7,18             | 41,33      | 2,1        | -2,27       | 6,7     |
| 7      | 90        | 7,9           | 6,93             | 41,12      | 1,0        | 0,00        | 7,4     |
| 8      | 105       | 6,4           | 6,04             | 41,47      | -0,4       | 0,00        | 3,1     |
| 9      | 120       | 5,8           | 5,24             | 40,21      | -1,6       | 0,00        | 1,1     |
| 10     | 135       | 3,5           | 4,27             | 37,62      | -2,5       | 0,00        | 1,7     |
| 11     | 150       | 2,9           | 4,21             | 34,33      | -2,7       | 0,00        | 1,7     |
| 12     | 165       | 2,8           | 4,95             | 31,22      | -2,2       | 0,00        | 0,4     |
| 13     | 180       | 2,0           | 4,28             | 29,16      | -1,1       | 0,00        | 0,0     |
| 14     | 195       | 2,5           | 7,10             | 28,75      | 0,4        | 0,00        | 0,2     |
| 15     | 210       | 3,6           | 8,06             | 30,12      | 1,8        | 0,00        | 2,2     |
| 16     | 225       | 4,6           | 8,27             | 32,86      | 2,6        | 0,00        | 4,3     |
| 17     | 240       | 5,6           | 7,62             | 36,18      | 2,7        | 0,00        | 0,5     |
| 18     | 255       | 4,7           | 6,98             | 39,18      | 2,1        | 0,00        | 0,0     |
| 19     | 270       | 5,4           | 6,77             | 41,10      | 1,0        | 0,00        | 0,6     |
| 20     | 285       | 4,4           | 7,06             | 41,47      | -0,4       | 0,00        | 2,6     |
| 21     | 300       | 5,0           | 6,44             | 40,24      | -1,6       | 0,00        | 0,3     |
| 22     | 315       | 3,8           | 5,47             | 39,02      | -2,5       | -1,61       | 0,3     |
| 23     | 330       | 2,9           | 4,52             | 37,46      | -2,9       | -7,75       | 1,4     |
| 24     | 345       | 3,1           | 4,67             | 36,29      | -2,3       | -8,41       | 11,6    |

II.1.2 Estación meteorológica 12



Anemómetro a 40 m

Anemómetro a 20 m

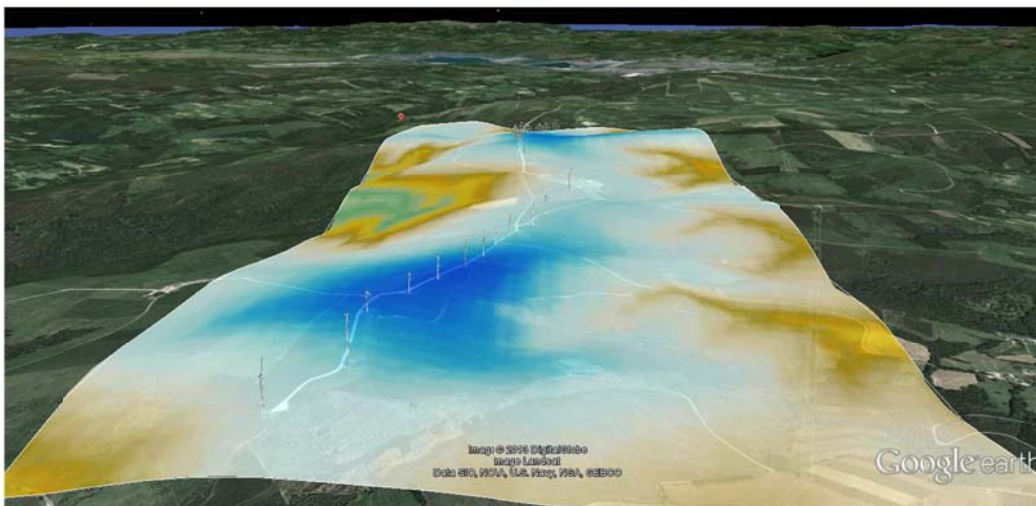


| Sector | angle [°] | frequency [%] | mean speed [m/s] | Or. Spd [%] | Or. Tur [°] | Rgh. Spd [%] | Rix [%] |
|--------|-----------|---------------|------------------|-------------|-------------|--------------|---------|
| 1      | 0         | 1,8           | 3,60             | 2,39        | -9,7        | -1,83        | 0,9     |
| 2      | 15        | 2,3           | 4,40             | -5,05       | -3,3        | -1,85        | 3,9     |
| 3      | 30        | 3,0           | 5,03             | -4,33       | 4,4         | -1,18        | 2,1     |
| 4      | 45        | 5,7           | 5,85             | 3,70        | 9,8         | 0,00         | 3,0     |
| 5      | 60        | 6,3           | 6,84             | 16,19       | 12,1        | -1,18        | 4,0     |
| 6      | 75        | 6,4           | 8,03             | 27,98       | 10,4        | 0,00         | 1,8     |
| 7      | 90        | 5,4           | 7,90             | 38,61       | 7,0         | -2,17        | 3,8     |
| 8      | 105       | 4,5           | 6,68             | 43,39       | 2,2         | -1,03        | 4,4     |
| 9      | 120       | 4,4           | 5,27             | 42,02       | -2,9        | 0,00         | 6,8     |
| 10     | 135       | 5,5           | 4,58             | 36,35       | -7,5        | 0,00         | 4,9     |
| 11     | 150       | 3,7           | 3,98             | 26,25       | -10,8       | 0,00         | 4,5     |
| 12     | 165       | 2,9           | 4,11             | 13,89       | -11,7       | 0,00         | 3,7     |
| 13     | 180       | 2,2           | 5,19             | 2,26        | -9,3        | 0,00         | 2,5     |
| 14     | 195       | 1,8           | 5,57             | -4,77       | -3,2        | 0,00         | 0,2     |
| 15     | 210       | 2,8           | 6,19             | -4,20       | 4,3         | 0,00         | 2,7     |
| 16     | 225       | 3,8           | 6,91             | 3,84        | 10,1        | -3,54        | 0,3     |
| 17     | 240       | 6,5           | 7,30             | 16,42       | 12,1        | -3,27        | 2,2     |
| 18     | 255       | 5,8           | 6,60             | 29,63       | 10,8        | -3,17        | 5,1     |
| 19     | 270       | 6,8           | 6,17             | 40,12       | 7,2         | -3,17        | 6,4     |
| 20     | 285       | 5,0           | 6,32             | 45,06       | 2,3         | -3,15        | 6,3     |
| 21     | 300       | 5,5           | 5,63             | 44,07       | -3,0        | -2,41        | 10,2    |
| 22     | 315       | 3,4           | 4,80             | 38,07       | -7,7        | -2,34        | 11,3    |
| 23     | 330       | 2,4           | 4,61             | 27,34       | -11,1       | -1,43        | 8,8     |
| 24     | 345       | 2,1           | 4,31             | 13,94       | -11,7       | 0,00         | 3,0     |

| Sector | angle [°] | frequency [%] | mean speed [m/s] | Or. Spd [%] | Or. Tur [°] | Rgh. Spd [%] | Rix [%] |
|--------|-----------|---------------|------------------|-------------|-------------|--------------|---------|
| 1      | 0         | 1,7           | 3,31             | 4,84        | -13,4       | -3,31        | 0,9     |
| 2      | 15        | 2,1           | 3,51             | -6,45       | -5,0        | -1,85        | 3,9     |
| 3      | 30        | 2,5           | 4,27             | -5,77       | 5,8         | -1,80        | 2,1     |
| 4      | 45        | 4,8           | 5,46             | 5,40        | 12,9        | 0,00         | 3,0     |
| 5      | 60        | 5,9           | 6,07             | 22,80       | 15,6        | -1,97        | 4,0     |
| 6      | 75        | 6,9           | 6,97             | 38,29       | 13,2        | 0,00         | 1,8     |
| 7      | 90        | 5,0           | 7,23             | 53,04       | 8,8         | -1,26        | 3,8     |
| 8      | 105       | 4,9           | 6,79             | 59,45       | 2,9         | -1,83        | 4,4     |
| 9      | 120       | 4,3           | 4,90             | 57,22       | -3,3        | 0,00         | 6,8     |
| 10     | 135       | 6,8           | 4,24             | 50,10       | -9,0        | 0,00         | 4,9     |
| 11     | 150       | 5,2           | 3,94             | 36,96       | -13,4       | 0,00         | 4,5     |
| 12     | 165       | 2,9           | 3,48             | 20,49       | -15,1       | 0,00         | 3,7     |
| 13     | 180       | 2,1           | 4,17             | 4,37        | -12,5       | 0,00         | 2,5     |
| 14     | 195       | 1,6           | 5,39             | -5,95       | -4,8        | 0,00         | 0,2     |
| 15     | 210       | 2,0           | 5,65             | -5,54       | 5,5         | 0,00         | 2,7     |
| 16     | 225       | 3,2           | 6,70             | 5,74        | 13,5        | -2,61        | 0,3     |
| 17     | 240       | 5,7           | 6,68             | 23,40       | 15,8        | -3,54        | 2,2     |
| 18     | 255       | 5,6           | 6,26             | 41,86       | 13,8        | -7,25        | 5,1     |
| 19     | 270       | 6,9           | 5,47             | 56,54       | 9,2         | -11,94       | 6,4     |
| 20     | 285       | 5,6           | 5,80             | 63,08       | 3,0         | -8,97        | 6,3     |
| 21     | 300       | 6,1           | 5,22             | 61,49       | -3,5        | -6,68        | 10,2    |
| 22     | 315       | 4,0           | 4,52             | 53,70       | -9,4        | -5,99        | 11,3    |
| 23     | 330       | 2,6           | 4,42             | 39,34       | -13,9       | -2,96        | 8,8     |
| 24     | 345       | 1,8           | 4,01             | 20,60       | -15,1       | 0,00         | 3,0     |

### II.1.3 Aerogeneradores

| Site                       | Location<br>[m]       | Elevation<br>[m a.s.l.] | Height<br>[m a.g.l.] |
|----------------------------|-----------------------|-------------------------|----------------------|
| Torre 1: Izar-Bonus 1.3    | (590134,6, 4798811,0) | 630,7335                | 60                   |
| Torre 2: NM48-750          | (590234,5, 4798957,0) | 664,9194                | 50                   |
| Torre 3: Gamesa G-47       | (590203,6, 4799073,0) | 677,5114                | 45                   |
| Torre 4: Ecotecnia 44-640  | (590216,2, 4799202,0) | 695,6918                | 40                   |
| Torre 5: Izar Bonus IV     | (590275,6, 4799331,0) | 701,7755                | 40                   |
| Torre 6: Made AE-46        | (590319,3, 4799445,0) | 705                     | 50                   |
| Torre 7: Gamesa G-47       | (590365,4, 4799570,0) | 705                     | 45                   |
| Torre 8: NM48-750          | (590396,9, 4799690,0) | 695,4774                | 50                   |
| Torre 9: Izar Bonus IV     | (590424,8, 4799812,0) | 682,4123                | 40                   |
| Torre 10: Made AE-46       | (590454,7, 4799934,0) | 671,0005                | 45                   |
| Torre 11: Ecotecnia 44-460 | (590512,4, 4800081,0) | 663,9418                | 40                   |
| Torre 12: NM 900           | (590547,4, 4800221,0) | 661,2905                | 55                   |
| Torre 13: NM 48-750        | (590622,5, 4800687,0) | 638,2135                | 50                   |
| Torre 14: Gamesa G-47      | (590630,8, 4800842,0) | 631,8938                | 45                   |
| Torre 15: Ecotecnia 44-640 | (590475,4, 4801126,0) | 618,1624                | 40                   |
| Torre 16: Made AE-52       | (590449,9, 4801257,0) | 643,2384                | 55                   |
| Torre 17: Made AE-46       | (590421, 4801394)     | 668,4568                | 45                   |
| Torre 18: Izar-Bonus IV    | (590411, 4801534)     | 679,1122                | 40                   |
| Torre 19: Gamesa G-47      | (590394,1, 4801660,0) | 679,4614                | 45                   |
| Torre 20: NM48-750         | (590415,7, 4801794,0) | 685,0623                | 50                   |
| Torre 21: Ecotecnia 44-640 | (590444,6, 4801921,0) | 678,9271                | 40                   |
| Torre 22: Izar-Bonus IV    | (590495,3, 4802044,0) | 670,6934                | 40                   |
| Torre 23: Made AE-46       | (590526,9, 4802171,0) | 659,0006                | 45                   |
| Torre 24: Made AE-61       | (590576,5, 4802343,0) | 644,2817                | 58,5                 |



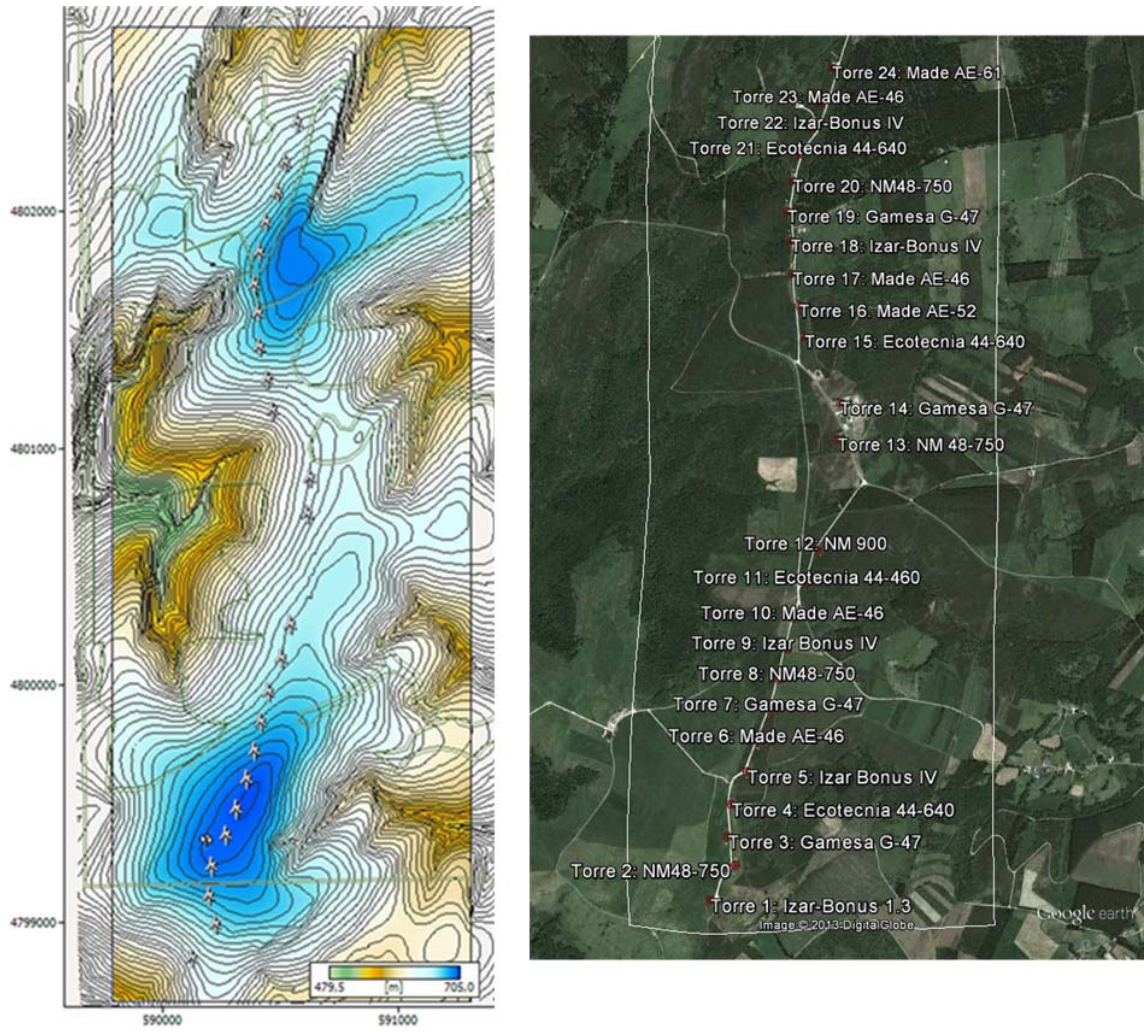
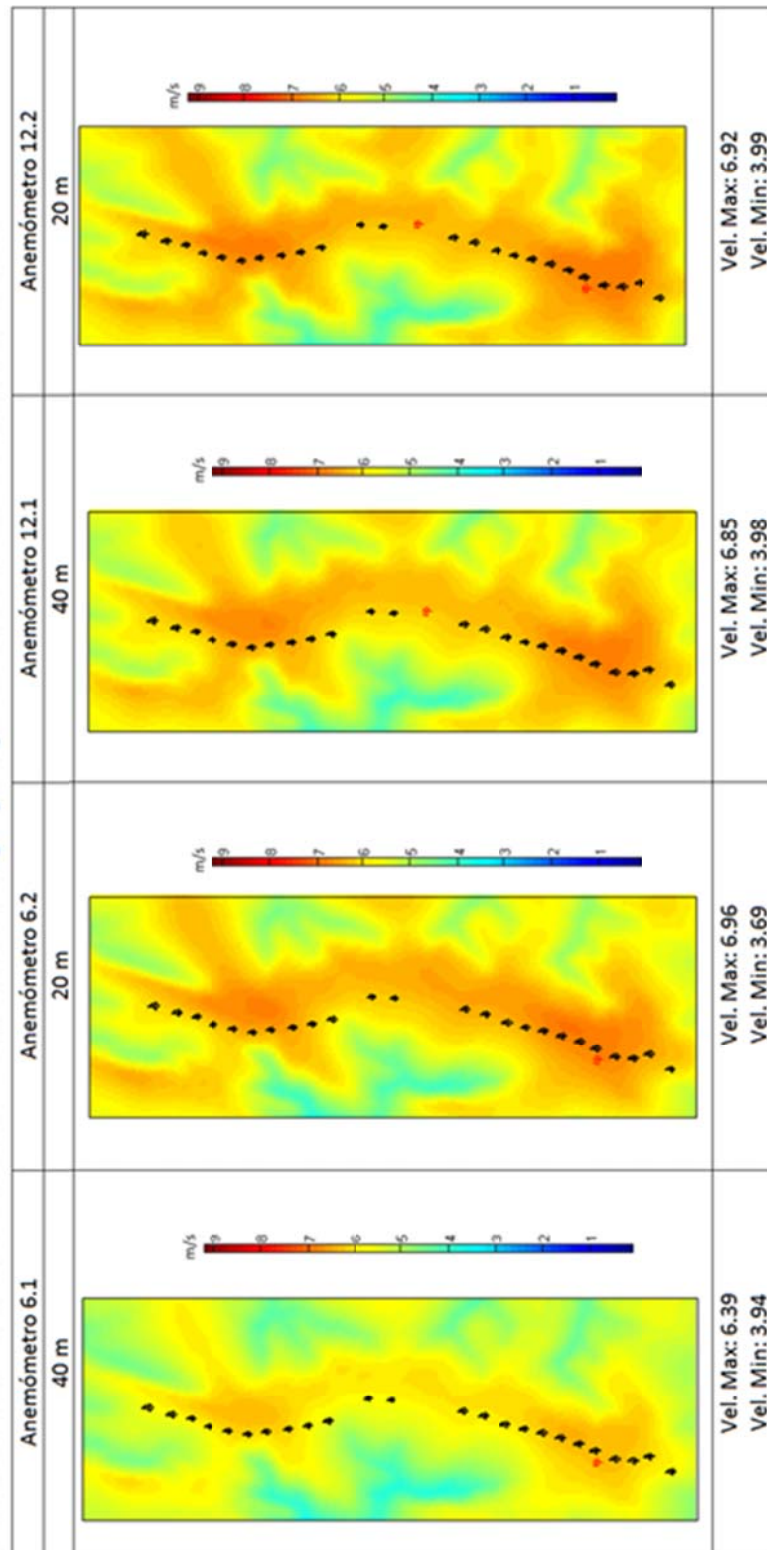


Fig. II- 1: Elevación del terreno

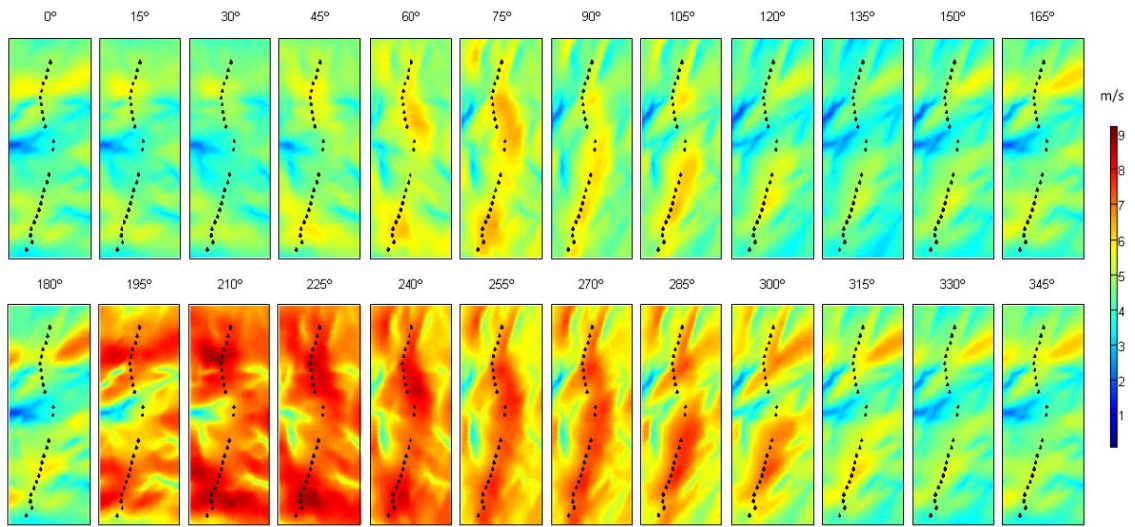
II.1.4 Media del viento a 50 m. sobre el nivel del terreno en el parque según la medida de cada uno de los anemómetros



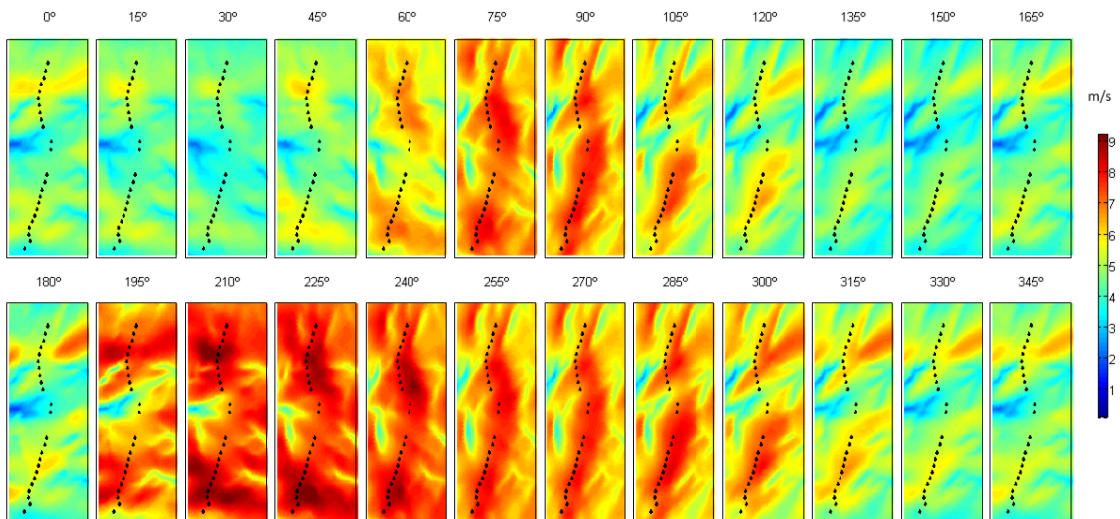


### II.1.5 Viento medio medido en el parque en cada uno de los anemómetros para los 24 sectores considerados

En las siguientes figuras ( *Fig. II-10-1*, *Fig. II-10-2*, *Fig. II-10-3* y *Fig. II-10-4*) se muestran los valores obtenidos de velocidad de viento medio en el parque para cada uno de los sectores considerados obtenidos a partir de los datos de cada uno de los anemómetros. Se pueden apreciar diferencias significativas en los sectores 2 ( $30^\circ$ ) al 5 ( $60^\circ$ ) que pueden deberse a la influencia de las estelas de los aerogeneradores en la propia torre anemométrica en estos sectores. Por otra parte, respecto a las medidas de viento que provenientes del oeste, el anemómetro 12 tiene a concentrar las medidas en los sectores ( $195^\circ$ - $240^\circ$ ) mientras que el anemómetro 6 las medidas correspondientes a estas direcciones de viento se reparten entre más en los sectores ( $195^\circ$ - $300^\circ$ ).



*Fig. II-10-1: Viento medio por sectores. Anemómetro 6.1*



*Fig. II-10-2: Viento medio por sectores. Anemómetro 6.2*

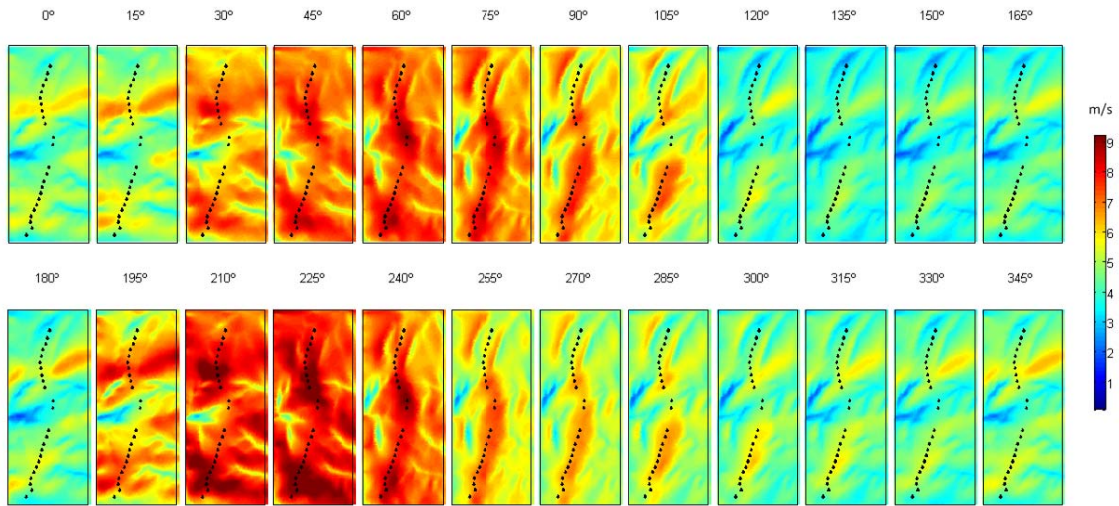


Fig. II-10-3: Viento medio por sectores. Anemómetro 12.1

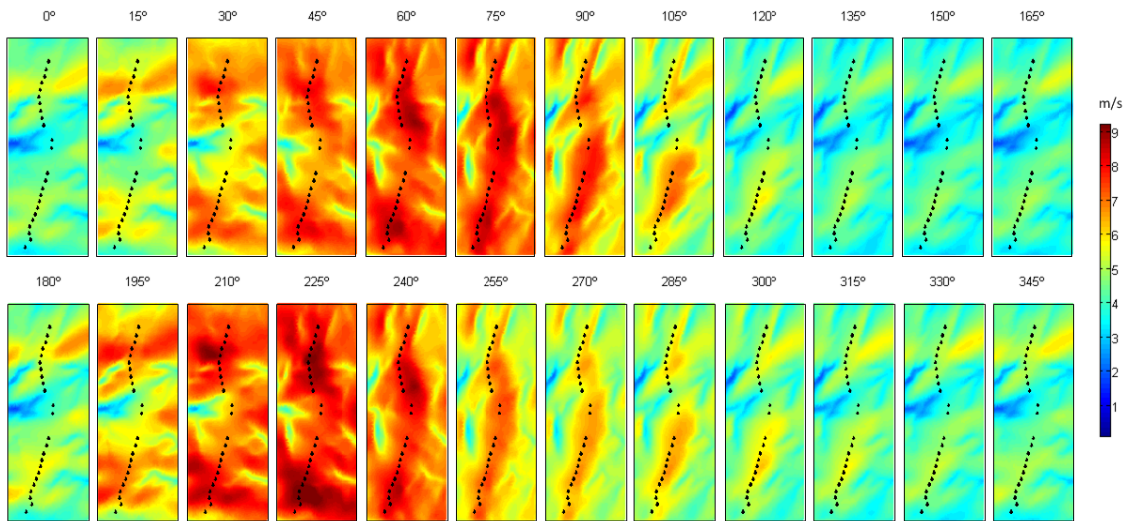


Fig. II-10-4: Velocidad media del viento por sectores. Anemómetro 12.2

A la vista de los resultados se puede concluir que la medida de los anemómetros está muy influenciada por la posición dentro del parque.

### II.1.6 Influencia de la orografía en el viento en cada uno de los emplazamientos

#### II.1.6.1 Cizallamiento del viento

La variación de la velocidad del viento en función de la altura sigue un perfil logarítmico que puede aproximarse por la función:

$$v(z_2) = v(z_1) \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \tag{II-1}$$

siendo:

$z_0$  , longitud de rugosidad en metros.

$z_1$  : altura de la localización conocida en metros

$z_2$  : altura a la que se quiere determinar la velocidad

$v_1$  : velocidad del viento en el emplazamiento conocido

$v_2$  : velocidad del viento a determinar

Tabla II-1: Clases y longitudes de rugosidad

| Clase de rugosidad | Longitud de rugosidad $m$ | Índice de energía (%) | Tipo de paisaje                                                                                                                           |
|--------------------|---------------------------|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 0                  | 0,0002                    | 100                   | Superficie del agua                                                                                                                       |
| 0,5                | 0,0024                    | 73                    | Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.                 |
| 1                  | 0,03                      | 52                    | Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas                            |
| 1,5                | 0,055                     | 45                    | Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.                    |
| 2                  | 0,1                       | 39                    | Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.                     |
| 2,5                | 0,2                       | 31                    | Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m. |
| 3                  | 0,4                       | 24                    | Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual        |
| 3,5                | 0,8                       | 18                    | Ciudades más grandes con edificios altos                                                                                                  |
| 4                  | 1,6                       | 13                    | Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos                                                                                    |

### II.1.6.2 Variación del módulo del viento con la orografía

En este caso no influyen las lecturas de viento, WAsP realiza el cálculo basándose únicamente en el plano del terreno.

A la vista de las figuras siguientes ( Fig. II-10-5 ) se observa que se producen variaciones del viento en el parque entre más menos cuarenta por ciento.

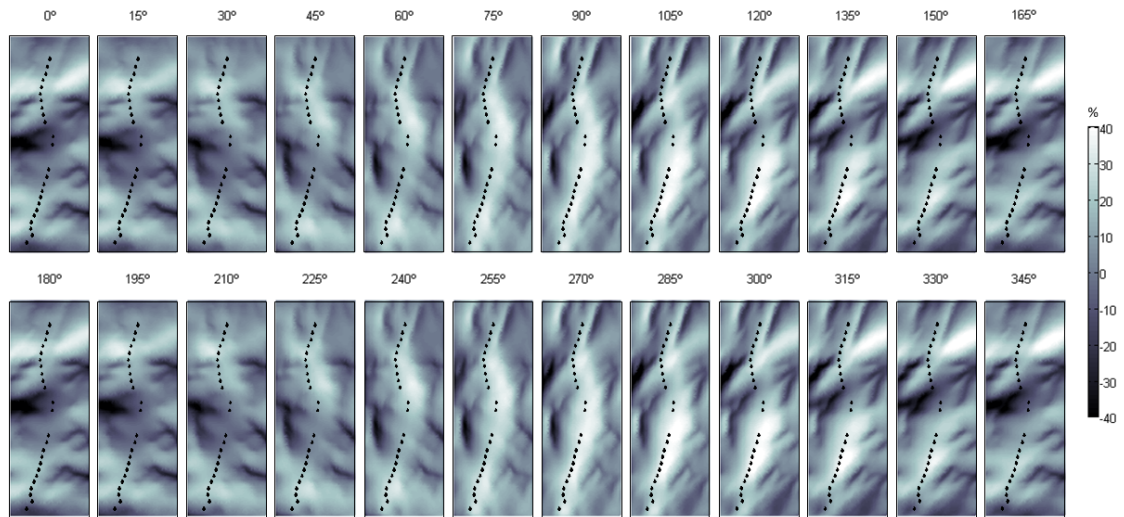


Fig. II-10-5: Influencia de la orografía en el módulo del viento.

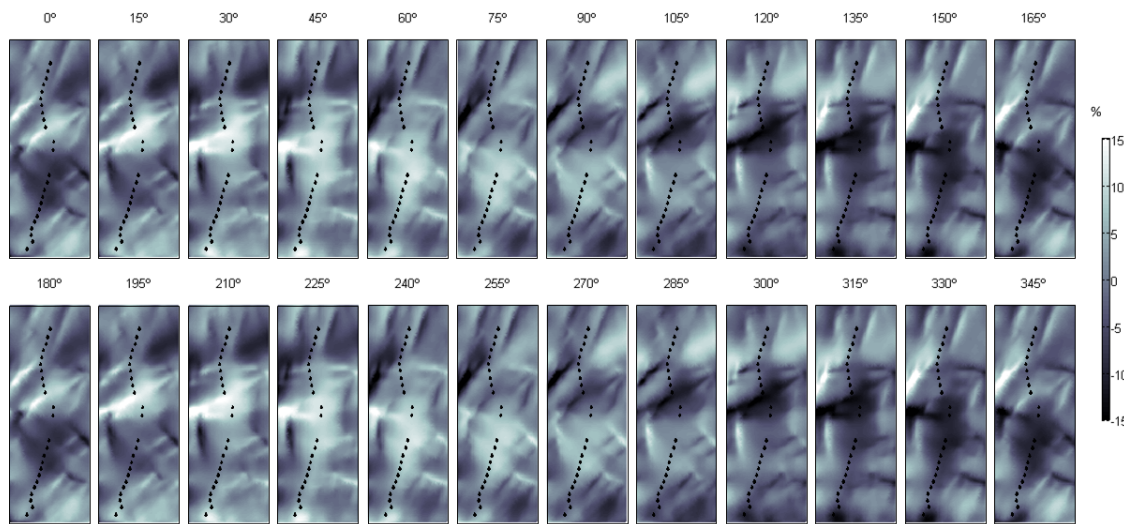


Fig. II-10-6: Influencia de la orografía en la dirección del viento.

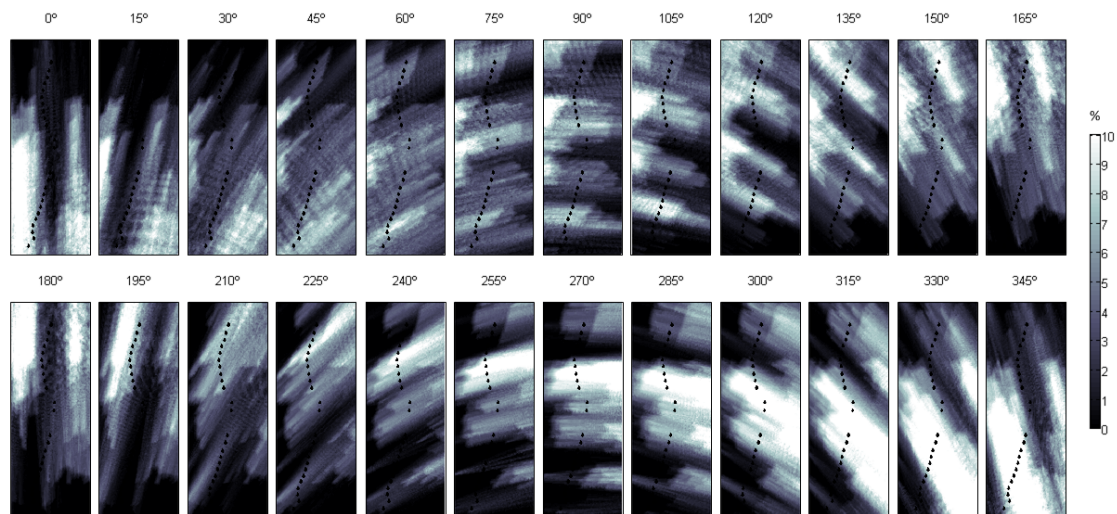


Fig. II-10-7: Índice de robusted orográfico

### II.1.7 Determinación de la variación de velocidad en cada emplazamiento en función de la influencia de las estelas.

El modelo utilizado por WASP para el cálculo de las estelas está desarrollado por N.O.Jensen [70] y posteriormente complementado por Katia et al. (1986).

Este modelo usa la teoría del déficit del momento para predecir el flujo de campo de viento asumiendo que la estela se expande linealmente desde el rotor, de forma que el efecto de la estela decae de forma constante aguas abajo del aerogenerador.

El modelo tiene en cuenta el área solapada en función de la posición de los aerogeneradores.

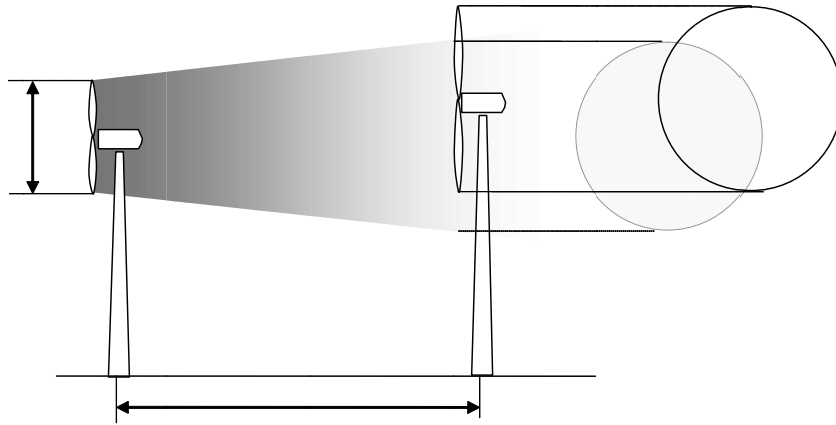


Fig. II-10-8: Modelo estela WASP

En este caso, la disminución de velocidad provocada por la estela puede calcularse según la siguiente ecuación:

$$\partial V_{01} = U_0 \left( 1 - \sqrt{1 - C_T} \right) \left( \frac{D_0}{D_0 + 2kX} \right)^2 \frac{A_{\text{solapada}}}{A_1^{(R)}} \quad (\text{II-2})$$

Donde  $C_T$  es el coeficiente de empuje y  $k$  es una constante que define el efecto de disminución de la estela.

La disminución de velocidad correspondiente al efecto de las estelas se determina a partir de los resultados del programa correspondientes al porcentaje de disminución de potencia en cada uno de los sectores suponiendo que la disminución de velocidad es proporcional al cubo de la disminución de potencia.

A partir de los informes proporcionados por WASP para cada uno de los sectores implicados se determina el efecto de la orografía y la variación de la dirección experimentada por el viento en cada uno de ellos (capítulo 7).

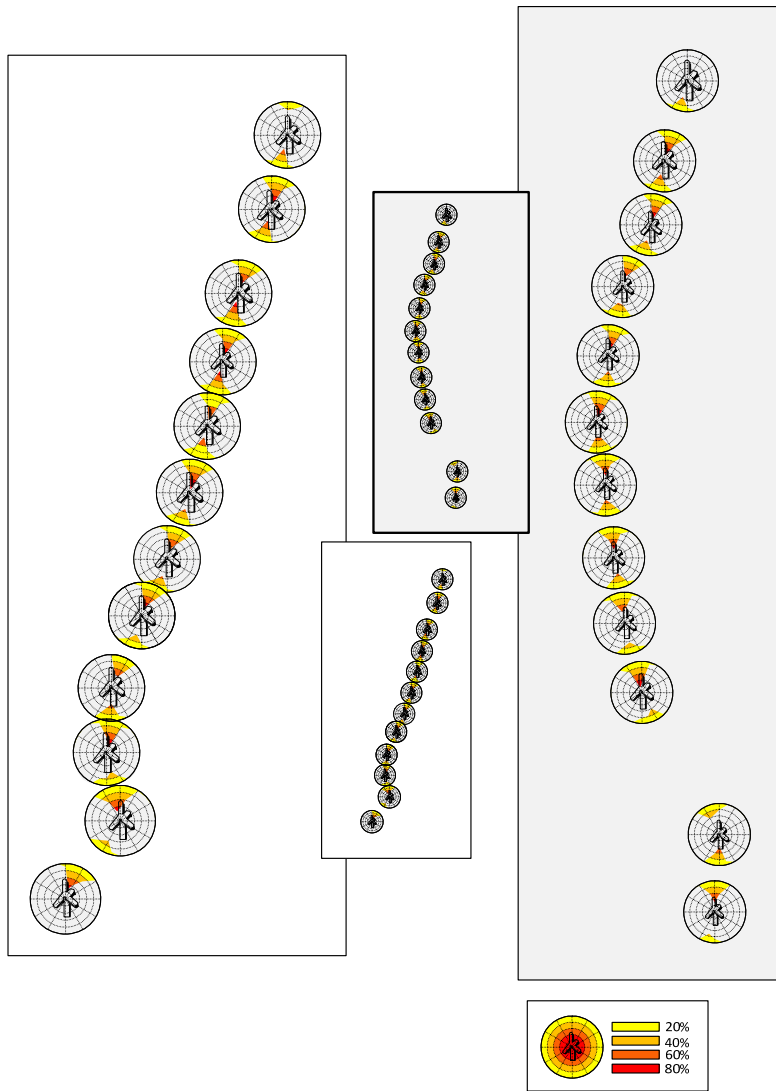


Fig. II-10-9: Influencia del efecto estela

## Apéndice III. Redes neuronales

---

Las Redes Neuronales Artificiales (RNAs) constituyen una herramienta de computación fácilmente aplicable incluso como caja negra mediante programas de ordenador específicos a problemas generales como predicción de series temporales, clasificación, optimización y aproximación funcional. Esto permite su aplicación de manera unificada a una amplia gama de problemas reales en diversos campos de la ciencia y la ingeniería.

Estas tareas presentan muchas de las características que dificultan una solución basada en métodos numéricos o algorítmicos, y que por tanto, hacen más justificable el uso de redes neuronales.

Estas características son:

- ✓ existencia de un gran número de datos tales como medidas de fasores de tensión y corriente, flujos de potencia activa y reactiva medidos en ambos extremos de la línea, estados de interruptores, posición de tomas de transformadores, etc.;
- ✓ las relaciones entre las distintas variables son excesivamente complejas y, en muchos casos, desconocidas;
- ✓ estos datos son difícilmente interpretables y manejables en tiempo real por un operador humano, y la adquisición de una experiencia completa por parte de éste requiere un tiempo muy largo;
- ✓ los métodos numéricos que pueden ser aplicados impiden en un gran número de casos encontrar soluciones en tiempo real; la solución no puede ser descrita por medio de un conjunto simple de reglas basado en el conocimiento experto.

En la presente tesis se han representado las relaciones entre los parámetros utilizando redes neuronales aprovechando las ventajas que ofrecen estas en cuanto a representación de funciones o de relaciones entre variables. Se han utilizado redes de retropropagación entrenadas con los datos facilitados por el Scada del parque, o a partir de los datos facilitados por el fabricante.

Una de las principales ventajas para esta aplicación de esta solución es que las redes neuronales obtenidas presentan una función continua y derivable, por lo que se pueden incluir directamente dentro de las ecuaciones del estimador.

Se ha utilizado el entorno de programación de Matlab 7.0 que ofrece un entorno cómodo y rápido tanto para el entrenamiento de las redes como para su utilización en el estimador.

### III.1 Un poco de historia

En 1943, McCullogh y Pitts [71] publicaron un trabajo en el que a partir de un estudio biológico del cerebro obtienen un modelo formal de la neurona artificial, introduciendo el concepto de umbral de activación. El modelo propuesto de neurona consistía en una unidad en la que se distinguían un conjunto de entradas, un valor de salida una función de proceso y un umbral de activación.

En 1949, Donald Hebb [72] expuso en su libro “The Organization of Behavior” la conocida regla de aprendizaje que se traduce en la adaptación de los pesos de sus conexiones sinápticas, para disminuir el error entre la salida producida ante una entrada y la salida correcta.

En 1954 Minsky escribió su tesis doctoral [73] en la que postulaba que si se realizaba un proyecto a gran escala, con miles o millones de neuronas más y con diferentes sensores y tipos de retroalimentación, la máquina podría ser capaz de razonar, pero no se disponía de ningún método capaz de realizar el entrenamiento de redes multicapa y las posibilidades computacionales de la época hacían completamente inviable la realización de una red de este tipo.

En 1959, Rosenblat [74] definió el perceptrón, que consiste en una estructura más una regla de aprendizaje o regla del perceptrón.

En 1960 Widrow y Hoff presenta su ADALINE. El sistema planteado estaba regido por un algoritmo de aprendizaje muy sencillo denominado LMS (Least Mean Square). En este trabajo se propone un sistema adaptativo que puede aprender de forma más precisa y rápida que los Perceptrones existentes [75]. Estos trabajos son el antecedente del desarrollo del procesamiento de control de sistemas que se conoce como control adaptativo [76].

Minsky y Papert [77] publicaron en 1969 un trabajo en que se demostraba las limitaciones de los Perceptrones, al demostrar que este tipo de redes no eran capaces de aprender una operación tan básica como un XOR. Dado que la salida del perceptrón es binaria divide el espacio muestral de vectores de entrada en dos regiones. Esto se conoce como condición de separabilidad lineal del espacio. Esta condición nos dice que, para que un perceptrón pueda distinguir entre dos categorías, éstas deben ser separables linealmente o de lo contrario el perceptrón será incapaz de aprender. Estos trabajos frenaron el desarrollo de las redes neuronales hasta el año 1982.

Kohonen [78] y Anderson [79] proponen el mismo modelo de memoria asociativa de forma simultánea. El modelo planteado es un sistema lineal que usa como regla de aprendizaje la regla de Hebb modificada: el cambio en la sinapsis es proporcional al producto entre la entrada y la salida de la neurona.

En 1977, Stephen Grossberg. Desarrolla un nuevo principio de autoorganización desarrollando la Teoría de Resonancia Adaptada (TRA). La Teoría de Resonancia Adaptada es una arquitectura de red que se diferencia de todas las demás previamente inventadas. La misma simula otras habilidades del cerebro: memoria a largo y corto plazo.

En 1974 Werbos [80] definió el algoritmo de retropropagación y el uso de la función sigmoidea como función de salida de un perceptrón. El algoritmo de retropropagación permite modificar los pesos partiendo de la última capa hasta la inicial basándose en el error cometido en la iteración anterior. Ese error es la



diferencia entre la salida de la Red Neuronal y la salida real que deberíamos haber obtenido. Como el algoritmo de retropropagación está basado en la derivada del error, se decidió utilizar la función sigmoidea en vez del escalón para representar el umbral de activación (la función escalón tiene derivada infinita en el origen).

En 1982 John Hopfield [81] provocó el renacimiento de las redes neuronales con su libro: "Computación neuronal de decisiones en problemas de optimización.", en el que desarrolla la idea del uso de una función de energía para comprender la dinámica de una red neuronal recurrente con uniones sinápticas simétricas. El principal uso de estas redes ha sido como memorias y como instrumento en problemas de optimización.

En este mismo año, Kohonen [82] publica un artículo sobre mapas autoorganizativos con entrenamiento no supervisado.

En 1983, Fukushima, Miyake e Ito [83] presentan una red neuronal, el Neocognitron, capaz de ser aplicado con éxito al reconocimiento de patrones. Este sistema fue probado con la idea de reconocer números escritos a mano

En 1986 David Rumelhart, G. Hinton y Williams, [84] redescubrieron el algoritmo de aprendizaje de propagación hacia atrás (backpropagation) para redes neuronales multicapa.

A partir de 1986, el panorama fue alentador con respecto a las investigaciones y el desarrollo de las redes neuronales. En la actualidad, son numerosos los trabajos que se realizan y publican cada año, las aplicaciones nuevas que surgen (sobre todo en el área de control) y las empresas que lanzan al mercado productos nuevos, tanto hardware como software (sobre todo para simulación).

Actualmente, existen unos 40 paradigmas de RNA que son usados en diversos campos de aplicación. Entre estos paradigmas, el más ampliamente utilizado es el perceptrón multicapa asociado al algoritmo de aprendizaje *backpropagation error* (propagación del error hacia atrás), también denominado red *backpropagation* [84]. La popularidad del perceptrón multicapa se debe principalmente a que es capaz de actuar como un aproximador universal de funciones [83]. En base a la utilización de las redes neuronales en la presente tesis, se destacan los trabajos en 1989, de Cybenko [85] , Hornik et al. [86], respecto a la aproximación de funciones continuas definiendo el perceptrón multicapa como el aproximador universal.

- Toda función continua acotada puede ser aproximada con error arbitrariamente pequeño por una red con una sola capa escondida.
- Cualquier función puede ser aproximada con error arbitrariamente pequeño por una red con dos capas escondidas

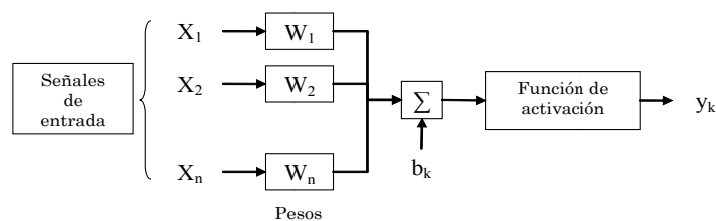
Más concretamente, una red *backpropagation* conteniendo al menos una capa oculta con suficientes unidades no lineales puede aprender cualquier tipo de función o relación continua entre un grupo de variables de entrada y salida. Esta propiedad convierte a las redes perceptrón multicapa en herramientas de propósito general, flexibles y no lineales.

### III.2 Modelo neuronal

Una neurona es una unidad de procesamiento de información, que es fundamental en la operación de las redes neuronales. Tienen cuatro elementos básicos

- Un conjunto de sinapsis o enlaces de conexión, cada uno caracterizado por su peso o fuerza. A detalle, una señal de la entrada de una sinapsis conectada a una neurona es multiplicada por el peso sináptico. Una diferencia de una sinapsis cerebral es que el peso sináptico en una neurona artificial puede encontrarse en un rango que incluye tanto a valores negativos como positivos.
- Un sumador que realiza la suma de las señales de entrada, pesadas por sus respectivas sinapsis de la neurona.
- Una función de activación para limitar la amplitud de la salida de la neurona, es referida también como una función de aplanamiento, en que aplanan los límites o el rango de amplitud permisible de una señal de salida a un valor finito. Esta función de activación puede ser lineal, pero usualmente es de tipo no lineal (sigmoideal, gaussiana,..) . Esta no linealidad de la función de activación constituye la base para que una red pueda ser el aproximador universal de funciones no lineales.
- Un umbral exterior que determina el valor por encima del cual la neurona se activa

En la siguiente figura se muestra la estructura de una neurona.



Matemáticamente, se corresponde la expresión:

$$y_k = \rho \left( \sum_{j=1}^k W_j \cdot x_j + b_k \right) \tag{III.1}$$

donde  $\rho$  es una función no lineal conocida como la función de activación.

Las funciones de activación definen la salida de una neurona en términos del campo inducido.

En se identifican tres tipos básicos de funciones de activación:

- Función de umbral: Comúnmente conocida como función Heaviside, en donde la salida de una neurona recibe tratamiento con una función de umbral previa. Por ejemplo, una función de umbral sería asignar un valor de 1 si el valor es mayor o igual que 0, o de lo contrario tendrá un valor de 0.
- Función de segmentos lineales: En donde el factor de amplificación está dentro de una región lineal de operación asumida por la unidad. Por

ejemplo si hay un rango de valor de cierto valor mínimo a cierto valor máximo recibe el mismo valor de entrada, adicionalmente de las regiones de umbral para devolver valores 1 o 0.

- **Función logística:** Tiene la particularidad de tener forma de S, es una función común de activación utilizada en la construcción de redes neuronales, describe una función incremental que exhibe un balance entre el comportamiento lineal y no lineal. En Matlab se pueden implementar redes neuronales con varias funciones logísticas, aplicando una de ellas a cada una de las capas internas.

### III.2.1 Funciones logísticas

Muchos procesos naturales y curvas de aprendizaje de sistemas complejos muestran una progresión temporal desde unos niveles bajos al inicio, hasta acercarse a un valor máximo transcurrido un cierto tiempo; la transición se produce en una región caracterizada por una fuerte aceleración intermedia. La función sigmoide permite describir esta evolución. Su gráfica tiene una típica forma de "S". Las redes neuronales utilizan este tipo de funciones como funciones de activación

En general, una función sigmoide es una función real de variable real diferenciable, con una primera derivada no-negativa o no-positiva y con, exactamente, un punto de inflexión. Hay también dos asíntotas  $t \rightarrow \pm\infty$ .

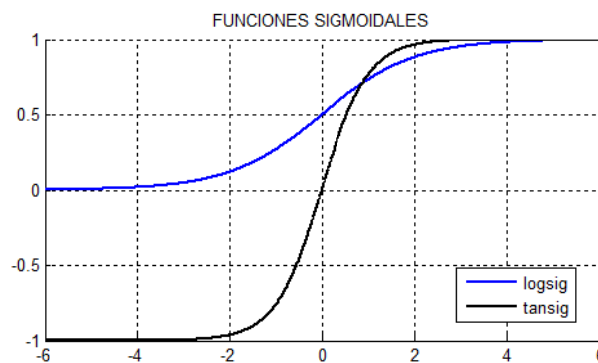
Se pueden distinguir dos funciones utilizadas en matlab:

LOGSIG:

$$\log sig = \frac{1}{1 + e^{-x}} \tag{III.2}$$

TANSIG: Función de transferencia sigmoide tangente hiperbólica

$$\tan sig(x) = \frac{2}{1 + e^{-2x}} - 1 \tag{III.3}$$



Su uso en redes neuronales de estas funciones es particularmente útil ya que tiene una derivada simple:

$$\log sig'(x) = \log sig(x) \cdot (1 - \log sig(x)) \tag{III.4}$$

$$\tan sig'(x) = 1 - \tan sig(x)^2 \tag{III.5}$$

### III.3 Arquitectura de la red neuronal

La arquitectura de la red viene definida por la disposición de sus neuronas y de sus funciones de activación. Las neuronas se agrupan en capas, considerándose ocultas aquellas que no se corresponden a la capa de entrada o de salida. El conjunto de valores que se presentan a las neuronas a la capa de entrada, correspondientes a las entradas de la propia red neuronal, recibe la denominación de valor del vector de entradas.

Las redes neuronales pueden dividirse en redes unidireccionales (feedforward) y redes recurrentes, en función de cómo estén realizadas las conexiones entre las neuronas: en las redes unidireccionales las neuronas están conectadas siguiendo el sentido de entrada hacia salida; las redes recurrentes tienen conexiones entre neuronas en el sentido contrario.

#### III.3.1 Métodos de aprendizaje

La principal característica de las redes neuronales es su capacidad de aprendizaje. Este proceso consiste en el ajuste de los pesos de las conexiones de las neuronas de una forma iterativa para conseguir el efecto deseado, el de “aprender” las relaciones existentes entre los vectores de entrada-salida que se le suministren, o encontrar un patrón común en datos de entrada para poderlos clasificar de acuerdo a los distintos patrones. El proceso de aprendizaje termina cuando los valores de los pesos permanecen estables.

$$\frac{dw_{ij}}{dt} = 0 \quad (III.6)$$

Un aspecto importante respecto al aprendizaje es conocer cómo se modifican los valores de los pesos; cuáles son los criterios para cambiar el valor asignado a las conexiones cuando se pretende que la red aprenda una nueva información.

Estos criterios determinan la regla de aprendizaje. Se suelen considerar dos tipos de reglas, las que responden a lo que se conoce como aprendizaje supervisado y aprendizaje no supervisado. Una de las clasificaciones de redes neuronales obedece al tipo de aprendizaje utilizado. Así se pueden distinguir:

- Neuronas con aprendizaje supervisado: se suministran a la red tanto el valor del vector de entrada como el de salida. Durante el aprendizaje, se ajustan sucesivamente los pesos de las conexiones de forma que se minimiza el error entre el vector de salida de la red y el esperado. Este tipo de aprendizaje es usual en la aproximación de funciones no lineales con redes neuronales, que es la aplicación para la que se ha utilizado esta herramienta matemática en la presente tesis.
- Neuronas con aprendizaje no supervisado: la red no recibe ningún valor esperado de salida, pero busca en los valores del vector de entrada alguna propiedad o correlación que los permita clasificar de acuerdo a la misma.

Otro criterio para diferenciar las reglas de aprendizaje se basan en considerar si la red puede aprender durante su funcionamiento habitual (aprendizaje ON LINE), o si el aprendizaje supone una desconexión de la red; es decir su inhabilitación hasta que el proceso termine (aprendizaje OFF LINE). Cuando el aprendizaje es OFF LINE se distingue entre una fase de aprendizaje o entrenamiento y una fase de operación o

funcionamiento, existiendo un conjunto de datos de entrenamiento y un conjunto de datos de prueba que serán utilizados en la correspondiente fase. En las redes con aprendizaje OFF LINE, los pesos de las conexiones permanecen fijos después que termina el entrenamiento. Debido a su carácter estático, estos sistemas no presentan problemas de estabilidad en su funcionamiento.

En las redes con aprendizaje ON LINE no se distingue entre fase entrenamiento y operación. Los pesos varían siempre que se presenta una nueva información al sistema.

### III.3.1.1 Aprendizaje supervisado

Se suelen considerar tres formas de llevar a cabo el aprendizaje:

- Aprendizaje por corrección de error
- Aprendizaje por refuerzo
- Aprendizaje estocástico.

#### III.3.1.1.1 Aprendizaje por corrección de error

Consiste en ajustar los pesos de las conexiones de la red en función de la diferencia entre los valores deseados y los obtenidos en la salida de la red; es decir, en función del error cometido en la salida.

Una regla o algoritmo simple podría ser el siguiente:

$$\Delta w_{ji} = \alpha \cdot (y_{d,j} - y_j) \cdot y_i \quad (III.7)$$

siendo:

$\Delta w_{ji}$ : variación del peso de la conexión entre las neuronas  $i$  y  $j$

$y_j$ : valor de la salida de la neurona  $j$ .

$y_{d,j}$ : valor de salida deseado para la neurona  $j$ .

$\alpha$ : factor de aprendizaje.

Del valor del factor de aprendizaje depende la velocidad a la que se realiza el entrenamiento. Valores de  $\alpha$  altos pueden conducir a oscilaciones en torno al punto donde se produce el mínimo valor del gradiente.

Un algoritmo muy conocido que permite un aprendizaje rápido es propuesto por Widrow [75], denominado regla *delta* o regla del mínimo error cuadrado (LMS Error: Least-Mean-Squared Error), que consiste en definir una función que permite cuantificar el error global cometido en cualquier momento durante el proceso de entrenamiento de la red, lo cual es importante, ya que cuanto más información se tenga sobre el error cometido, más rápido se puede aprender.

La función de error se define como:

$$E_P = \frac{1}{2P} \sum_{k=1}^P \sum_{j=1}^N (y_j^k - y_{d,j}^k)^2 \quad (III.8)$$

donde:

$E_p$  : error global del proceso

$P$  : número de patrones, es decir, número de vectores de entrada utilizados en el entrenamiento

$N$  : número de neuronas de salida.

Se trata de encontrar pesos para las conexiones que minimicen esta función de error. Para ello, el ajuste de los pesos de las conexiones de la red se realiza de forma proporcional a la variación relativa del error que se obtiene al variar el peso correspondiente:

$$\Delta w_{ji} = k \frac{\partial E_p}{\partial w_{ij}} \quad (III.9)$$

Con este procedimiento se consigue un conjunto de pesos que minimizan la función de error.

Otro algoritmo de aprendizaje por corrección de error lo constituye el denominado: regla delta generalizada o algoritmo de retropropagación del error (error backpropagation). Se trata de una generalización de la regla delta para poder aplicarla a redes con capas o niveles internos ocultos de neuronas que no tienen relación con el exterior.

#### III.3.1.1.2 Aprendizaje por refuerzo

Durante el entrenamiento no se le indica a la red, exactamente la salida que se desea que proporcione la red ante una determinada entrada. La función del supervisor se reduce a indicar mediante una señal de refuerzo si la salida obtenida en la red se ajusta a la deseada (éxito = +1 o fracaso = -1), y en función de ello se ajustan los pesos basándose en un mecanismo de probabilidades. Un ejemplo de algoritmo es el Linear Reward-Penalty (algoritmo lineal con recompensa y penalización) presentado por Narendra y Thathacher en 1974 [87].

#### III.3.1.1.3 Aprendizaje estocástico

Este tipo de aprendizaje consiste básicamente en realizar cambios aleatorios en los valores de los pesos de las conexiones de la red y evaluar su efecto a partir del objetivo deseado y de distribuciones de probabilidad.

#### III.3.1.2 Redes con aprendizaje no supervisado

Suele decirse que estas redes son capaces de *autoorganizarse*, ya que su aprendizaje no requieren de influencia externa para ajustar los pesos de las conexiones entre sus neuronas. La red no recibe ninguna información por parte del entorno que le indique si la salida generada en respuesta de una entrada es o no correcta.

Se pueden distinguir dos tipos de aprendizaje hebbiano y competitivo y cooperativo.

### III.3.1.2.1 Aprendizaje hebbiano

Este tipo de aprendizaje se basa en el postulado formulado por Donald O. Hebb [72]:

*"Cuando un axón de una celda A está suficientemente cerca como para conseguir excitar a una celda B y repetida o persistentemente toma parte en su activación, algún proceso de crecimiento o cambio metabólico tiene lugares en una o ambas celdas, de tal forma que la eficiencia de A, cuando la celda a activar es B, aumenta".*

Las celdas se corresponden con un conjunto de neuronas fuertemente conexas a través de una estructura compleja. El aprendizaje consiste en el ajuste de los pesos de las conexiones de acuerdo con la correlación (multiplicación en el caso de valores binarios +1 y -1) de los valores de activación (salidas) de las neuronas conectadas.

$$\Delta w_{ji} = y_i \cdot y_j \quad (III.10)$$

De acuerdo con la ecuación anterior, si las dos unidades son activas (positivas), se refuerza la conexión; por el contrario, cuando una es activa y la otra pasiva, se debilita la conexión.

### III.3.1.2.2 Aprendizaje competitivo y cooperativo.

En este tipo de aprendizaje las neuronas compiten (y cooperan) unas con otras con el fin de llevar a cabo una tarea dada.

La competición entre neuronas se realiza en todas las capas de la red, existiendo en estas neuronas conexiones recurrentes de autoexcitación y conexiones de inhibición por parte de neuronas vecinas. Si el aprendizaje es cooperativo, estas conexiones con las vecinas serán de excitación.

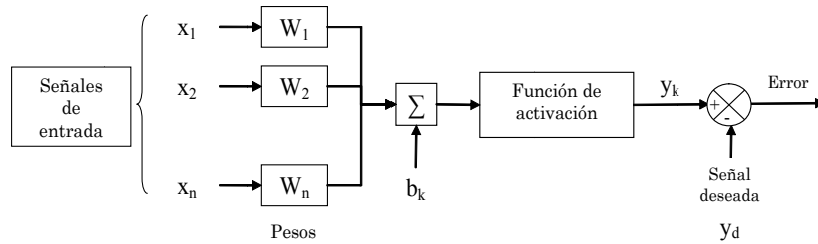
El objetivo de este aprendizaje es clasificar los datos que se introducen en la red.

Cada neurona tiene asignado un peso total, suma de todos los pesos de las conexiones que tiene a su entrada. El aprendizaje afecta sólo a las neuronas ganadoras (activas), redistribuyendo este peso total entre todas las conexiones que llegan a la neurona vencedora y repartiendo esta cantidad por igual entre todas las conexiones procedentes de unidades activas. Por tanto, la variación del peso de una conexión entre una unidad  $i$  y otra  $j$  será nula si la neurona  $j$  no recibe excitación por parte de la neurona  $i$  y otra  $j$  será nula si la neurona  $j$  no recibe excitación por parte de la neurona  $i$ , y se modificará si es excitada por dicha neurona  $i$ .

Existe otro caso particular de aprendizaje competitivo, denominado teoría de la resonancia adaptativa, desarrollado por Carpenter y Grossberg [88] y utilizado en la red feedforward /feedback de dos capas conocida como ART. Esta red realiza un prototipado de las informaciones que recibe a la entrada, generando como salida un ejemplar o prototipo que representa a todas las informaciones que podrían considerarse pertenecientes a la misma categoría.

### III.3.2 Perceptrón

La estructura más sencilla de una red neuronal se corresponde con el perceptrón, que como se vio anteriormente se corresponde con una neurona asociada a una regla de aprendizaje.



El proceso de aprendizaje comprende los pasos:

- Inicialización de los pesos
- Determinación de la salida
- Comparación con la señal deseada
- Actualización de los coeficientes si existe error:

$$w_{k+1} = w_k + \alpha \cdot (y_d - y_k) \cdot x_k \tag{III.11}$$

1. Repetir el proceso hasta que el error alcance el valor deseado.

Una propiedad muy importante de este algoritmo es la convergencia en presencia de solución y la posibilidad de implementar ciclos límite en ausencia de la misma.

El factor de aprendizaje  $\alpha$  determina la rapidez del algoritmo pero también su exactitud. Cuanto mayor sea, necesitaremos menos iteraciones (antes alcanzaremos las cercanías del mínimo error de evaluación) pero el aprendizaje es muy grosero (es más probable que nos quedemos oscilando en las cercanías del mínimo error de evaluación que lo alcancemos realmente). Cuanto menor sea, más lento es pero más fino en el aprendizaje.

Este tipo de redes sólo es capaz de dar una respuesta correcta en sistemas linealmente separables. En el caso de que se disponga de dos entradas, si la salida es cero significa:

$$0 = b_k + w_1 \cdot x_1 + w_2 \cdot x_2 \Rightarrow x_2 = -\frac{b_k}{w_2} - \frac{w_1 \cdot x_1}{w_2} \tag{III.12}$$

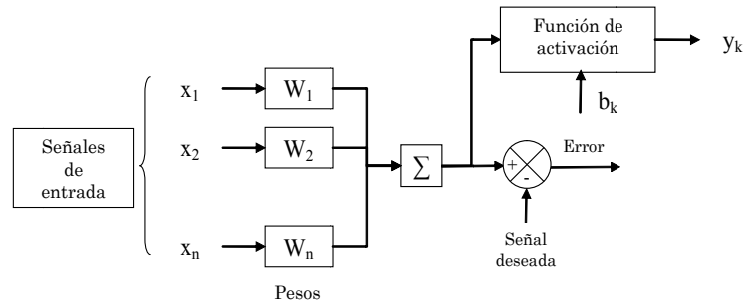
que es la expresión de una recta que separa el espacio de entrada en dos zonas. De ahí se deduce que se tendrá una clasificación correcta si los patrones son linealmente separables. En el caso de la función XOR, representando los niveles de salida en un plano xy, se puede comprobar fácilmente que no existe ninguna recta capaz de dividir las zonas correspondientes a nivel 0 y nivel 1.

| Tabla función XOR |    |        |
|-------------------|----|--------|
| X1                | X2 | Salida |
| 0                 | 0  | 0      |
| 0                 | 1  | 1      |
| 1                 | 0  | 1      |
| 1                 | 1  | 0      |



### III.3.3 Sistemas adaptativos: Adaline

La señal de error se calcula antes de aplicar la función de activación. Esto permite determinar el sistema óptimo como aquel que asegure el error mínimo.



El mecanismo de aprendizaje se basa en la búsqueda del mínimo de la función de error siendo la más utilizada la función cuadrática.

$$J_n = error^2(n) = (y_{dn} - w_n^t \cdot x_n)^2 \quad (III.13)$$

Esta función es la de una hiperparaboloide que presenta un mínimo global. La búsqueda de este mínimo se realiza a partir de los métodos de mínimos cuadrados, con algoritmos basados en búsquedas aleatorias, método de Newton o descenso paso a paso (LMS). Este último procedimiento es iterativo y solo utiliza información de la primera derivada, por lo que tiene una gran facilidad de implementación y baja carga computacional, siendo el método usado inicialmente. El proceso de entrenamiento consiste en recorrer el hiperparaboloide a partir de un punto desplazándose (en función de la constante de entrenamiento) en el sentido apropiado a fin de buscar el mínimo del mismo.

### III.3.4 Perceptrón multicapa

El perceptrón multicapa o red neuronal MLP (del inglés “Multilayer Perceptron”) es un tipo de red neuronal unidireccional en el que las neuronas están organizadas en capas, de forma que una neurona situada en una capa intermedia tiene como entradas las salidas de la capa precedente y su salida sirve de entrada a las neuronas de la siguiente capa. Este tipo de redes pueden tener varias capas ocultas si bien con una sola capa oculta sería capaz de aproximar, con error arbitrariamente pequeño, cualquier función continua acotadas y con dos capas ocultas cualquier función continua.

Cuanto mayor sea el número de capas ocultas y del número de neuronas de cada capa, mayor es la capacidad de la red de ajustar cualquier función, pero aumentará el tiempo de entrenamiento, y sobre todo se corre el riesgo de sobreentrenar la red.

Este sobreentrenamiento se traduce en que la red neuronal ajusta perfectamente los valores que se le han dado a las entradas, proporcionando en estos casos el valor deseado en el vector de salidas, pero se ha “adaptado” demasiado bien a estos valores perdiendo su capacidad de generalización a otros valores.

El método más extendido para entrenar estas redes es el de retropropagación del error (backpropagation).

### III.3.4.1 Método back-propagation

En 1986 Rumelhart, Hinton y Williams [84] formalizaron un método para que una red del tipo perceptrón multicapa aprendiera la asociación que existe entre un conjunto de patrones de entrada y sus salidas correspondientes. Este método, conocido como backpropagation error (propagación del error hacia atrás), también denominado método de gradiente decreciente, ya había sido descrito anteriormente [80], aunque fue el Parallel Distributed Processing Group (grupo PDP) --Rumelhart y colaboradores--, quien realmente lo popularizó.

El método back-propagation (propagación del error hacia atrás), basado en la generalización de la regla delta, a pesar de sus limitaciones, ha ampliado de forma considerable el rango de aplicaciones de las redes neuronales.

En el funcionamiento de la red back-propagation primero se aplica un patrón de entrada como estímulo para la primera capa de las neuronas de la red, y se va propagando a través de todas las capas superiores hasta generar una salida. Se compara el resultado en las neuronas de salida con la salida que se desea obtener y se calcula un valor de error para cada neurona de salida.

Se define la función de error cuadrática como:

$$E_T = \sum_{m=1}^S E_m = \frac{1}{2} \sum_{m=1}^S (y_{d,m} - y_{s,m})^2 \quad (III.14)$$

donde:

$E_T$  = error total de salida.

$E_m$  = error de la salida m correspondiente a la capa de salida.

$S$  = número de neuronas de la última capa.

$y_{s,m}$  = salida obtenida en la neurona m de la capa S (la de salida).

$y_{d,m}$  = salida deseada en la neurona m.

A continuación, estos errores se transmiten hacia atrás, partiendo de la capa de salida hacia todas las neuronas de la capa intermedia que contribuyan directamente a la salida, recibiendo de error aproximado a la neurona intermedia a la salida original. Este proceso se repite, capa por capa, hasta que todas las neuronas de la red hayan recibido un error que describa su aportación relativa al error total. Basándose en el valor del error recibido, se reajustan los pesos de conexión de cada neurona, de manera que en la siguiente vez que se presente el mismo patrón, la más salida esté cercana a la deseada.

El algoritmo de aprendizaje basado en la regla de delta generalizada se expresa como:

$$\omega_{L,ij}(k+1) = \omega_{L,ij}(k) - \alpha \frac{\partial E_T}{\partial \omega_{L,ij}(k)} \quad (III.15)$$

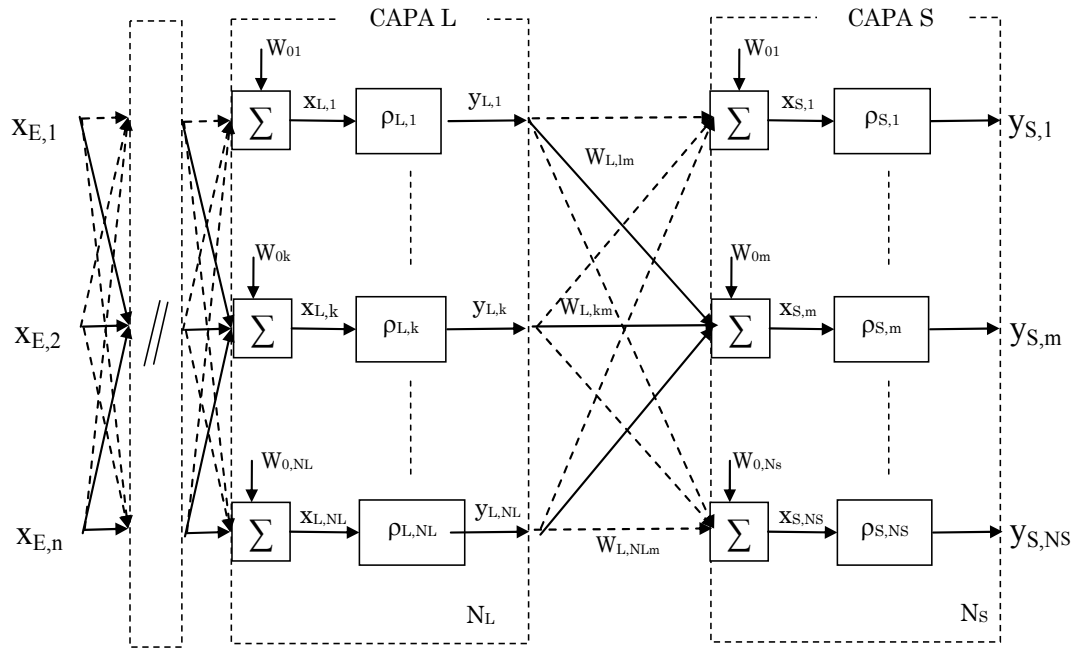
donde:

$\omega_{L,ij}$  = peso de la entrada i de la neurona j en la capa L.

k = iteración actual.

$\alpha$  = factor de aprendizaje.

Para comprender el mecanismo de aprendizaje nos basaremos en el siguiente esquema de una red neuronal con varias capas ocultas, en las que se han representado la capa de salida S, cuyo tamaño depende del número de salidas y la capa anterior L, cuyo número de neuronas es variable ( $N_s$ ).



La nomenclatura utilizada se puede observar en el esquema:

$y_{L,k}$  : salida k de la capa L.

$\rho_{L,k}$  : función de activación de la neurona k de la capa L.

$\omega_{L,im}$  : peso de la conexión entre la neurona i de la capa L con la neurona m de la capa S.

$$x_{S,m} = \left( \sum_{i=0}^{N_L} \omega_{L,im} \cdot y_{L,i} \right) : \text{correspondiente a la neurona m de la capa S}$$

La derivada del error es equivalente a:

$$\frac{\partial E_T}{\partial \omega_{L,ij}(k)} = \sum_{s=1}^S \frac{\partial E_s}{\partial \omega_{L,ij}(k)} \quad (III.16)$$

Para la última capa, aplicando la regla de la cadena:

$$\frac{\partial E_T}{\partial \omega_{L,km}} = \frac{\partial E_T}{\partial y_{S,m}} \cdot \frac{\partial y_{S,m}}{\partial x_{S,m}} \cdot \frac{\partial x_{S,m}}{\partial \omega_{L,km}} \quad (III.17)$$

A partir de  $E_T = \sum_{m=1}^S E_s = \frac{1}{2} \sum_{m=1}^S (y_{d,m} - y_{S,m})^2$ ; de  $\frac{\partial E_T}{\partial y_{S,m}} = -(y_{d,m} - y_{S,m})$ ; de

$$y_{S,m} = \rho_{S,m}(x_{S,m}), \quad \frac{\partial y_{S,m}}{\partial x_{S,m}} = \rho'_{S,m}(x_{S,m}) \text{ y de } x_{S,m} = \left( \sum_{i=0}^{N_L} \omega_{L,im} \cdot y_{L,i} \right), \quad \frac{\partial x_{S,m}}{\partial \omega_{L,km}} = y_{L,k}.$$

$$\frac{\partial E_T}{\partial \omega_{L,km}} = -(y_{d,m} - y_{S,m}) \cdot \rho'_{S,m}(x_{S,m}) \cdot y_{L,k} \tag{III.18}$$

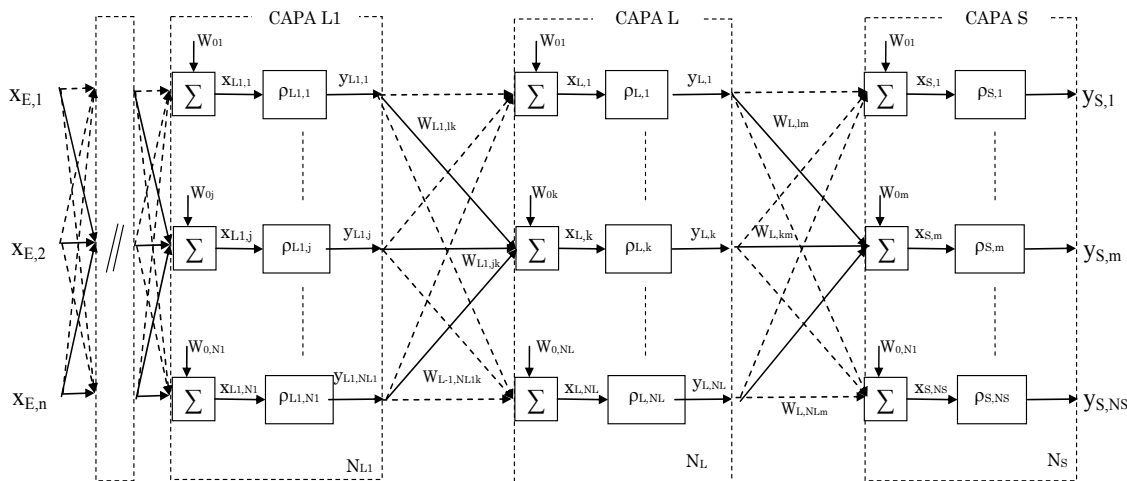
Llamando

$$\delta_{S,m} = \rho'_{S,m}(x_{S,m}) \cdot (y_{d,m} - y_{S,m}) \tag{III.19}$$

la variación de los pesos en función del error vendrá dada por:

$$\Delta \omega_{L,km} = -\alpha \cdot \delta_{S,m} \cdot y_{L,k} \tag{III.20}$$

Para el resto de las capas, cuando varía la salida de la neurona de una de ellas afecta a la salida de las neuronas de la siguiente capa. Se supone la capa L1 como la inmediatamente anterior a la capa L.



La derivada de  $E_p$  respecto a los pesos entre los pesos de las conexiones entre la capa L1 y la capa L está relacionado con las salidas de las capas ocultas de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} E_P &= \frac{1}{2} \sum_m (y_{d,m} - y_{S,m})^2 = \frac{1}{2} \sum_m (y_{d,m} - \rho_{S,m}(x_{S,m}))^2 = \\ &= \frac{1}{2} \sum_m \left( y_{d,m} - \rho_{S,m} \left( \sum_j \omega_{L,km} \cdot y_{L,j} \right) \right)^2 \end{aligned} \tag{III.21}$$

Como:

$$y_{L,k} = \rho_{L,k} \left( \sum_j \omega_{L-1,jk} \cdot y_{L-1,j} \right) \tag{III.22}$$

se tendrá:

$$\begin{aligned} \frac{\partial E_p}{\partial \omega_{L-1,jk}} &= \frac{1}{2} \sum_m \frac{\partial (y_{d,m} - y_{S,m})^2}{\partial \omega_{L-1,jk}} = - \sum_m (y_{d,m} - y_{S,m}) \cdot \frac{\partial y_{S,m}}{\partial x_{S,m}} \cdot \frac{\partial x_{S,m}}{\partial y_{L,k}} \cdot \frac{\partial y_{L,k}}{\partial x_{L,k}} \cdot \frac{\partial x_{L,k}}{\partial \omega_{L-1,jk}} = \\ &= - \sum_m (y_{d,m} - y_{S,m}) \rho'_{S,m}(x_{S,m}) \cdot \omega_{L,km} \cdot \rho'_{L,k}(x_{L,k}) \cdot y_{L-1,j} \end{aligned} \quad (III.23)$$

con lo que:

$$\begin{aligned} \Delta \omega_{L-1,kj} &= \alpha \cdot \rho'_{L,k}(x_{L,k}) \cdot y_{L-1,j} \cdot \sum_m (y_{d,m} - y_{S,m}) \rho'_{S,m}(x_{S,m}) \cdot \omega_{L,km} = \\ &= \alpha \cdot \rho'_{L,k}(x_{L,k}) \cdot y_{L-1,j} \cdot \sum_m \delta_{S,m} \cdot \omega_{L,km} \end{aligned} \quad (III.24)$$

donde se demuestra que las actualizaciones de los pesos en la capa oculta, dependen de todos los términos de errores en la capa de salida.

Si se define

$$\delta_{L,k} = \rho'_{L,k}(x_{L,k}) \cdot \sum_m \delta_{S,m} \cdot \omega_{L,km} \quad (III.25)$$

entonces:

$$\Delta \omega_{L-1,kj} = -\alpha \cdot \delta_{L,k} \cdot y_{L-1,k} \quad (III.26)$$

La importancia de la red back-propagation consiste en su capacidad de auto adaptar los pesos de las neuronas de las capas intermedias para aprender la relación que existe ente un conjunto de patrones de entrada y sus salidas correspondientes. Es importante la capacidad de generalización, facilidad de dar salidas satisfactorias a entradas que el sistema no ha visto nunca en su fase de entrenamiento. La red debe encontrar una representación interna que le permita generar las salidas deseadas cuando se le dan entradas de entrenamiento, y que pueda aplicar, además, a entradas no presentadas durante la etapa de aprendizaje para clasificarlas.

Este tipo de redes se caracterizan por su facilidad de implementación.

Sin embargo un entrenamiento reiterado con las mismas entradas acaba provocando un sobre-entrenamiento a la Red Neuronal, memorizando características de un conjunto, impidiendo así que aprenda a generalizar.

#### III.3.4.1.1 Adición de un momento en la regla delta generalizada

El método de retropropagación del error requiere un importante número de cálculos para lograr el ajuste de los pesos de la red. En la implementación del algoritmo, se toma una amplitud de paso que viene dada por la tasa de aprendizaje. A mayor tasa de aprendizaje, mayor es la modificación de los pesos en cada iteración, con lo que el aprendizaje será más rápido, pero por otro lado, puede dar lugar a oscilaciones. Para filtrar estas oscilaciones se añade en la expresión de incremento de los pesos un término (momento),  $\mu$ , de forma que:

$$\begin{aligned} \omega_{L,ij}(t+1) &= \omega_{L,ij}(t) + \alpha \cdot \delta_{L,j} \cdot y_{L,j} + \mu (\omega_{L,ij}(t) - \omega_{L,ij}(t-1)) \\ \Delta \omega_{L,ij}(t+1) &= \alpha \cdot \delta_{L,j} \cdot y_{L,j} + \mu \cdot \Delta \omega_{L,ij}(t) \end{aligned} \quad (III.27)$$

Con este momento se consigue la convergencia de la red en menor número de iteraciones, ya que si en  $t$  el incremento de un peso era positivo y en  $t+1$  también, entonces el descenso por la superficie de error en  $t+1$  es mayor. Sin embargo, si en  $t$  era positivo y en  $t+1$  es negativo, el paso que se da en  $t+1$  es más pequeño, lo cual es adecuado, ya que significa que se ha pasado por un mínimo y que los pesos deben ser menores para poder alcanzarlo.

En algoritmo de aprendizaje basado en la regla de delta generalizada es capaz de encontrar una solución minimizando el error, pero no garantiza que este mínimo no sea un mínimo local

### III.4 Implementación de las redes neuronales en Matlab

Matlab incorpora dentro de sus librerías, herramientas para diseñar, implementar, visualización y simulación de redes neuronales.

Con la función *newff*, se crea una red perceptrón multicapa con conexiones hacia delante.

La sintaxis de la función es la siguiente:

```
net = newff(P,T,S,TF,BTF,BLF,PF,IPF,OPF,DDF)
```

donde los argumentos:

- **P** es una matriz en la que se especifican los valores mínimos y máximos que pueden tomar cada una de las entradas a la red.
- **T** especifica los valores máximos y mínimos de las salidas.
- **S** es un vector que describe el número de neuronas que tienen todas las capas ocultas de la red y el número de neuronas de salida.
- **TF** Función de transferencia de cada capa. Las funciones de transferencia TF {i} pueden ser cualquier función de transferencia diferenciable como TANSIG, LOGSIG o PURELIN. El valor predeterminado es 'tansig' de capas ocultas y 'purelin' para la capa de salida.
- **BTF**: Función de aprendizaje: indica el tipo de entrenamiento que va a seguir nuestra red. La función de aprendizaje BTF puede ser TRAINLM, TRAINBFG, TRAINRP, TRAINGD, etc.. TRAINLM es la función de formación predeterminada porque es muy rápido, pero requiere mucha memoria para ejecutarse.
- **BLF** puede ser una de la backpropagation aprender funciones tales como LEARNGD, o LEARNGDM.PF
- **PF**: Función de rendimiento que puede ser cualquiera de las funciones de rendimiento diferenciable como MSE o MSEREG, por defecto = 'mse'
- **IPF**: Funciones de procesamiento de entrada. Por defecto {'fixunknowns', 'remconstantrows', 'mapminmax'}.
- **OPF** - Funciones de procesamiento de salida. Por defecto {'remconstantrows', 'mapminmax'}.

- **DDF** - Función de división de datos, por defecto = 'dividerand'.

### III.4.1 Funciones de aprendizaje.

**“traingd”**: regla delta generalizada. Este algoritmo se basa en actualizar los pesos y valores umbrales en la dirección del gradiente de la función del error. Existen dos versiones en la aplicación de esta técnica, la conocida como versión “on-line” y la versión “off-line”. En la versión “on-line” de entrenamiento, la actualización de los pesos de la red se realiza tras la presentación de cada valor del vector de entradas. En la versión “off-line”, se realiza tras la presentación de todo el conjunto de valores del vector de entradas de los datos de entrenamiento (lo que constituye un “epoch”). En este caso, los patrones han de ser introducidos en forma de matriz. Este tipo de entrenamiento tiene asociados los siguientes parámetros:

- **epochs**: Define el máximo número de épocas de entrenamiento del proceso de aprendizaje.
- **show**: Indica cada cuantos epochs se quiere realizar la representación de resultados.
- **goal**: valor mínimo que se requiere que alcance la función de error.
- **time**: tiempo máximo de entrenamiento.
- **min\_grad**: valor mínimo del gradiente.
- **max\_fail**: máximo número de iteraciones en las que se permite que aumente el error.
- **lr**: valor de la constante de aprendizaje  $\alpha$ .

**“traingdm”** - Regla delta generalizada con la introducción de un momentum: En este algoritmo se introduce un momento que le permite aminorar los saltos cuando se está acercando al mínimo e ignorar mínimos locales. Se añade a los anteriores el parámetro Mu.

**“traingda”** - Ratio de aprendizaje variable: este algoritmo va variando el ratio de aprendizaje para que el orden de convergencia sea mayor.

Las nuevas variables que hay que controlar son, por un lado, el factor de amplificación máximo que puede tener el error entre una época y la siguiente, que se almacena en la variable max\_perf\_inc, el factor de reducción que en su caso se aplique al ratio de aprendizaje, que se almacena en lr\_dec, y el factor de amplificación que se le aplica cuando el error obtenido es menor que en la iteración anterior, que se encuentra almacenado en la variable lr\_inc.

**“traingdx”** Similar al anterior pero incluyendo además un momento.

**“trainrp”**- Método elástico de retropropagación: este algoritmo se utiliza cuando la red tiene funciones de activación sigmoideas, para evitar la lenta convergencia que se puede dar en este tipo de redes cuando las entradas a las neuronas son muy grandes. Para ello, no utiliza el valor del gradiente para la actualización de pesos, sino que la magnitud del cambio viene definido por otra variable. Para ello Matlab define delt\_inc para maximizar la magnitud del cambio si los signos de las derivadas coinciden en dos iteraciones consecutivas, delt\_dec para minorarlo cuando esto no sucede. Además también se definen la magnitud inicial del cambio mediante la variable delta0 y el valor máximo que puede tomar dicha magnitud, que se almacena en la variable deltamax.

### III.4.2 Métodos de orden de convergencia mayor

Los algoritmos anteriores, basados en la regla delta generalizada se basan en cambiar los pesos en la dirección de máximo crecimiento del error. Pero esta no tiene por qué ser la dirección por donde más rápido se converge. En esta idea se basan los siguientes algoritmos. Por un lado tenemos la actualización de Fletcher Reeves y por otro, tenemos el algoritmo de Newton. Todos estos algoritmos utilizan demasiada memoria, ya que para calcular la dirección de actualización utilizan la matriz hessiana que contiene derivadas segundas, por lo que en la práctica se utiliza aproximaciones de estos.

Así tenemos los algoritmos de cuasi-Newton que no calculan las derivadas segundas sino que utilizan la secante.

**“trainlm”** - Por último, el algoritmo de entrenamiento que por defecto utiliza Matlab es el algoritmo de Levenberg-Marquardt [89]. Aproxima la matriz hessiana mediante la matriz jacobiana

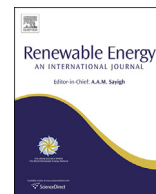


**Apéndice IV. State estimation for wind farms including the wind turbine generator models.**

---

---





# State estimation for wind farms including the wind turbine generator models



Blanca Nieves Miranda-Blanco, Eloy Díaz-Dorado, Camilo Carrillo\*, J. Cidrás

University of Vigo, Spain

## ARTICLE INFO

### Article history:

Received 28 June 2013

Accepted 13 May 2014

Available online

### Keywords:

Wind energy

State estimation

State estimation with constraints

Neural networks

## ABSTRACT

Wind farms can be analyzed using state estimation methods, which can be used to obtain its running state, including several aspects that cannot be easily obtained using other methods (e.g., capacitor bank aging) Using these methods on these types of networks is strongly affected by decoupling between active and reactive power and by a radial configuration, which is typical. For example, this decoupling affects its observability and robustness as well as the technical feasibility of the results. To overcome these drawbacks, an extended state estimation method is proposed in which the models for the different wind turbine technologies have been incorporated. These models have been mainly generated from measurement data using neural networks and polynomial fitting; these models do not require parameter values, which are rarely available from manufacturers. Furthermore, the resulting equations for modeling wind turbines are easily integrated into the state estimator due to their simplicity and derivatives. Thus, a method that guarantees feasible results, at least for wind turbines, was generated with increased observability robustness.

The method was tested using measurement data from the Sotavento Wind Park, which has wind turbines with different types of technologies.

© 2014 Elsevier Ltd. All rights reserved.

## 1. Introduction

The statuses of the network and wind turbine generators (WTGs) are useful for evaluating the proper working conditions of a wind park; the data from Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) can be used and are usually implemented in this type of installation. However, directly using measured data can generate errors associated with measurement errors and communication failures, among other concerns. Furthermore, it can only be obtained values directly calculated from measurements; thus, several relevant factors (e.g., capacitor aging) cannot usually be available. In this context, state estimation (SE) methods can overcome these problems.

State estimation (SE) is a method for obtaining the state variables of a network from a set of measurements [1,2]. Usually, the measurements are the active and reactive power flowing through the branches and injected at nodes as well as the magnitude of the nodes' voltage. Apart from obtaining the network state, this type of

analysis could be useful for analyzing other aspects related to the system operation (e.g., out-of-service WTGs, aging capacitor banks, communication failures and energy loss estimates).

When an SE method is applied, it must be considered that a wind farm network is usually in a radial configuration, and the electrical measurements are only conducted on the low voltage side of the wind turbines (WTGs) and the high voltage side of the substation. Thus, the common measurements are the voltage at the nodes, the active and reactive power generated by the WTGs and the active and reactive power injected into the transmission network through the substation. A state estimator in this type of network has little redundancy because it only includes nodal measurements, and the active power (voltage angles) is strongly decoupled from the reactive power (voltage magnitudes). Therefore, the resulting system has a weak observability; this means that if the measurements in only one WTG are not available, then the system may not be observable. Furthermore, there is no guarantee that the results are technically feasible (e.g., due to out-of-range values, unrealistic power flows and values that are incompatible with WTG operation) because the WTG behavior (e.g., the PQ model of asynchronous machines) is not included in the method.

To overcome the aforementioned drawbacks, this paper proposes to include functions that model the WTG behavior (i.e.,

\* Corresponding author. EEI – Sede Campus, Universidade de Vigo, Campus Universitario, 36310 Vigo, Spain. Tel.: +34 986813912.

E-mail addresses: [blancan@uvigo.es](mailto:blancan@uvigo.es) (B.N. Miranda-Blanco), [ediaz@uvigo.es](mailto:ediaz@uvigo.es) (E. Díaz-Dorado), [carrillo@uvigo.es](mailto:carrillo@uvigo.es) (C. Carrillo), [jcidras@uvigo.es](mailto:jcidras@uvigo.es) (J. Cidrás).

| Nomenclature     |                                                                |                    |                                                                                                    |
|------------------|----------------------------------------------------------------|--------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $k$              | number of iterations                                           | $Q_{Ci}^m$         | measurement of the reactive power generated by the capacitors in node $i$                          |
| $x$              | state vector (module $U_i$ and $\theta_i$ nodal voltage phase) | $n$                | number of nodes in the network                                                                     |
| $h$              | functions that relate measurements to state variables          | $N$                | set of nodes in the system                                                                         |
| $z^m$            | measurements vector                                            | $nn_R$             | reference node for voltage angles                                                                  |
| $e$              | errors vector                                                  | $N_{Um}$           | set of nodes with voltage measurements                                                             |
| $d$              | constraints vector                                             | $N_{Pm}$           | set of nodes with injected active power measurements                                               |
| $c(x)$           | functions of the constraints vector                            | $N_{Qm}$           | set of nodes with injected reactive power measurements                                             |
| $W$              | inverse covariance matrix                                      | $N_{null}$         | set of nodes with virtual measurements (null injected active and reactive power)                   |
| $H$              | Jacobian matrix of the functions $h(x)$ , in $x^{(i)}$         | $N_e$              | set of nodes with active and reactive power that belongs to the extended state vector              |
| $C$              | constraint matrix                                              | $N_{e,FSWT}$       | set of nodes for FSWTs                                                                             |
| $\Delta z^{(i)}$ | vector measurement errors $z^m$                                | $N_{e,VSWT-DFIGs}$ | set of stator-side nodes in VSWT-DFIGs                                                             |
| $P_i$            | active power injected at node $i$                              | $N_{e,VSWT-DFIGr}$ | set of rotor-side nodes in VSWT-DFIGs                                                              |
| $Q_i$            | reactive power injected at node $i$                            | $N_{e,VSWT-SG}$    | set of nodes for VSWT-SGs                                                                          |
| $Q_{Ci}$         | reactive power generated by capacitors in node $i$             | $X_{(N)}^m$        | vector of measurements $X_i^m$ at nodes $N$ ;<br>thus, $X_{(N)}^m = [\dots X_i^m \dots]$ $i \in N$ |
| $U_i^m$          | measurement of the voltage at node $i$                         |                    |                                                                                                    |
| $P_i^m$          | measurement of the active power injected at node $i$           |                    |                                                                                                    |
| $Q_i^m$          | measurement of the reactive power injected at node $i$         |                    |                                                                                                    |

functions that establish the relationship between voltage, active power and reactive power in WTGs) in the state estimation equations. These relationships are not usually included in a classic state estimation [3]; they are only partially considered in certain power flow analyses [4,5,6].

To model WTGs, equations can be used that typically include the slip as input data and several assumptions about the generator behavior (e.g., the relationship between power and slip) [7,8]. Using these equations has certain disadvantages: the need for slip measurements; the equation parameters are usually unknown; and finally, the additional complexity in the state estimator does not guarantee enhanced redundancy.

To overcome those problems, herein, WTGs were modeled using polynomial fitting techniques and *back-propagation neural networks* (BPNNs) [9,10]. Thus, the input data for the proposed state estimator are the network parameters and measurements; the latter are used for WTG modeling and during SE. The resulting models, polynomial equations and BPNNs can easily be integrated into the SE due to their simplicity and derivatives. To integrate these functions into the state estimator, a method is proposed that increases the number of state variables, including the variables active and reactive power of wind turbines, and uses the WTG models as restrictions. As a result, the state estimation problem becomes a constrained optimization problem [11,12]. The main advantage of the proposed model is that the decoupling between P–V and between Q– $\delta$  disappears, the system redundancy is increased, and the results obtained are technically feasible due to inclusion of the WTG models.

To demonstrate its operation, the proposed method was applied to the Sotavento Experimental Wind Farm S.A. (<http://www.sotaventogalicia.com>) [13,14]. This farm is dedicated to D&I of wind power and includes nine different types of 24 WTGs, including fixed-speed and variable-speed wind turbines.

## 2. Static state estimation

### 2.1. Classical state estimator

Static state estimation (SE) consists of calculating a set of variables (state variables) from a set of network measurements. Usually, the measurements are at the magnitude of the node voltages,

the active and reactive power flow in branches and the active and reactive power injection in nodes. On the other hand, the state variables are the magnitude and angle of the node voltages. When the state variables are known, any electric variable in any element of the network can be obtained. A diagram of the classical SE methodology is shown in Fig. 1.

In SE, the measurements are considered erroneous with the following behavior:

1. The histogram of the error values can be approximated using a normal pdf with the mean  $\mu$  and standard deviation  $\sigma$ :  $N(\mu, \sigma)$ .
2. The expectation of errors is zero:  $E[e_i] = 0$ .
3. The errors are independent:  $E[e_i \cdot e_j] = 0$ ; thus, it can be defined as a diagonal covariance matrix, where the main diagonal is the standard deviation vector:

$$\text{Cov}(e) = E[e \cdot e^T] = W^{-1} = \text{diag}\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\}. \quad (1)$$

The SE method consists of calculating the state vector  $x$  such that the error between the measured values and those obtained from the estimator is minimized. According to previous paragraphs, assuming that measurements have an associated error ( $e$ ), the following system of equations can be written [1]:

$$z^m = h(x) + e. \quad (2)$$

Therefore, the following index must be minimized [10]:

$$\min\{J(x)\} = \min\{[z - h(x)]^T \cdot W \cdot [z - h(x)]\}. \quad (3)$$

The method to minimize this term is the weighted least squares method. The state vector can be obtained by iteratively solving the following system of equations:

$$\left(H^T(x^{(k)}) \cdot W \cdot H(x^{(k)})\right) \cdot \Delta x^{(k)} = H^T(x^{(k)}) \cdot W \cdot (\Delta z^{(k)}) \quad (4)$$

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)}$$

$$\Delta z^{(k)} = z^m - h(x^{(k)}). \quad (5)$$

For a wind farm, the state vector is formed by the angle of voltage at every network node except the reference node  $n_R$  and the

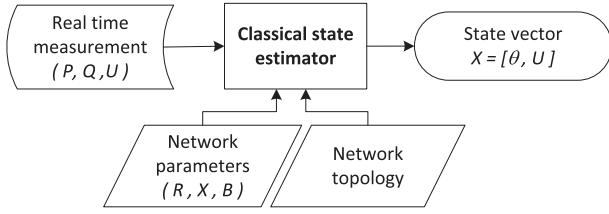


Fig. 1. Implementation methodology for a classical state estimator.

magnitude voltage at every network node, which yields the following:

$$x = [\theta_{(\mathcal{N}-n_R)} \quad U_{(\mathcal{N})}]. \quad (6)$$

The measurement vector is formed by the entire available voltage magnitude as well as the active power and reactive power values, including the interconnection nodes with a null  $P$  and  $Q$ . The resulting measurement vector can be written as follows:

$$z^m = \begin{bmatrix} U_{(\mathcal{N}_{Um})}^m & P_{(\mathcal{N}_{Pm})}^m & P_{(\mathcal{N}_{null})}^m & Q_{(\mathcal{N}_{Qm})}^m & Q_{(\mathcal{N}_{null})}^m \end{bmatrix}. \quad (7)$$

Finally, the set of equations  $h(x)$  is:

$$\begin{aligned} U_i^m &= U_i + \varepsilon U_i \\ P_i^m &= h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ Q_i^m &= h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \end{aligned} \quad (8)$$

where the functions  $h_{P_i}(U, \theta)$  and  $h_{Q_i}(U, \theta)$  are:

$$\begin{aligned} h_{P_i}(U, \theta) &= U_i \cdot \sum_{k=1}^n U_k (G_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{i,k} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_k)) \\ h_{Q_i}(U, \theta) &= U_i \cdot \sum_{k=1}^n U_k (-B_{i,k} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k) + G_{i,k} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_k)) \end{aligned} \quad (9)$$

Thus, the following matrix  $H$  results:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial U^m}{\partial \theta} & \frac{\partial U^m}{\partial U} \\ \frac{\partial h_p}{\partial \theta} & \frac{\partial h_p}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} \end{bmatrix}_{x^{(k)}} = \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{Um} \\ P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cup \mathcal{N}_{null} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cup \mathcal{N}_{null} \end{cases} = \begin{bmatrix} 0 & 1_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} \\ \frac{\partial h_p}{\partial \theta} & \frac{\partial h_p}{\partial U} \\ \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} \end{bmatrix}_{x^{(k)}} \quad (10)$$

$\underbrace{\qquad\qquad\qquad}_{\theta_i, i \in \mathcal{N}-n_R} \quad \underbrace{\qquad\qquad\qquad}_{U_i, i \in \mathcal{N}}$

In the previous equation, it must be considered that the matrix  $1_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})}$  is a matrix with the size  $\mathcal{N}_{Um} \times \mathcal{N}$  with its elements at one when the corresponding measurement variable can be directly related to a state variable. For example, when the complete nodes vector is  $\mathcal{N}=\{1,2,3,4,5\}$ , and the node vector with voltage measurements is  $\mathcal{N}_{Um} = \{1,2,5\}$ , the array  $\partial U^m/\partial U$  can be represented as follows:

$$\frac{\partial U_{\{1,2,5\}}^m}{\partial U_{\{1,2,3,4,5\}}} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = 1_{\{\{1,2,5\}, \{1,2,3,4,5\}\}} \quad (11)$$

When a state estimator is used, a typical concern is the observability of the system, which implies considerations regarding topology and measurements. A network is observable if it has at least  $2n-1$  measurements with  $n-1$  measurements of  $P$  and  $n$  measurements of  $U$  or  $Q$  due to decoupling between  $P-U$  and between  $Q-\delta$ . Furthermore, the rank of the matrix  $H$  must be equal to the number of variables for the state vector  $x$ . Therefore, a wind farm is observable with the typical measurements  $U, P$  and  $Q$  on the low voltage side of the WTGs and the high voltage side of the substation. However, it has little redundancy because the lack of only two measured values for  $P$  or  $Q$  renders the system unobservable. As shown in the following paragraphs, one objective of the proposed SE method is to increase the observability robustness.

### 2.2. Constrained state estimator

For nodes with virtual or exact measurements, it is necessary to consider the optimization problem as a constrained problem [11].

$$\begin{aligned} \text{Measurements :} & \quad z = h(x) + \varepsilon \\ \text{Virtual measurements :} & \quad c(x) = 0 \end{aligned} \quad (12)$$

For example, wind farms have interconnection nodes, where the injected active and reactive powers equal zero (see the nodes from 31 to 55 in Fig. 13). The constrained SE problem can be presented as an optimization problem and expressed as follows:

$$\begin{aligned} \min\{J(x)\} &= \min\{[z - h(x)]^T \cdot W \cdot [z - h(x)]\} \\ \text{restricted to :} & \quad c(x) = 0 \end{aligned} \quad (13)$$

From LaGrange theory, optimization with constraints of the functional  $J$  can be rewritten as a new functional to minimize  $J'$ :

$$\begin{aligned} \min\{J'(x)\} &= \min\left\{\frac{1}{2} \cdot [z^m - h(x)]^T \cdot W \cdot [z^m - h(x)] \right. \\ &\quad \left. - \lambda^T \cdot [d - c(x)]\right\}. \end{aligned} \quad (14)$$

Considering that  $x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)}$ , this equation can be solved iteratively [11] [12]:

$$\begin{bmatrix} H^T \cdot W \cdot H & C^T \\ C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x^{(k)} \\ \lambda^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T \cdot W \cdot (z^m - h(x^{(k)})) \\ -c(x^{(k)}) \end{bmatrix} \quad (15)$$

where the array H is:

$$H = \begin{bmatrix} 0 & I_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} \\ \frac{\partial h_p}{\partial \theta} & \frac{\partial h_p}{\partial U} \\ \frac{\partial h_q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_q}{\partial U} \end{bmatrix} \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{Um} \\ P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \end{cases} \quad (16)$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{\theta_i, i \in \mathcal{N}-n_R} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{U_i, i \in \mathcal{N}}$

The constraints matrix C, where the injected active and reactive powers equal to zero, is:

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_p}{\partial \theta} & \frac{\partial h_p}{\partial U} \\ \frac{\partial h_q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_q}{\partial U} \end{bmatrix} \begin{cases} P_i = 0 = h_{P_i}(U, \theta) \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \\ Q_i = 0 = h_{Q_i}(U, \theta) \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \end{cases} \quad (17)$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{\theta_i, i \in \mathcal{N}-n_R} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{U_i, i \in \mathcal{N}}$

### 3. Extended state estimator

In this section, the proposed SE method (extended state estimator) is presented, wherein equations relating the WTG variables active power, reactive power, voltage and reactive power generated at the capacitor banks are incorporated into the state estimator. Therefore, the state variable vector was extended to include the new variables. Similarly, any voltage measurements with the corresponding state variable, active and reactive power injected at the WTG nodes, will be included in the extended state vector:

$$x_e = [\theta_{(\mathcal{N}-n_R)} \quad U_{(\mathcal{N})} \quad P_{(\mathcal{N}_e)} \quad Q_{(\mathcal{N}_e)}] \quad (18)$$

Including the new variables implies that the equations for  $P_i^m$  and  $Q_i^m$  at the WTG nodes (see (9)) are rewritten to consider the new state variables:

$$P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \Leftrightarrow \begin{cases} P_i^m = P_i + \varepsilon P_i \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \end{cases} \quad (19)$$

$$Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \Leftrightarrow \begin{cases} Q_i^m = Q_i + \varepsilon Q_i \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \end{cases}$$

Due to these modifications, the equations that relate voltage as well as active and reactive power in the WTGs can be included:

$$h_e(U_{(\mathcal{N}_e)}, P_{(\mathcal{N}_e)}, Q_{(\mathcal{N}_e)}) = 0 \quad (20)$$

These equations are included in the proposed SE as constraints. They were obtained as depicted in the following section.

Based on the previous definitions, an extended Jacobian matrix  $H_e$ , was defined as follows and considers the new set of variables:

$$H_e = \begin{bmatrix} 0 & I_{(\mathcal{N}_{Um}, \mathcal{N})} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ \frac{\partial h_p}{\partial \theta} & \frac{\partial h_p}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_q}{\partial U} & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{cases} U_i^m = U_i + \varepsilon U_i \\ i \in \mathcal{N}_{Um} \\ P_i^m = P_i + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ Q_i^m = Q_i + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon P_i \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} - \mathcal{N}_e \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon Q_i \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} - \mathcal{N}_e \end{cases} \quad (21)$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{\theta_i, i \in \mathcal{N}-n_R} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{P_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$

In addition, the extended constrained matrix  $C_e$  is:

$$C_e = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_p}{\partial \theta} & \frac{\partial h_p}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_q}{\partial U} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_p}{\partial \theta} & \frac{\partial h_p}{\partial U} & -I_{(\mathcal{N}_{Pm}, \mathcal{N}_e)} & 0 \\ \frac{\partial h_q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_q}{\partial U} & 0 & -I_{(\mathcal{N}_{Qm}, \mathcal{N}_e)} \\ 0 & \frac{\partial h_e}{\partial U} & \frac{\partial h_e}{\partial P} & \frac{\partial h_e}{\partial Q} \end{bmatrix} \begin{cases} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pnull} \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qnull} \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Pm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \\ i \in \mathcal{N}_{Qm} \cap \mathcal{N}_e \\ h_e(U_i, P_i, Q_i) = 0 \\ i \in \mathcal{N}_e \end{cases} \quad (22)$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{\theta_i, i \in \mathcal{N}-n_R} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{U_i, i \in \mathcal{N}} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{P_i, i \in \mathcal{N}_e} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{Q_i, i \in \mathcal{N}_e}$

The resulting system of equations can be solved using (15). Furthermore, it must be considered that when the measurements in any WTG are unavailable, only their corresponding equations are excluded from the extended matrix  $H_e$ .

The proposed methodology for the extended SE is shown in Fig. 2, where the relationship between the WTG models, measurement data and estimator is depicted, which can be compared with the classical SE shown in Fig. 1. The main characteristics of the proposed method are the following:

- Including the WTG models is the SE with constrains
- Extended state vector includes all variables measured for the WTGs.
- WTG modeling from measurement data using BPNNs and polynomial fitting.

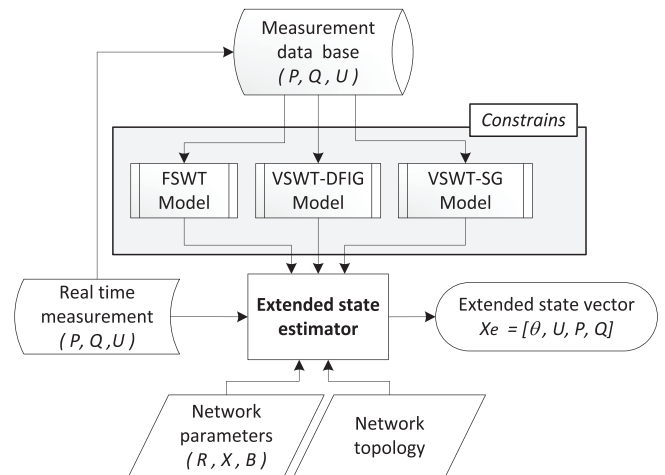


Fig. 2. Implementation methodology for the proposed extended state estimator.

**Table 1**  
Wind turbines installed in the Sotavento wind park.

| Wind turbine model | Number label  | Power (kW) | Generator | Pitch/Speed       |
|--------------------|---------------|------------|-----------|-------------------|
| Izar-Bonus 1.3 Mw  | 1             | 1300       | IG        | Variable/Variable |
| Made AE – 46       | 6, 10, 17, 23 | 660        | IG        | Fixed/Fixed       |
| Neg Micon NM-750   | 2, 8, 13, 20  | 750        | IG        | Fixed/Fixed       |
| Neg Micon NM-900   | 12            | 900        | IG        | Fixed/Fixed       |
| Ecotecnia 44 – 640 | 4, 11, 15, 21 | 640        | IG        | Fixed/Fixed       |
| Made AE-52         | 16            | 800        | SG        | Variable/Variable |
| Izar-Bonus MK – IV | 5, 9, 18, 22  | 600        | IG        | Fixed/Fixed       |
| Gamesa G-47        | 3, 7, 14, 19  | 660        | DFIG      | Variable/Variable |
| Made AE – 61       | 24            | 1320       | IG        | Fixed/Fixed       |

Table 2 shows a summary of the types of WTGs, the equations used to model them, the modeling technique and the variables as well as parameters involved. The modeling results have been evaluated using the typical fitness indicators: the coefficient of determination (R2) and the root-mean-square error (RMSE).

**4. WTG modeling**

The WTG equations are included in the proposed extended SE using [20]. These equations model the WTG behavior by relating voltage, active power and reactive power. Based on the WTGs installed in the Sotavento wind park [15], the following three WTG technologies were considered in this paper:

- Fixed speed WTG based on an induction generator (FSWT)
- Variable speed WTG based on a doubly fed induction generator (VSWT-DFIG)

**Table 2**  
Modeling parameters and test results for all WTGs.

| Type                                  | Function                                | Modeling                                        | Model parameters                                                                                                                                                                                                                   | WT        | Test                                  |                                                 |                                                                                                          |       |        |        |
|---------------------------------------|-----------------------------------------|-------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|---------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|--------|--------|
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    |           | R2                                    | RMSE                                            |                                                                                                          |       |        |        |
| FSWT                                  | $h_{e,IG_i}(U_i, P_i, Q_i, Q_{Ci}) = 0$ | BPNN                                            | Input vector: $[P, Q, U]$<br>Target vector: $[Q_c]$<br>Layers: [3 5 30 1]<br>Transfer functions: <i>tansig, tansig, purelin</i><br>Training method: Levenberg–Marquardt<br>Perf. goal: $10^{-6}$<br>Min. perf. gradient: $10^{-6}$ | 1         | 0.992                                 | 0.0054                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 2         | 0.928                                 | 0.0031                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 4         | 0.989                                 | 0.0014                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 5         | 0.980                                 | 0.0031                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 6         | 0.997                                 | 0.0020                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 8         | 0.917                                 | 0.0026                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 9         | 0.942                                 | 0.0025                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 10        | 0.997                                 | 0.0022                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 11        | 0.992                                 | 0.0016                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 12        | 0.940                                 | 0.0014                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 13        | 0.981                                 | 0.0025                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 15        | 0.992                                 | 0.0014                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 17        | 0.997                                 | 0.0019                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 18        | 0.962                                 | 0.0017                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 20        | 0.904                                 | 0.0033                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 21        | 0.993                                 | 0.0014                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 22        | 0.967                                 | 0.0025                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 23        | 0.988                                 | 0.0024                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | 24        | 0.967                                 | 0.0028                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    | VSWT-DFIG | $h_{e,DFIG_{ij}}(P_{Rj}, P_{Si}) = 0$ | BPNN                                            | Input vector: $[P_S]$<br>Target vector: $[P_R]$<br>Layers: [1 5 10 1]<br>(similar to the previous BPNNs) | 3     | 0.983  | 2.4844 |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    |           |                                       |                                                 |                                                                                                          | 7     | 0.973  | 2.8881 |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    |           |                                       |                                                 |                                                                                                          | 14    | 0.966  | 2.9718 |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    |           |                                       |                                                 |                                                                                                          | 19    | 0.959  | 3.1924 |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    |           |                                       |                                                 |                                                                                                          | 3     | 0.992  | 0.6833 |
| 7                                     | 0.994                                   | 0.6850                                          |                                                                                                                                                                                                                                    |           |                                       |                                                 |                                                                                                          |       |        |        |
| $h_{e,DFIG_{ij}}(P_{Rj}, Q_{Rj}) = 0$ | Fitted function                         | Input vector: $[P_R]$<br>Output vector: $[Q_R]$ | 14                                                                                                                                                                                                                                 |           | 0.996                                 | 0.6433                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 | 19                                                                                                                                                                                                                                 |           | 0.998                                 | 0.6057                                          |                                                                                                          |       |        |        |
|                                       |                                         |                                                 | $h_{e,DFIG_{ij}}(P_{Si}, Q_{Si}) = 0$                                                                                                                                                                                              |           | Fitted function                       | Input vector: $[P_S]$<br>Output vector: $[Q_S]$ | 3                                                                                                        | 0.990 | 0.2491 |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    |           |                                       |                                                 | 7                                                                                                        | 0.992 | 0.2395 |        |
|                                       |                                         |                                                 |                                                                                                                                                                                                                                    |           |                                       |                                                 | 14                                                                                                       | 0.992 | 0.2369 |        |
|                                       |                                         |                                                 | VSWT-SG                                                                                                                                                                                                                            |           | $h_{e,SG_i}(U_i, P_i, Q_i) = 0$       | Fitted function                                 | Input vector: $[P, U]$<br>Output vector: $[Q]$                                                           | 19    | 0.993  | 0.2110 |
| 16                                    | 0.973                                   | 1.7017                                          |                                                                                                                                                                                                                                    |           |                                       |                                                 |                                                                                                          |       |        |        |

- Variable speed WTG based on a synchronous generator with an AC/AC back-to-back converter (VSWT-SG)

The following paragraphs describe the method for obtaining the functions that model behavior for the different types of WTGs. In this paper, to generate these models, measurement data were used from studying the wind park SCADA for one year. All WTGs were modeled using BPNNs trained from measurement data or by fitting polynomials. In the following paragraphs, the equations related to each technology are depicted, and the results of the BPNN modeling are shown.

**4.1. Fixed speed WTG based on induction generator (FSWT)**

To model an FSWT, three variables must be included in the extended state vector: the active power  $P_i$  and reactive power  $Q_i$  injected by the WTG, as well as the reactive power  $Q_{Ci}$  generated at the capacitor bank. This construction implies that the following equations are used:

$$\left. \begin{aligned} P_i^m &= P_i + \epsilon_{P_i} \\ Q_i^m &= Q_i + \epsilon_{Q_i} \\ Q_{Ci}^m &= Q_{Ci} + \epsilon_{Q_{Ci}} \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i &= 0 \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i &= 0 \\ h_{e,IG_i}(U_i, P_i, Q_i, Q_{Ci}) &= 0 \end{aligned} \right\} i \in N_{e,IG} \quad (23)$$

where  $h_{e,FSWT_i}$  is the function that models the  $i$ th FSWT. This function was obtained using BPNNs, as shown below.

An FSWT is formed by an induction generator and a power factor controller (PFC), which controls the different capacitor bank

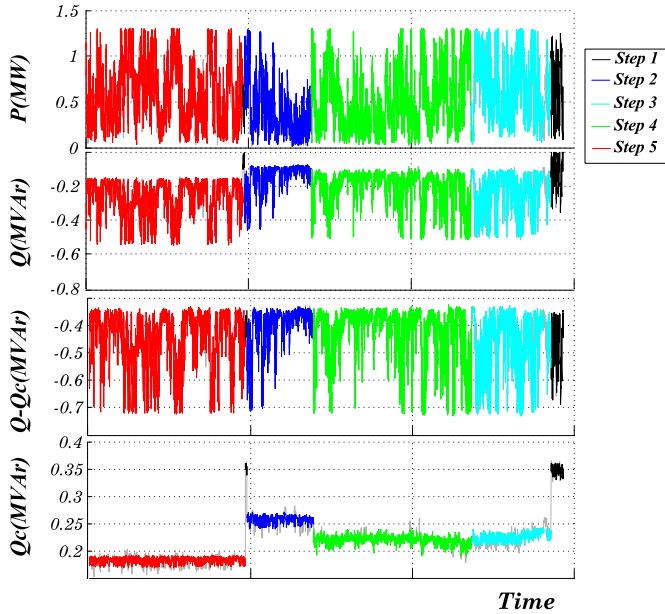


Fig. 3. Output  $Q_c$  against time estimated using a BPNN for an FSWT Izar-Bonus 1.3 MW.

steps. Therefore, to model this WTG, the models and their corresponding parameters for the generator and PFC are necessary. That type of information is not typically provided by the WTG manufacturer. Furthermore, the PFC model may require representation by a logical function that cannot be included in the SE due to its inherent discontinuities. To overcome these inconveniences, a BPNN is proposed to obtain  $h_{e,FSWTi}$  (see Appendix IX.B); thus, the resulting function is differentiable and can be included in the SE (see Appendix IX.A). The BPNN output is shown in Figs. 3 and 4.

The reactive power generated by the shunt capacitors ( $Q_{Ci}$ ) can be included in the extended SE in several ways, depending on the available measurements:

- When  $Q_{Ci}$  measurements are available ( $Q_{Ci}^m$ ; see Fig. 5), it is sufficient to consider the equation that relates  $Q_{Ci}^m$  with the variable  $Q_{Ci}$  in matrix  $H$  as follows:

$$Q_{Ci}^m = Q_{Ci} + \varepsilon. \tag{24}$$

- When the status of the PFC is available (see Fig. 6), a similar procedure to the previous case can be used [16]. The measurement values  $Q_{Ci}^m$  can be obtained using the following:

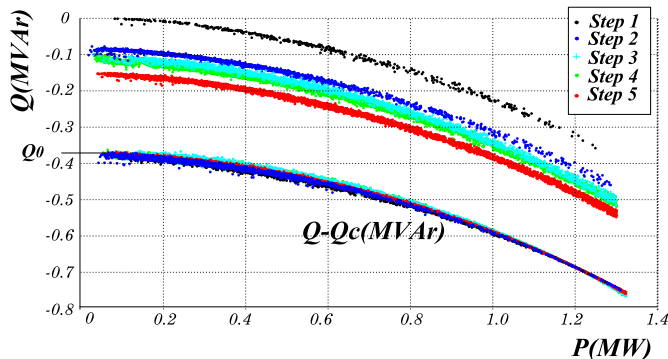


Fig. 4. P-Q diagram for an FSWT Izar-Bonus 1.3 MW.

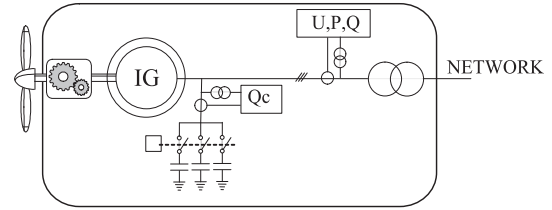


Fig. 5. Induction generator with measurements for  $U$ ,  $P$ ,  $Q_{Ci}$  and  $Q_{Ci}$ .

$$Q_{Ci}^m = \left(\frac{U_i}{U_N}\right)^2 \cdot \sum_{j=1}^{N_{Ci}} Q_{Cij} b_{ij} \tag{25}$$

where  $N_{Ci}$  is the number of capacitor steps in the  $i$ th FSWT,  $b_{ij}$  is a binary variable that indicates the status of the  $j$ th step,  $U_n$  is the capacitor-rated voltage, and  $Q_{Cij}$  is the rated reactive power for each capacitor step.

#### 4.2. Variable-speed WTG based on a doubly fed induction generator (VSWT-DFIG)

To model VSWT-DFIG machines, four variables must be included in the extended SE (see Fig. 7): the active and reactive power on the rotor side ( $P_{Ri}$ ,  $Q_{Ri}$ ), as well as the active and reactive power on the stator side ( $P_{Si}$ ,  $Q_{Si}$ ). The following equations relate the active and reactive power injection on the rotor and stator sides and must be considered:

$$\left. \begin{aligned} P_{Rj}^m &= P_{Rj} + \varepsilon_{PRj} \\ P_{Si}^m &= P_{Si} + \varepsilon_{PSi} \\ Q_{Rj}^m &= Q_{Rj} + \varepsilon_{QRj} \\ Q_{Si}^m &= Q_{Si} + \varepsilon_{QSi} \\ h_{pi}(U, \theta) - P_{Si} &= 0 \\ h_{pj}(U, \theta) - P_{Rj} &= 0 \\ h_{Qi}(U, \theta) - Q_{Si} &= 0 \\ h_{Qj}(U, \theta) - Q_{Rj} &= 0 \\ h_{e,DFIGi,j}(P_{Rj}, P_{Si}) &= 0 \end{aligned} \right\} \begin{array}{l} i \in N_{e,DFIGS} \\ j \in N_{e,DFIGR} \end{array} \tag{26}$$

$$\left. \begin{aligned} h_{e,DFIGi,j}(P_{Rj}, P_{Si}) &= 0 \end{aligned} \right\} j \in N_{e,DFIGR} \tag{27}$$

$$h_{e,DFIGi,j}(P_{Rj}, Q_{Rj}) = 0 \} j \in N_{e,DFIGR} \tag{28}$$

$$h_{e,DFIGi,i}(P_{Si}, Q_{Si}) = 0 \} i \in N_{e,DFIGS} \tag{29}$$

where (27), (28) and (29) are the equations that model the  $i$ th VSWT-DFIG. It must be considered that in these types of WTGs, two sets of nodes must be considered: one set includes the nodes on the stator side, and the other set includes the nodes on the rotor side. Finally, the relationship in (27) was obtained using BPNNs with measured powers from the stator and rotor sides for a Gamesa G47 VSWT-DFIG. The behavior of the resulting function is shown in Fig. 8.

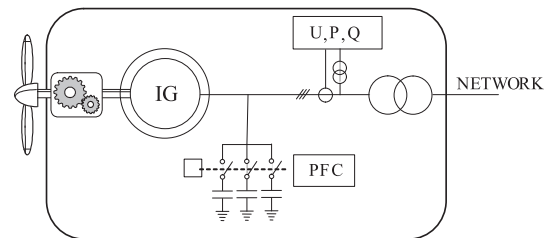


Fig. 6. Induction generator with measurements for the  $U$ ,  $P$ ,  $Q$ , and PFC status.



Due to their simplicity, the remaining equations (28) and (29) were obtained using a polynomial obtained by fitting techniques and measured data.

Using the above-described fitting technique, the resulting relationship for equation (28) is:

$$h_{e,DFIG_{II,i}}(P_{Si}, Q_{Si}) = Q_{Si} - a \cdot P_{Si}^2 + b \cdot P_{Si} + c = 0 \quad (30)$$

where the coefficients  $a$ ,  $b$  and  $c$  are defined using the power factor setpoint ( $PFp$ ) as a parameter.

$$b = \pm \tan\left(\arccos(PFp)\right) \quad \text{where} \begin{cases} - & \text{if } PFp \text{ inductive} \\ + & \text{if } PFp \text{ capacitive} \end{cases} \quad (31)$$

$$c = 0$$

For example, Fig. 9 shows the measured values compared with the values obtained using a fitted function for different power factor setpoint values. Similarly, equation (29) can be defined using the following linear equation:

$$h_{e,DFIG_{III,j}}(P_{Rj}, Q_{Rj}) = Q_{Rj} - a \cdot P_{Rj} + b = 0$$

$$a = 0.109 \quad (32)$$

$$b = 0.002337$$

Fig. 10 shows the measured values compared with the values obtained using the fitted function.

#### 4.3. Variable-speed WTG based on a synchronous generator with an AC/AC converter (VSWT-SG)

To include VSWT-SGs in the extended SE, two variables must be considered: the active power  $P_i$  and reactive  $Q_i$  injected at the WTG node; this construction implies that the equation relating the active power to the reactive power must be considered, which yields the following:

$$C = \begin{array}{c|c|c|c|c} \frac{\partial h_p}{\partial \theta} & \frac{\partial h_p}{\partial U} & -1 & 0 & \\ \hline \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & -1 & \\ \hline \frac{\partial h_p}{\partial \theta} & \frac{\partial h_p}{\partial U} & 0 & 0 & \\ \hline \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 & \\ \hline 0 & \frac{\partial h_{e,FSWT}}{\partial U} & \frac{\partial h_{e,FSWT}}{\partial P} & \frac{\partial h_{e,FSWT}}{\partial Q} & \frac{\partial h_{e,FSWT}}{\partial Q_C} \\ \hline & & \frac{\partial h_{e,VSWT-DFIG,I}}{\partial P} & & \\ & & \frac{\partial h_{e,VSWT-DFIG,II}}{\partial P} & \frac{\partial h_{e,VSWT-DFIG,II}}{\partial Q} & \\ & & \frac{\partial h_{e,VSWT-DFIG,III}}{\partial P} & \frac{\partial h_{e,VSWT-DFIG,III}}{\partial P} & \\ \hline & \frac{\partial h_{e,SG}}{\partial U} & \frac{\partial h_{e,SG}}{\partial P} & \frac{\partial h_{e,SG}}{\partial Q} & \end{array}$$

$$\underbrace{\theta_i}_{i \in N - n_R} \quad \underbrace{U_i}_{i \in N} \quad \underbrace{P_i}_{i \in N_e} \quad \underbrace{Q_i}_{i \in N_e} \quad \underbrace{Q_{C_i}}_{i \in N_{e,FSWT}}$$

$$\left. \begin{array}{l} P_i^m = P_i + \varepsilon_{P_i} \\ Q_i^m = Q_i + \varepsilon_{Q_i} \\ h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \end{array} \right\} i \in N_{e,SG} \quad (33)$$

$$h_{e,SG_i}(U_i, P_i, Q_i) = 0 \quad \left. \right\} i \in N_{e,SG} \quad (34)$$

where equation (34) models the  $i$ th VSWT-SG. This type of WTG has an AC/AC back-to-back converter between the generator and low voltage side of the transformer (see Fig. 11). Theoretically, this construction yields the capability to control the WTG and maintain a constant power factor setpoint; however, this is not always generated in real machines. As in the previous section, this equation can be obtained by fitting measurement data with a linear function, wherein the parameters depend on the power factor setpoint. For example, the resulting values obtained with the fitted function are compared with measurements in Fig. 12.

#### 4.4. The extended state estimator

Using the FSWT, VSWT-DFIG and VSWT-SG relationships, the proposed extended Jacobian matrix  $H_e$  and matrix of constraints  $C_e$  were generated and can be written as:

$$H = \begin{array}{c|c|c|c|c} \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} I_{N_{Qm},N} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ I_{N_{Pm},N_e} \\ 0 \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ I_{N_{Qm},N_e} \\ 0 \end{array} & \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \\ I_{N_{Qm},N_e} \end{array} \\ \hline \frac{\partial h_p}{\partial \theta} & \frac{\partial h_p}{\partial U} & 0 & 0 & 0 \\ \hline \frac{\partial h_Q}{\partial \theta} & \frac{\partial h_Q}{\partial U} & 0 & 0 & 0 \end{array} \quad \left\{ \begin{array}{l} U_i^m = U_i + \varepsilon_{U_i} \\ i \in N_{Um} \\ P_i^m = P_i + \varepsilon_{P_i} \\ i \in N_{Pm} \cap N_e \\ Q_i^m = Q_i + \varepsilon_{Q_i} \\ i \in N_{Qm} \cap N_e \\ Q_{C_i}^m = Q_{C_i} + \varepsilon_{Q_{C_i}} \\ i \in N_{Qcm} \cap N_e \\ P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) + \varepsilon_{P_i} \\ i \in N_{Pm} - N_e \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) + \varepsilon_{Q_i} \\ i \in N_{Qm} - N_e \end{array} \right. \quad (35)$$

$$\underbrace{\theta_i, j \in N - n_R} \quad \underbrace{U_i, j \in N} \quad \underbrace{P_i, j \in N_e} \quad \underbrace{Q_i, j \in N_e} \quad \underbrace{Q_{C_i}, j \in N_{e,FSWT}}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} h_{P_i}(U, \theta) - P_i = 0 \\ h_{Q_i}(U, \theta) - Q_i = 0 \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_i^m = h_{P_i}(U, \theta) = 0 \\ Q_i^m = h_{Q_i}(U, \theta) = 0 \end{array} \right.$$

$$FSWT \quad \left\{ h_{e,FSWT}(U, P, Q, Q_C) = 0 \right.$$

$$VSWT - DFIG \quad \left\{ \begin{array}{l} h_{e,VSWT-DFIG,I}(P) = 0 \\ h_{e,VSWT-DFIG,II}(P, Q) = 0 \\ h_{e,VSWT-DFIG,III}(P, Q) = 0 \end{array} \right.$$

$$VSWT - SG \quad \left\{ h_{e,VSWT-SG}(U, P, Q) = 0 \right.$$

(36)

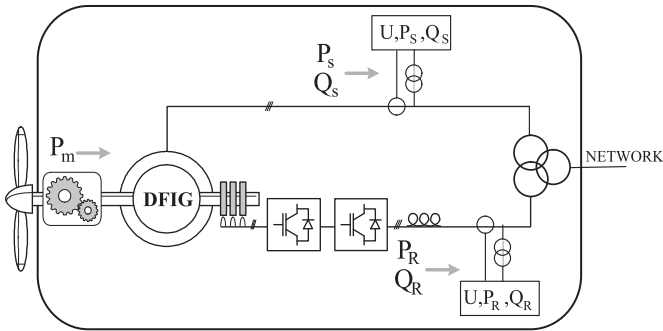


Fig. 7. VSWT-DFIG with measurements for  $U_i$ ,  $P_i$  and  $Q_i$  on the rotor and stator sides.

### 5. Results for the Sotavento Experimental Wind Park

#### 5.1. The wind park

The project is referred to as Sotavento Galicia S. A. It was created in 1997 and promoted by the Consellería de Industria e Comercio (Department for Industry and Trade), which is a department of Xunta de Galicia (local government). Its objective is to generate not only economic but also scientific and technical advantages. Three public institutions are involved in this project, which provided 51% of its capital. The Sotavento Experimental Wind Park (see Table 1 and Fig. 13) was formed by 24 WTGs with 17.56 MW total power and 38500 MWh/year estimated energy production.

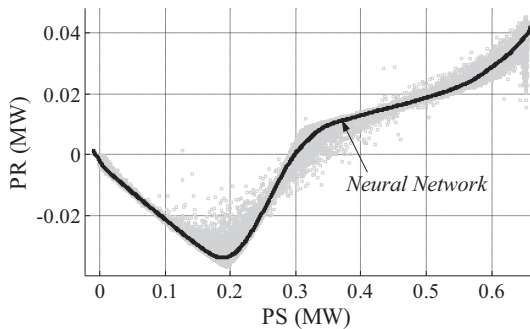


Fig. 8. Relationship between active power on the rotor and stator sides in a doubly-fed generator in a VSWT-DFIG Made AE46.

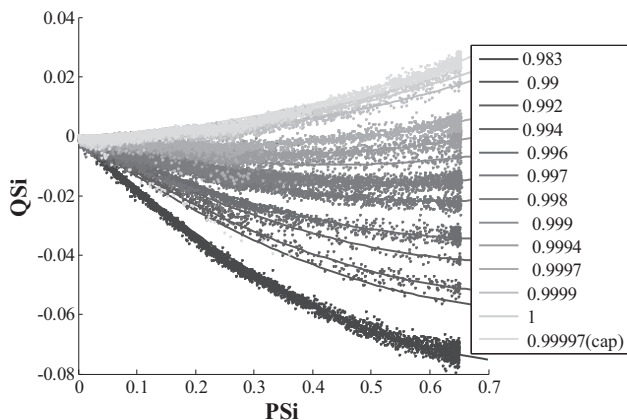


Fig. 9. Relationship between the active power  $P_{Si}$  and reactive power  $Q_{Si}$  on the stator side for different power factor setpoint values in the turbine Made AE46.

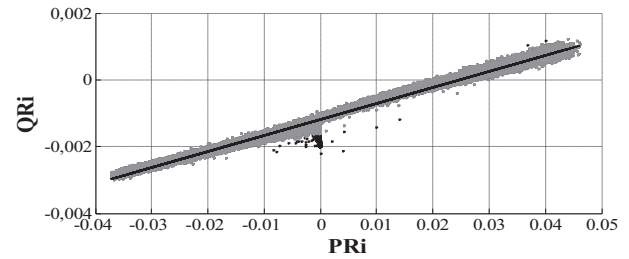


Fig. 10. Relationship between the active power  $P_{Ri}$  and reactive power  $Q_{Ri}$  on the rotor side for different power factor setpoint values in the turbine Made AE46.

#### 5.2. Available measurements

Measurements are available at the Sotavento wind farm through the centralized monitoring system (SCADA), including real-time voltage, active power and reactive power on the low voltage side of the WTG transformers and the high voltage side of the substation. In addition, the P and Q measurements are available on the rotor and stator sides of the VSWT-DFIGs. Finally, the status of the PFCs for the WTGs and substation is known [16].

Considering the park configuration (see Fig. 13), the resulting network was formed by the following 60 nodes.

- 1–24: LV bars at 24 WTGs
- 25–28: rotor-side LV bars at the VSWT-DFIGs
- 29, 30: bars at the substation
- 31–54: MV bars at the 24 WTGs
- 55–56: LV and MV control building bars
- 57–60: virtual nodes used to model three winding transformers in VSWT-DFIGs.

The measurements for the nodes 31–55 and 57–60 are virtual ( $P = 0, Q = 0$ ).

Therefore, the state vector is formed by 119 variables, and the extended vector of estate variables includes 188 elements. The total

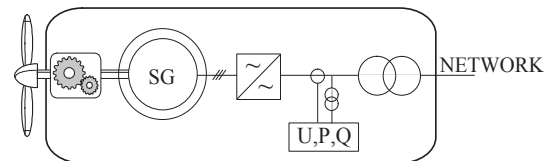


Fig. 11. Synchronous generator measurements for  $U_i$ ,  $P_i$  and  $Q_i$ .

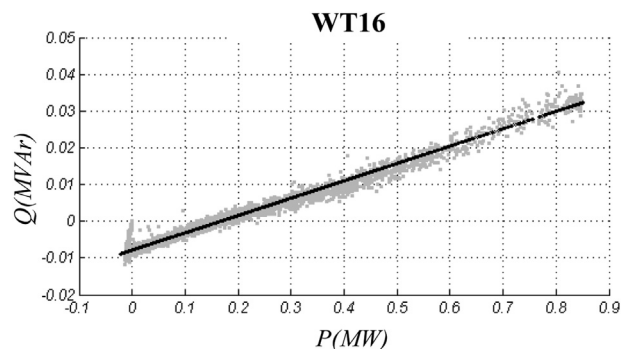


Fig. 12. Relationship between the active power P and reactive power Q injected at the WTG node in the turbine MADE AE52.

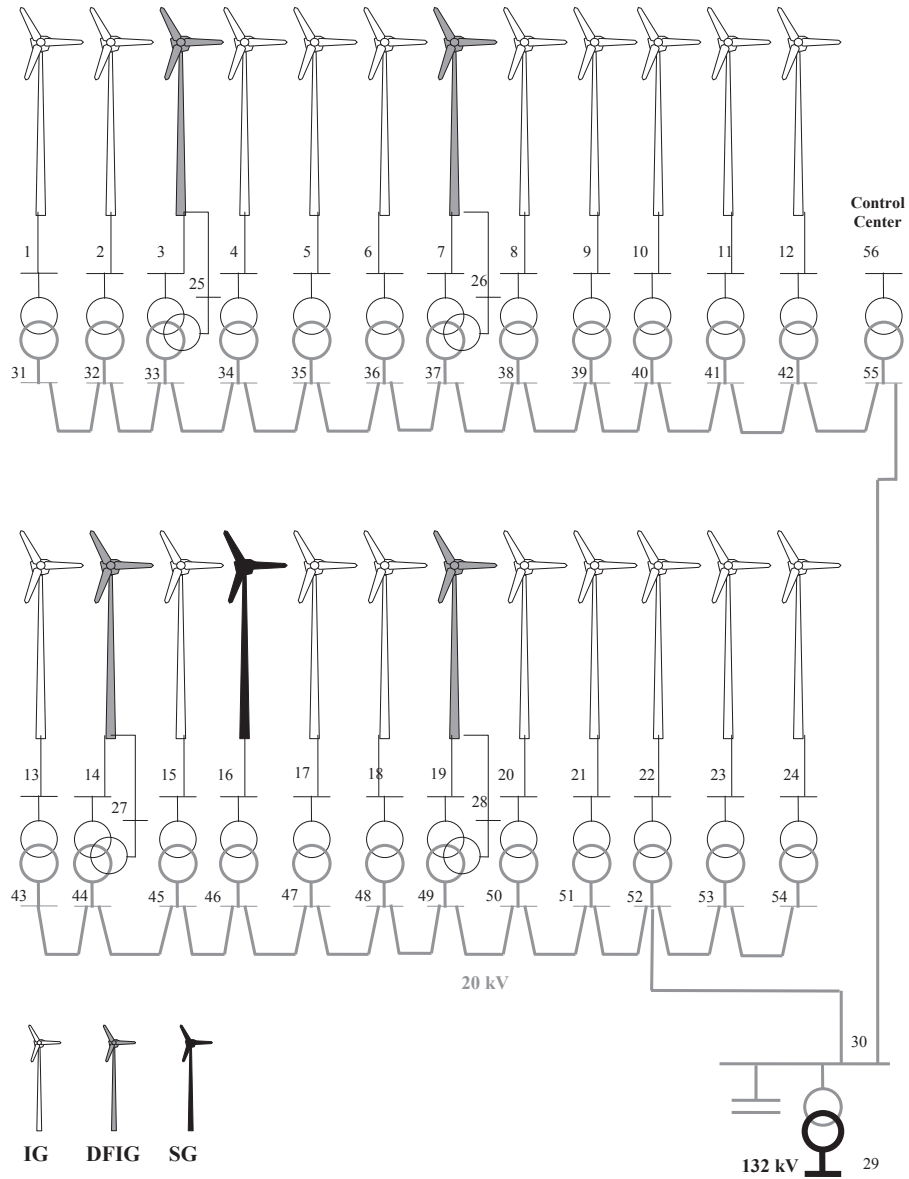


Fig. 13. Sotavento wind farm.

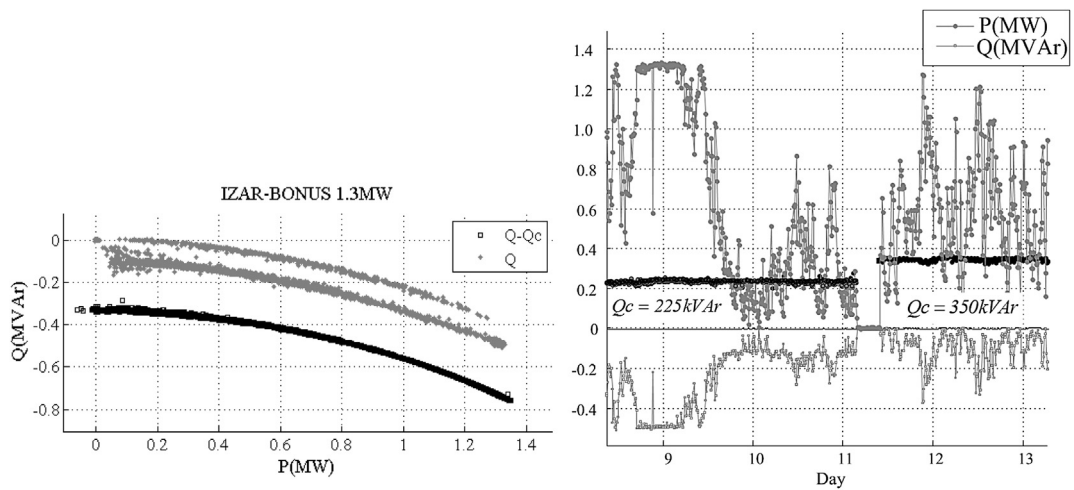


Fig. 14. P and Q for an FSWT Izar-Bonus 1.3 MW (the measurements are in gray, and the values obtained using SE are in black).

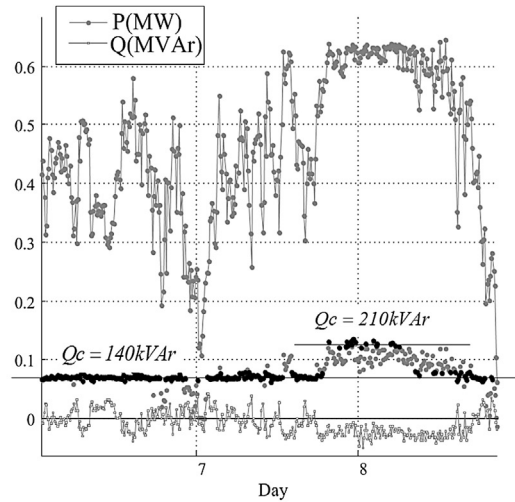
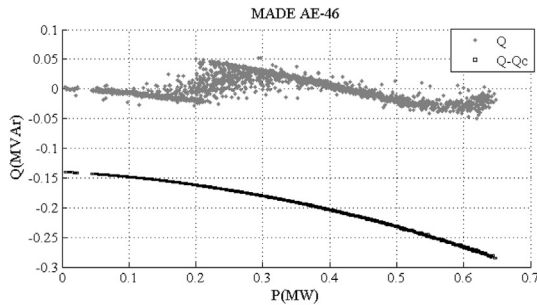


Fig. 15. P and Q for the FSWT Made AE-46 (the measurements are in gray, and the values obtained with SE are in black).

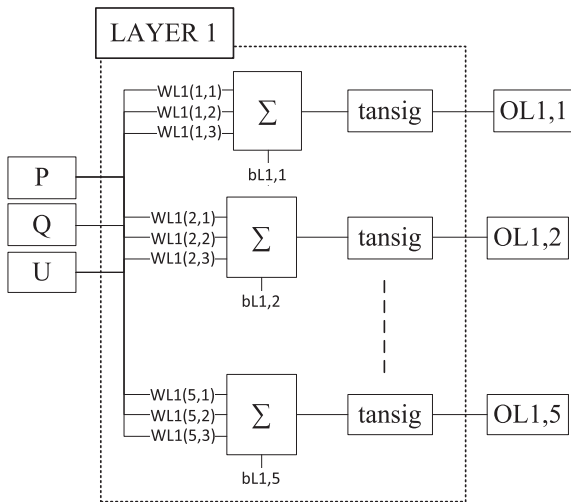


Fig. 16. Architecture for the input layer.

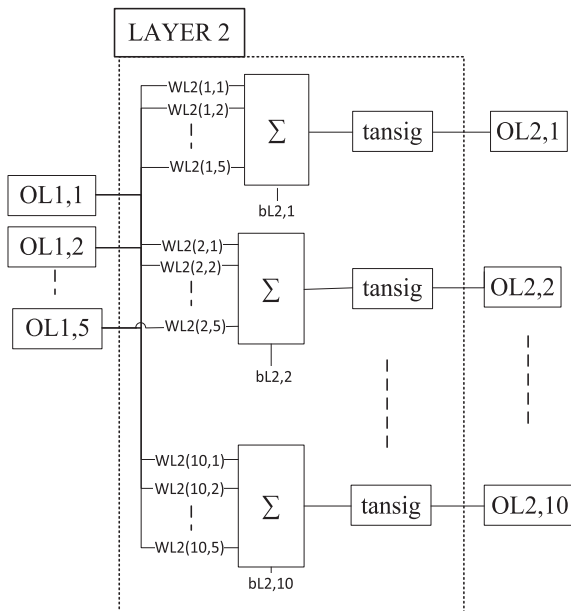


Fig. 17. Architecture for the hidden layer.

number of equations is 265; 109 are part of the extended Jacobian matrix  $H_e$ , and 156 are part of the extended matrix of constraint  $C_e$ .

### 5.3. Estimation results

To demonstrate operation of the proposed extended SE, the method was tested using measurement data recorded every 10 min over 30 days. Fig. 14 and Fig. 15 show the relationships between the active and reactive power for two FSWTs (Izar-Bonus 1.3 MW and Made AE-46) for which two different power factor correction systems were used.

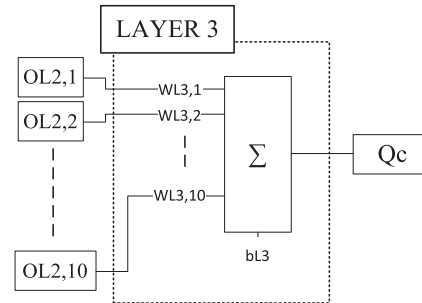


Fig. 18. Architecture for the output layer.

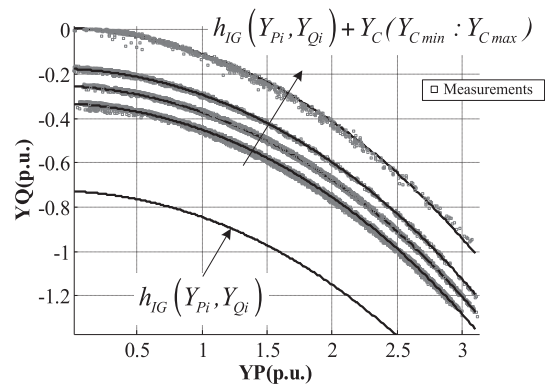


Fig. 19. Bonus 1.3 MW generator admittance.

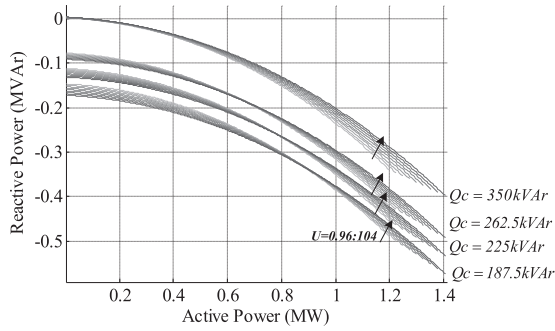


Fig. 20. Training pattern for the BPNN (Izar-Bonus 1.3 MW).

The modeling results were evaluated with the coefficient of determination (R2) and root-mean-square error (RMSE), as shown in Table 2.

Finally, Appendix IX.C presents the relationship between active and reactive power for each WTG at the wind park.

### 6. Conclusions

State estimation in wind parks is a useful tool for analyzing its operation conditions. Thus, the working state of the complete installation can be established, and another type of data can be derived, including out-of-service WTGs, aging capacitor banks, communication failures, energy loss estimates, and so on. However, the classic SE is not reliable for predicting behavior due to the typical decoupling between the active and reactive power in this

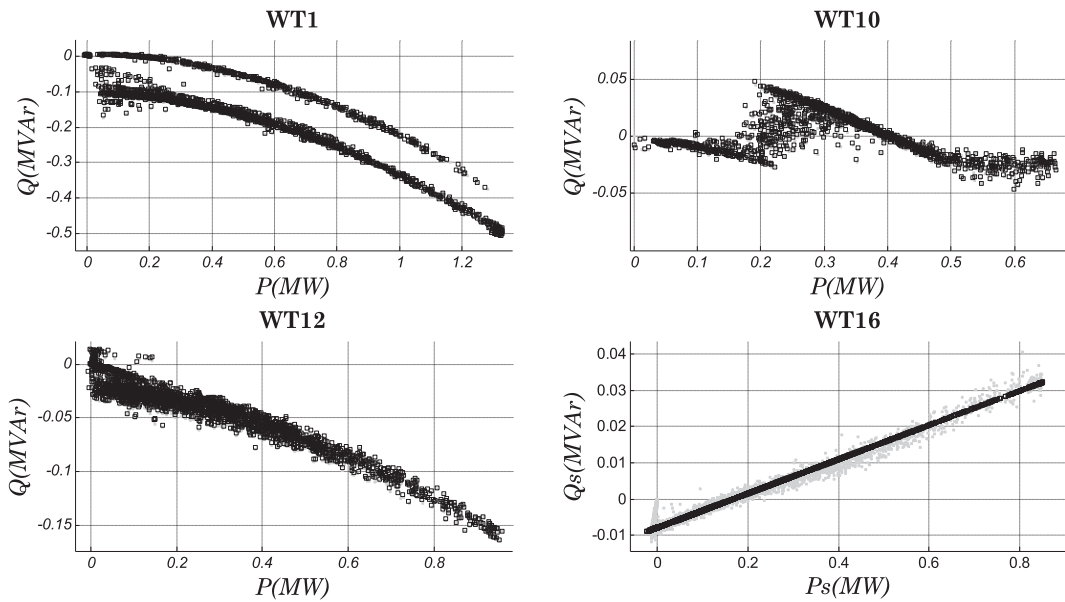


Fig. 21. Results for WT1, WT10, WT12 and WT16.

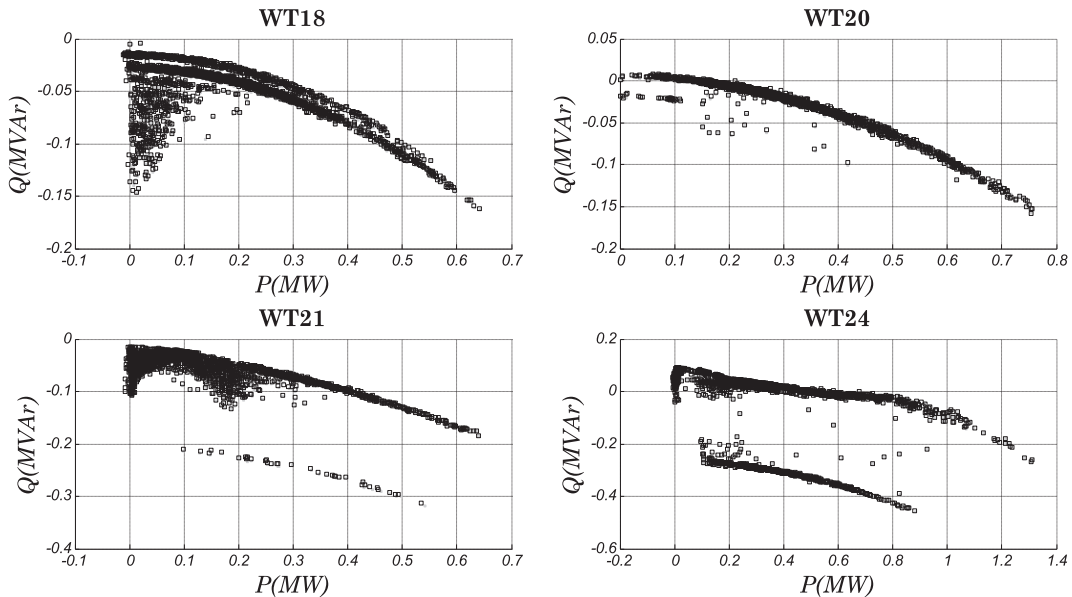


Fig. 22. Results for WT18, WT20, WT21 and WT24.

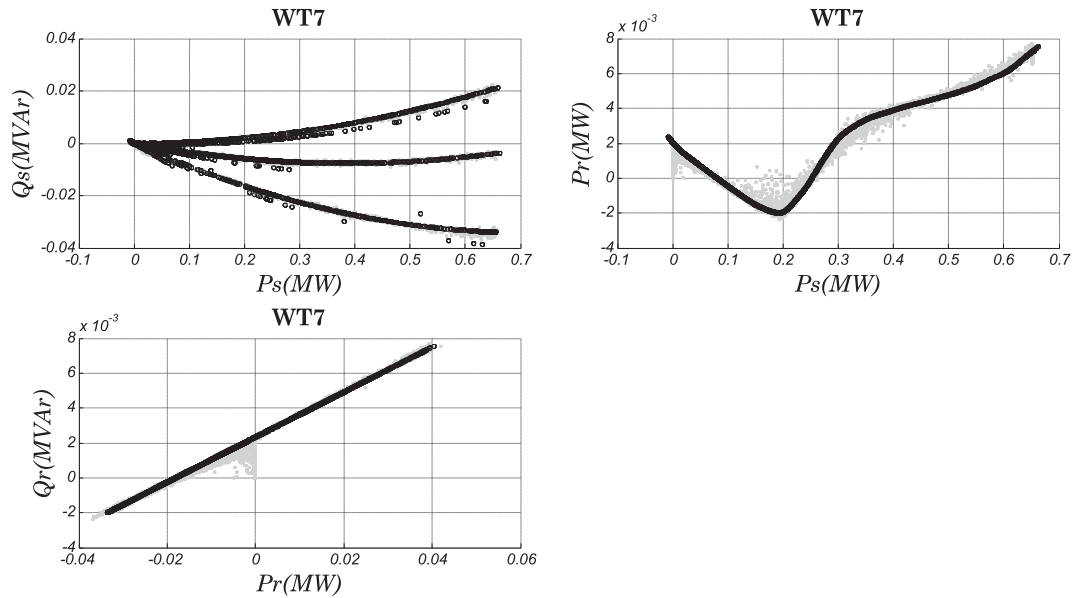


Fig. 23. Results for WT7.

type of installation. Thus, the solutions from classic SE may not be technically feasible (out-of-range values, unrealistic power flows and values that are incompatible with the WTG operation), and the system exhibits weak observability (the system is no longer observable when data from a single WTG is lost).

To overcome the aforementioned drawbacks, an extended SE is proposed herein, where the WTG models are incorporated into the equation system. To obtain a set of equations that can easily be included in the SE, polynomial fitting and BPNN techniques were used, which only require measurement data; thus, the WTG parameters are not necessary.

One consequence is that the decoupling between P–V and between Q– $\delta$  disappears; thus, solutions for the proposed method are always technically feasible, at least at the WTG level. Moreover, the method is more robust against a lack of measurements, which are typically due to communication errors or metering device failures.

This work was supported in part by the Consellería of Innovación e Industria (Xunta de Galicia, Spain), under the contract 07REM008V19PR, and the Ministry of Science and Innovation (Spain), under the contracts ENE 2007-67473 and ENE 2009-13074.

## Appendix

### A. Obtaining the derivative of a BPNN

Back propagation neural networks (BPNNs) [17] [18] are typically used as the best approximation for multivariable functions [19] that have no known analytical expression or are difficult to use. In this paper, a BPNN was used as an activation function based on a hyperbolic tangent [9]. As a consequence, the resulting neural networks are continuous and differentiable. Assuming that five neurons are in the input layer (see Fig. 16), the BPNN output can be written as follows:

$$\begin{bmatrix} \text{Out1} \\ \text{Out2} \\ \text{Out3} \\ \text{Out4} \\ \text{Out5} \end{bmatrix}_{L1} = \tan \text{sig} \left( \begin{bmatrix} W_{L1(1,1)} & W_{L1(1,2)} & W_{L1(1,3)} \\ W_{L1(2,1)} & W_{L1(2,2)} & W_{L1(2,3)} \\ W_{L1(3,1)} & W_{L1(3,2)} & W_{L1(3,3)} \\ W_{L1(4,1)} & W_{L1(4,2)} & W_{L1(4,3)} \\ W_{L1(5,1)} & W_{L1(5,2)} & W_{L1(5,3)} \end{bmatrix}_{L1} \times \begin{bmatrix} P \\ Q \\ U \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_{L1,1} \\ b_{L1,2} \\ b_{L1,3} \\ b_{L1,4} \\ b_{L1,5} \end{bmatrix}_{L1} \right) \Rightarrow \quad (37)$$

$$[O_{L1}]_{5 \times 1} = \tan \text{sig}([W_{L1}]_{5 \times 3} \times [E_{L1}]_{3 \times 1} + [B_{L1}]_{5 \times 1})$$

The method has been tested using measurement data from Sotavento Wind Park, which includes WTGs for different types of technologies (FSWT, VSWT-DFIG and VSWT-SG).

## Acknowledgments

The authors would like to thank the personnel of Sotavento Experimental Wind Park for their contribution and help with field experience as well as for their access to the measurement data.

Next, the second hidden layer (assuming that it is formed by 10 neurons) with the same architecture as the input layer (see Fig. 17) is expressed as:

$$[O_{L2}]_{10 \times 1} = \tan \text{sig}([W_{L2}]_{10 \times 5} \times [O_{L1}]_{5 \times 1} + [B_{L2}]_{10 \times 1}) \quad (38)$$

Finally, the output layer (layer 3) (see Fig. 18) is a purelin-type layer, which yields the following equation:

$$Q_C = [O_{L3}]_{1 \times 1} = ([W_{L3}]_{1 \times 10} \times [O_{L2}]_{10 \times 1} + [B_{L3}]_{1 \times 1}). \quad (39)$$

Including the previous equations in the extended SE requires determining the partial derivatives with respect to each input parameter evaluated at the operating point (P, Q and U). The derivative of the output with respect to the active power is:

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_C}{\partial P} &= \frac{\partial([W_{L3}]_{1 \times 10} \times [O_{L2}]_{10 \times 1} + [B_{L3}]_{1 \times 1})}{\partial P} = \\ &= [W_{L3}]_{1 \times 10} \times \frac{\partial([O_{L2}]_{10 \times 1})}{\partial P} \end{aligned} \quad (40)$$

The  $O_{L2}$  derivative is calculated with respect to the power by considering that  $\text{tansig}(x) = 1 - \text{tansig}(x)^2$ ; therefore, the following applies:

$$\begin{aligned} \frac{\partial [O_{L2}]_{10 \times 1}}{\partial P} &= ([1]_{10 \times 1} - [O_{L2}]_{10 \times 1} \circ [O_{L2}]_{10 \times 1}) \circ \frac{\partial([W_{L2}]_{10 \times 5} \times [O_{L1}]_{5 \times 1})}{\partial P} = \\ &= ([1]_{10 \times 1} - [O_{L2}]_{10 \times 1} \circ [O_{L2}]_{10 \times 1}) \circ \left( [W_{L2}]_{10 \times 5} \times \frac{\partial([O_{L1}]_{5 \times 1})}{\partial P} \right) \end{aligned} \quad (41)$$

In addition, the derivative of the input layer with respect to power is given by:

$$\begin{aligned} \frac{\partial [O_{L1}]_{5 \times 1}}{\partial P} &= ([1]_{5 \times 1} - [O_{L1}]_{5 \times 1} \circ [O_{L1}]_{5 \times 1}) \circ \frac{\partial([W_{L1}]_{5 \times 3} \times [E_{L1}]_{3 \times 1})}{\partial P} = \\ &= ([1]_{5 \times 1} - [O_{L1}]_{5 \times 1} \circ [O_{L1}]_{5 \times 1}) \circ \left( [W_{L1,1}]_{5 \times 1} \times \frac{\partial(E_{L1(1,1)})}{\partial P} \right) = \\ &= ([1]_{5 \times 1} - [O_{L1}]_{5 \times 1} \circ [O_{L1}]_{5 \times 1}) \circ [W_{L1,1}]_{5 \times 1} \end{aligned} \quad (42)$$

where the operator  $\circ$  corresponds to the Hadamard product.

### B. BPNN training to model FSWT

The data values that a BPNN requires for training must include all of the possible running states for the system that will be modeled. Nevertheless, in an FSWT, certain capacitor banks are rarely used; to overcome this lack of data, a two-step process is proposed. The first relationship model is between the real component ( $Y_{Pi}$ ) and the imaginary component ( $Y_{Qi}$ ) of the complex apparent admittance of the asynchronous generator:  $h(Y_{Pi}, Y_{Qi}) = 0$ . Thus, the effect of voltage in the reactive power demanded can be decoupled from the equation system. Usually, the machine parameters for  $h_{IGi}$  are not provided by manufacturers; under these conditions, to determine the relationship between  $Y_P$  and  $Y_Q$ , the use of measurement values is proposed. Therefore, for each  $P_i$ ,  $Q_i$  and  $U_i$  measurement, the following equations can be written:

$$\begin{aligned} Y_{Pi} &= \frac{P_i}{U_i^2} \\ Y_{Qi} &= \frac{Q_i}{U_i^2} - Y_{Ci} \end{aligned} \quad (43)$$

As a result, a set of  $Y_{Pi}$  and  $Y_{Qi}$  values can be obtained. Fig. 19 shows the function  $h(Y_{Pi}, Y_{Qi}) = 0$  for an Izar Bonus 1.3 MW when different capacitor bank steps are connected.

In the second step,  $h(Y_{Pi}, Y_{Qi}) = 0$  is used to obtain a training pattern for the BPNN that models the function  $h_{e,IGi}(U_i, P_i, Q_i, Q_{Ci}) = 0$ . Fig. 20 shows the training pattern for a BPNN used to model the behavior of the PFC for a Izar-Bonus 1.3 MW generator with four compensation steps at 187.5, 225, 262.5 and 350 kVAR. The BPNN training pattern has the input values  $P_i$  between 0 and  $P_n$  and  $U_i$  between 0.96 and 1.04 in pu. The resulting outputs are the  $Q_i$  and  $Q_{Ci}$  values obtained using (23).

### C. P and Q for WTGs at Sotavento Wind Park

In this section, these values are presented for each WTG model in the wind park (see Figs. 21–23); they are labeled from WT1 to WT24 (see Table 1).

## References

- [1] Handschin F, Scheweppe E. Static state estimation in electric power systems. Proc IEEE July 1974;62:972–83.
- [2] Abur A. Power System State Estimation. Marcel Dekker Inc.; 2004.
- [3] Niknam T, Firouzi B. A practical algorithm for distribution state estimation including renewable energy sources. Renew Energy 2009;34:2309–16.
- [4] Feijoo A, Cidras J. Modeling of wind farms in the load flow analysis. IEEE Trans Power Syst 2000;15(1):110–5.
- [5] Divya K, Nagendra Rao P. Models for wind turbine generating systems and their application in load flow studies. Elect Power Syst Res December 2005;76:844–56. Elsevier.
- [6] Li Y, Luo Y, Zhang B, Mao C. A Modified Newton-Raphson power flow method considering wind power. In: Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. Wuhan: APPEEC; 2011.
- [7] Castro L, Fuerte-Esquivel C, Tovar-Hernandez J. A unified approach for the solution of power flows in electrical power systems including wind farms. Elect Power Syst Res 2011;81:1859–65.
- [8] Guo-qiang S, Zhi-nong W, Bo P. Power system state estimation containing wind generators. In: Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference; 2009. APPEEC, art. no. 4918616, Wuhan.
- [9] Cybenko G. "Approximation by superpositions of a sigmoidal function. Math Control Signals; 1989:303–14. Syst.2.
- [10] Allen A. Probability, statistics, and queueing theory; with computer science applications. San Diego, California: Academic Press, Inc.; 1990.
- [11] Peterson N, Adrian E, Aschmoneit F. State estimation with equality constraints. In: Tenth PICA Conference Proceedings, Toronto; May 1977. pp. 427–30.
- [12] Wu F, Liu W, Lun S. Observability Analysis and Bad data processing for state estimation with Equality constraints. IEEE Trans Power Syst; February 1987. Winter Meeting, New Orleans, WM103-5.
- [13] J. López, A. Dorado, J. Álvarez, A. Feijóo, C. Carrillo, J. Cidrás et al. The Sotavento Experimental Wind Park, in Póster, Global Windpower, París, 02-Abril-2002.
- [14] E. Diaz-Dorado, C. Carrillo, J. Cidrás and E. Albo, Estimation of Energy Losses in a wind park, in Presentación, 9th Int. Conference EPQU'07, Barcelona, 9–11- Octubre-2007.
- [15] www.sotaventogalicia.com, [Online].
- [16] Diaz Dorado E, Carrillo C, Cidrás J. Control algorithm for coordinated reactive power compensation in a wind park. IEEE Trans Energy Convers 2008;23(4): 1064–72.
- [17] Werbos P. Beyond Regression: New Tools for Predicting and Analysis in the Behavioral Sciences. Ph. D. thesis. Harvard University; 1974.
- [18] Rumelhart D, Hinton GE, Williams R. Learning internal representations by error propagation. Parallel distributed processing: Explorations in the microstructure of cognition, vol. 1. Cambridge: The MIT Press; 1986. Foundations.
- [19] Fukushima K, Miyake S, Ito T. Neocognitron: a neural network model for a Mechanism of Visual Pattern Recognition. MIT Press; 1989. pp. 526–34. Recopilado en Neurocomputing: foundations of Research, vol.
- [20] Zarco Perinán P, Gomez Expósito A. Estimación de estado y de parámetros en redes eléctricas. Sevilla: Secretariado de publicaciones de la Universidad de Sevilla; 1999.