

Análisis de la problemática en el PEE Sotavento para optimizar la producción energética y prolongar su vida útil

Diciembre 2014

ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA EN EL PEE SOTAVENTO PARA OPTIMIZAR
LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA Y PROLONGAR SU VIDA ÚTIL

Diciembre 2014



Fecha

Diciembre de 2014

Edita

SOTAVENTO GALICIA S.A.

Copyright

SOTAVENTO GALICIA S.A.

Diseño, maquetación

LÚDICA 7 SL

CAPÍTULO 1	ANTECEDENTES	■ 5
CAPÍTULO 2	OBJETIVO	■ 7
CAPÍTULO 3	METODOLOGÍA	■ 9
CAPÍTULO 4	INFRAESTRUCTURAS EÓLICAS. PROBLEMÁTICA (2001 - 2014)	■ 11
4.1	PROBLEMÁTICA COMÚN A TODOS LOS TECNÓLOGOS	■ 11
4.1.1	DOCUMENTACIÓN DE LA TURBINA DEFICIENTE	■ 11
4.1.2	INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	■ 11
4.1.3	INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA SEPARANDO CIRCUITOS DE AEROGENERADORES	■ 12
4.1.4	PROTECCIÓN DE LA RED TRANSFORMADOR-INTERRUPTOR PRINCIPAL	■ 12
4.1.5	INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN	■ 15
4.1.6	SISTEMA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA	■ 15
4.1.6.1	ESTADO BATERÍAS CONDENSADORES (SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA)	■ 16
4.1.7	INSTALACIÓN O MEJORA DEL SISTEMA SAI	■ 16
4.1.8	ERRORES DEBIDOS AL SISTEMA DE ANILLOS ROZANTES	■ 18
4.1.9	SISTEMA DE ORIENTACIÓN Y FRENADO	■ 19
4.1.10	SUSTITUCIÓN DEL CABLEADO TRANSFORMADOR POR PLETINAS DE COBRE	■ 21
4.1.11	SISTEMA DE FILTRACIÓN OFFLINE ACEITE MULTIPLICADORA	■ 21
4.1.12	CARENCIAS ARMARIO DE CONTROL Y POTENCIA	■ 21
4.2	AEROGENERADORES TECNOLOGÍA MADE	■ 22
4.2.1	PROBLEMÁTICA GENERAL DEL TECNÓLOGO MADE	■ 22
4.2.1.1	SISTEMA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA	■ 22
4.2.1.2	MEJORAS EN LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENCIÓN DE RIESGO LABORALES	■ 25
4.2.2	PROBLEMÁTICA PARTICULAR MADE AE 46	■ 25
4.2.2.1	SISTEMA DE FRENADO DE ORIENTACIÓN	■ 25
4.2.3	PROBLEMÁTICA PARTICULAR MADE AE 61	■ 26
4.2.3.1	PROBLEMAS DE VIBRACIONES	■ 26
4.2.3.2	DAÑOS ESTRUCTURALES EN EL BASTIDOR	■ 26
4.2.3.3	ESCOTILLA ACCESO A AEROFRENOS	■ 28
4.2.4	PROBLEMÁTICA PARTICULAR MADE AE 52	■ 28
4.2.4.1	SISTEMA DE FRENADO DE ORIENTACIÓN	■ 32
4.3	AEROGENERADORES TECNOLOGÍA GAMESA	■ 33
4.3.1	PROBLEMÁTICA PARTICULAR DEL G-47	■ 33
4.3.1.1	ERRORES EN LA ELECTRÓNICA DEBIDOS AL SISTEMA SAI	■ 33
4.3.1.2	PROBLEMÁTICA DE LA PALAS	■ 33
4.4	AEROGENERADORES TECNOLOGÍA ECOTÈCNIA	■ 34
4.4.1	PROBLEMÁTICA PARTICULAR ECO 44	■ 34
4.4.1.1	SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA	■ 34
4.4.1.2	PROBLEMAS DE VIBRACIONES	■ 36
4.4.1.3	DAÑOS ESTRUCTURALES EN EL BASTIDOR	■ 36
4.4.1.4	PROBLEMÁTICA DE LA CENTRAL HIDRÁULICA	■ 36
4.4.1.5	SISTEMA DE REFRIGERACIÓN GENERADOR-MULTIPLICADORA	■ 37
4.4.1.6	SISTEMA DE CONTROL CERRADO	■ 39

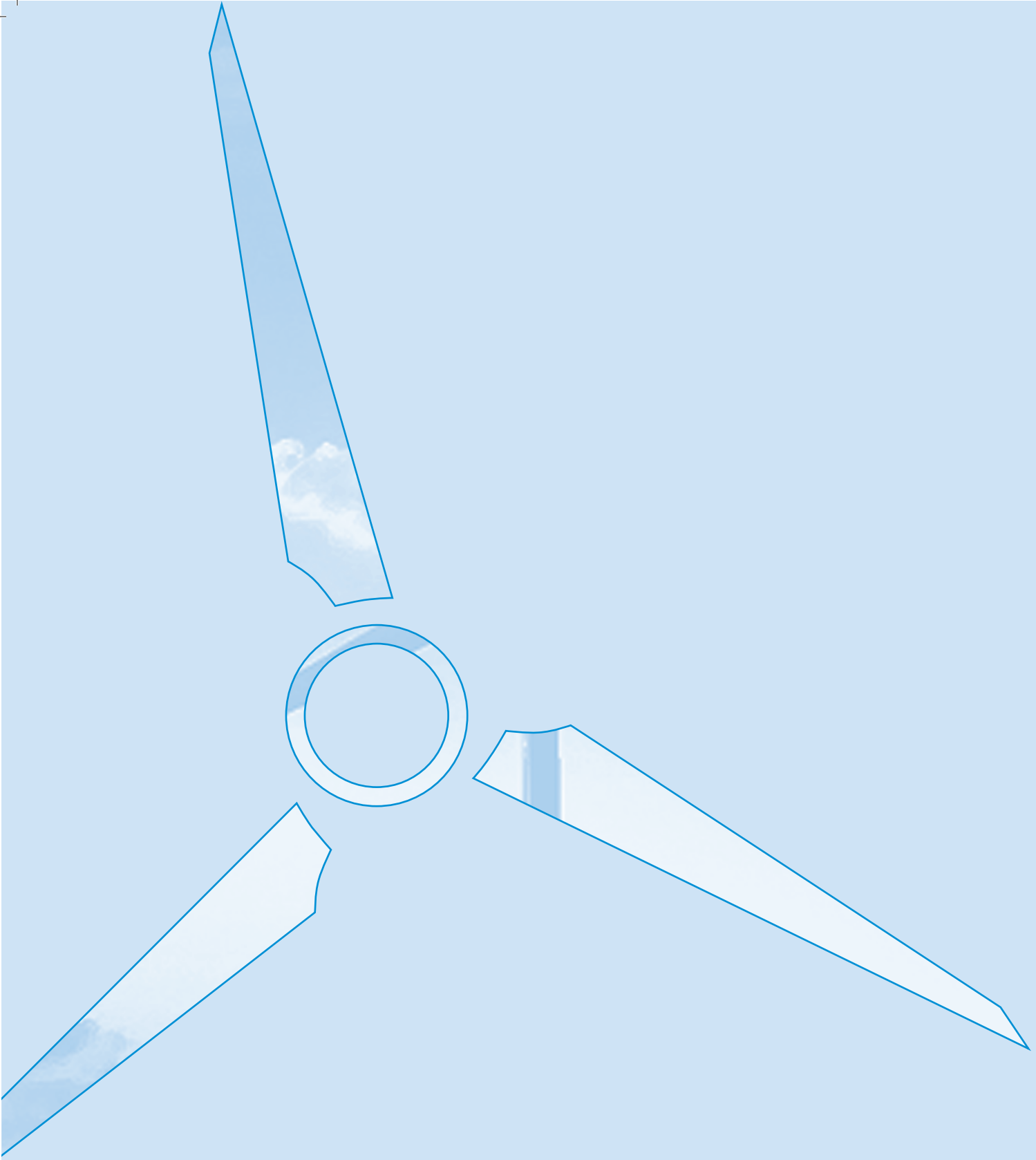
4.5	AEROGENERADORES TECNOLOGÍA NEG MICON	40
4.5.1	PROBLEMÁTICA COMÚN DEL TECNÓLOGO	40
4.5.1.1	SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA	40
4.5.1.2	SISTEMA DE CONTROL	42
4.5.2	PROBLEMÁTICA PARTICULAR NM 48	42
4.5.2.1	SISTEMA DE LUBRICACIÓN Y REFRIGERACIÓN DE LA MULTIPLICADORA	42
4.5.3	PROBLEMÁTICA PARTICULAR NM52	43
4.5.3.1	MEJORA EN LOS AEROFRENOS	43
4.6	AEROGENERADORES TECNOLOGÍA BONUS	43
4.6.1	PROBLEMÁTICA COMÚN DEL TECNÓLOGO	43
4.6.1.1	SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA	45
4.6.2	PROBLEMÁTICA PARTICULAR 1,3 MW	45
4.6.2.1	SISTEMA DE ACTUACIÓN DEL PASO VARIABLE.	45
4.6.3	PROBLEMÁTICA PARTICULAR MK-IV	45
4.6.3.1	MEJORA EN SISTEMA DE REFRIGERACIÓN DEL TRANSFORMADOR	45
CAPÍTULO 5	CONCLUSIONES Y COMENTARIOS GENERALES	47
5.1	TECNOLOGÍA DE AEROGENERADORES E INFRAESTRUCTURAS	47
5.2	METODOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO	49



1. ANTECEDENTES

Durante el presente año 2014, se ha producido una profunda reforma del sector eléctrico, motivada en gran medida por la evolución del mercado mayorista con una demanda en retroceso, un exceso de capacidad instalada planificada según tasas de crecimiento pre-crisis, alto grado de penetración de las tecnologías de generación eléctrica renovables (especialmente eólica), y principalmente debido a las decisiones regulatorias del gobierno que durante la última década han generado un desequilibrio anual entre los ingresos y costes del sistema eléctrico, provocando la aparición de un déficit.

De este modo, el modelo de generación energética español, que tan notablemente ha contribuido al cumplimiento de los compromisos derivados del paquete Energía y Cambio Climático, que establece como objetivos para la EU en 2020 una reducción del 20% de gases de efecto invernadero, 20% de mejora de la eficiencia energética y un 20% de participación de las energías renovables en la energía primaria se ha visto alterado de modo muy notable. Centrándonos en la trascendencia de estas medidas sobre el antiguamente denominado Régimen Especial, y en particular en aquellos parques eólicos cuyo período de explotación es similar a la del Parque Eólico Experimental Sotavento, el nuevo marco regulatorio modifica el régimen retributivo, pasando los ingresos de los productores de energía eólica a ser únicamente los derivados de la participación en el mercado, eliminándose el complementado a los ingresos de mercado o “prima”.



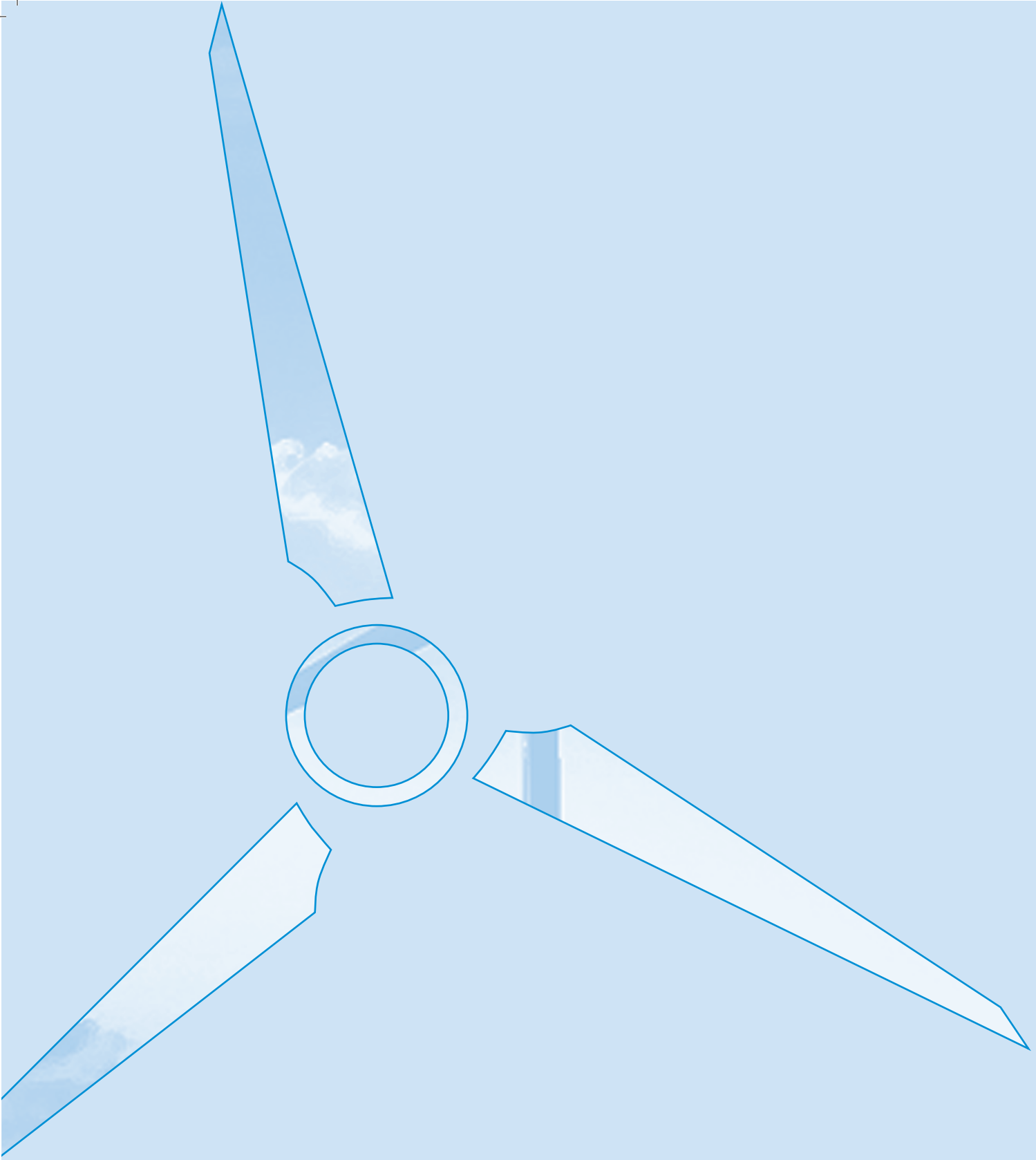


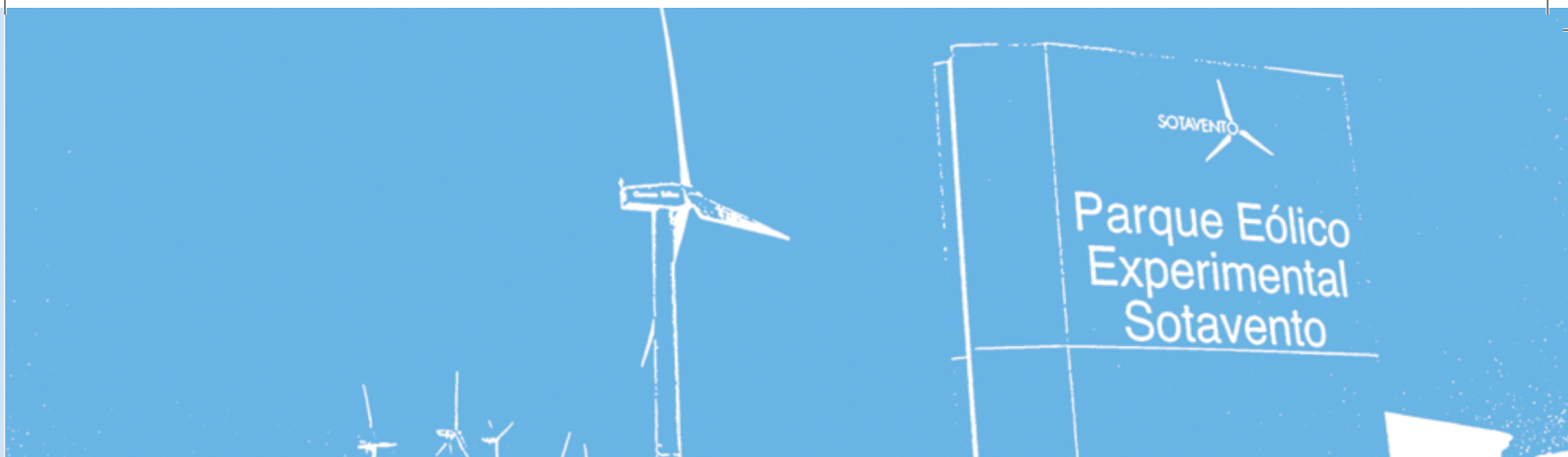
2. OBJETIVO

El contexto descrito anteriormente afecta especialmente a los parques instalados con anterioridad al 2005, lo que supone aproximadamente un 40% de la potencia eólica instalada del parque español a fecha de noviembre de 2014.

En estas circunstancias, el planteamiento inicial del plan de amortización y en consecuencia el período de explotación de las instalaciones, construido sobre la seguridad legal del Régimen Especial se ha visto totalmente modificado. Así, desde el punto de vista de los productores de energía eléctrica de origen eólico, cobran especial interés aquellas actuaciones que supongan una mejora de las turbinas con la finalidad de alargar su vida útil, maximizar la producción energética y reducir el coste económico destinado al mantenimiento.

El presente informe surge con el objetivo de elaborar un documento que en la línea anteriormente enunciada, recoja la experiencia acumulada en el mantenimiento durante más de una década en aquellos aspectos que consideramos de interés, desde la perspectiva y riqueza que puede aportar un parque eólico como Sotavento en el que coexisten nueve modelos de aerogeneradores.

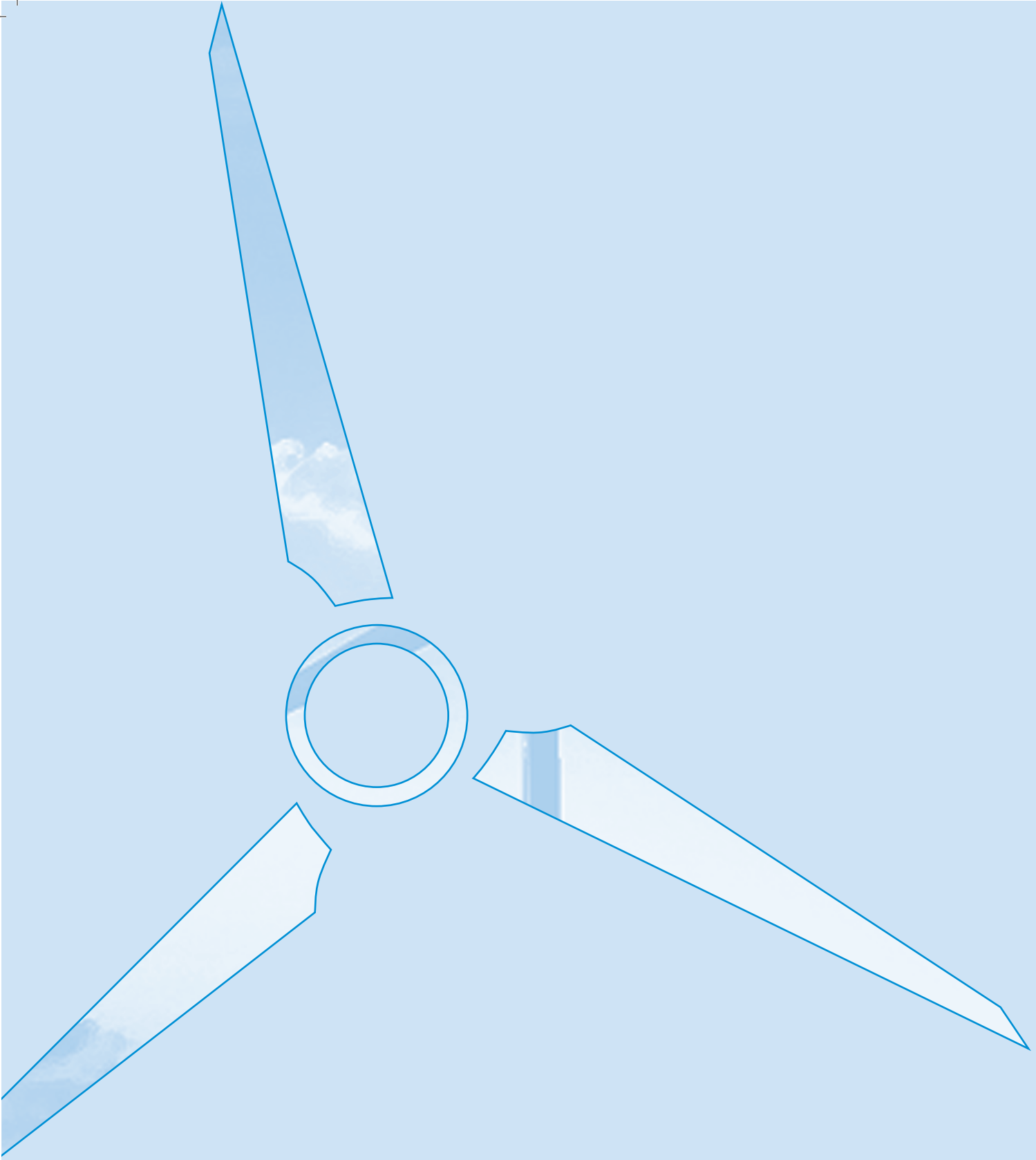




3. METODOLOGÍA

La metodología empleada para realizar este documento ha consistido principalmente en el análisis mediante la herramienta de gestión EFIVENTO (desarrollada por el PEE Sotavento para monitorización, supervisión y control de las turbinas) de las incidencias, errores, tiempos de mantenimiento de la base de datos del parque, así como de los informes periódicos, recogándose aquellas actuaciones que bien por su elevado impacto en la pérdida de energía generada, alta tasa de ocurrencia, defecto de diseño, deficiente instalación, carencia en el mantenimiento, o mejora implementada consideramos de interés desde nuestra óptica poner en conocimiento. En la redacción, además de la experiencia propia, también nos hemos apoyado en el material generado en auditorías externas.

El documento se estructura principalmente en torno a la recogida de hechos objetivos, abordándose cuestiones propias a las condiciones de las instalaciones relativas al diseño y ejecución. Finalmente, de un modo muy generalista, se pretende dar una visión de los pros y contras de cada una de las filosofías de mantenimiento desde la óptica y experiencia del parque.





4. INFRAESTRUCTURAS EÓLICAS. PROBLEMÁTICA (2001 - 2014)

En el Parque Eólico Experimental Sotavento hay presentes nueve modelos diferentes de aerogeneradores, representados en un total de cinco tecnólogos. Esta división básica con un primer nivel de tecnólogo y un segundo de modelo, es la estructura principal que vertebra la primera parte del informe.

La problemática se ha agrupado a su vez en aquella común a todas las turbinas, particular del tecnólogo y específica por modelo. En cada una de ellas, siempre que sea posible, se realizará un análisis abordando los siguientes puntos:

- ▶ Situación inicial y carencias detectadas
- ▶ Problemática asociada a las deficiencias
- ▶ Medidas correctoras y resolución

El objetivo de cualquiera de las actuaciones es, además de procurar solucionar las deficiencias observadas:

- ▶ Minimizar las pérdidas de energía por indisponibilidad
- ▶ Optimizar el rendimiento los equipos
- ▶ Optimizar el coste de mantenimiento
- ▶ Prolongar la vida útil del parque

4.1 PROBLEMÁTICA COMÚN A TODOS LOS TECNÓLOGOS

En los siguientes puntos, se recoge y expone aquella problemática independientemente al modelo de turbina o tecnología, que sin afectar a la totalidad de las turbinas, si es común a una gran mayoría, pudiendo encuadrarse como carencias comunes. Se pretende así crear documento ágil, evitando redundancias a la hora de abordar cada aerogenerador.

4.1.1 DOCUMENTACIÓN DE LA TURBINA DEFICIENTE

En varios de los modelos de aerogeneradores presentes en el parque, la documentación gráfica proporcionada por el tecnólogo a la entrega de la turbina, tanto a nivel de planos eléctricos como mecánicos que recogiesen la ingeniería de detalle, es claramente insuficiente, y en muchos de los casos no se encontraba actualizada a las condiciones as built del parque. Esta es una de las circunstancias más graves, pues al no existir correspondencia entre los planos y lo realmente ejecutado, etiquetado de cableado discordante, etc., cualquier actuación a posteriori, tanto por parte de un mantenedor ajeno al tecnólogo o de la propiedad se ve enormemente dificultada y retrasada. Las mayores carencias en la línea expuesta son las que se dan en las turbinas Ecotécnia.

4.1.2 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

SITUACIÓN INICIAL

En los primeros meses de explotación del parque, el impacto de una descarga atmosférica en una de las turbinas dejó de manifiesto algo que se presuponía como obvio, la ausencia de continuidad efectiva del sistema de puesta a tierra desde cada uno de los captadores en punta de la pala hasta la puesta a tierra en la base del fuste.

Problemática

La ausencia de continuidad provoca que ante el impacto de eventuales descargas atmosféricas, la energía discurra a través de elementos del aerogenerador no diseñados para ello, afectando a elementos mecánicos costosos del sistema de transmisión de potencia (multiplicadora y rodamiento principal), provocando daños en los mismos y la aparición de fenómenos que acortan su vida útil. En el caso de componentes electrónicos directamente dejándolos inutilizados.

Resolución

Para enmendar estas carencias, las actuaciones realizadas básicamente consistieron en revisar la continuidad de todos los tramos del sistema de captación, instalándose en aquellos casos en los que fue necesario pletinas o cables cobre que garantizaran el correcto funcionamiento y la protección de la turbina.



Figura 1. Carencias detectadas en el sistema de protección frente a descargas atmosféricas en AE-17.

4.1.3 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA SEPARANDO CIRCUITOS DE AEROGENERADORES

SITUACIÓN INICIAL

Según la normativa vigente, es necesario conectar la tierra de cada salida de 20 KV a la estructura de la celda. Esto provoca que todas las tierras estén unidas.

PROBLEMÁTICA

El planteamiento es válido para protección de descargas de línea a tierra, pero no es el adecuado para la protección de personas y elementos, pues cualquier descarga en un aerogenerador del parque afecta a todas las turbinas. Resaltar que hay parques eólicos distribuidos a lo largo de distancias superiores a 10 km en los que pueden ocasionarse tormentas en una parte de los mismos y no ser percibidas.

RESOLUCIÓN

La solución pasaría por separar las tierras de los aerogeneradores en grupos cercanos, realizando su puesta a tierra en lugar de a la estructura de la celda (sólo realizable en la celda donde se separen circuitos).

4.1.4 PROTECCIÓN DE LA RED TRANSFORMADOR-INTERRUPTOR PRINCIPAL

SITUACIÓN INICIAL

Ante cualquier falta que se produzca en el conexionado de baja tensión entre el interruptor principal de la turbina y transformador, esta no será despejada a no ser que active las protecciones de la celda de media tensión, requiriendo para ello de corrientes de más de 60 A en el lado de 20 KV, lo que implica una intensidad superior a 12.000 A en el lado 690 V. Un fallo de estas características provoca, en el mejor de los casos, daños al transformador que motivan su sustitución (Figura 2), o incluso daños mayores como el incendio de la turbina. El problema radica en la usencia de protecciones más sensibles que el fusible de la celda de media. Esta situación era además común a todos los aerogeneradores, por lo que cualquier solución adoptada presentaba la ventaja de ser trasladable.



Figura 2. Detalle siniestro de transformador por puesta a tierra del cableado interruptor ppal-transformador.

PROBLEMÁTICA

El estudio y análisis de las instalaciones eléctricas del Parque Eólico Experimental Sotavento realizado por Juan Rodríguez García (2003), puso de manifiesto las carencias a nivel de selectividad de protecciones en la red de 20 kV al no existir capacidad de despeje de una falta ocurrida en el lado de 690 V entre el disyuntor y transformador, a excepción claro está del fusible de la celda de MT (Figura 3).

RESOLUCIÓN

La solución que se adoptó fue la instalación de un relé con alarma programable que permitiese actuar sobre la bobina de disparo de las celdas de MT. El equipo es capaz de detectar corrientes de fuga superiores a 5 A en la tierra del transformador. Comparativamente, el fusible de la celda necesitaría una corriente aproximadamente 2.000 veces superior para actuar.

En la Figura 3, se muestra una solución particular para un modelo de turbina concreto (MADE AE46), resaltándose la parte de la instalación que se protege con el sistema en azul.

El elemento limitante a la hora de instalar esta solución es que la celda de MT ha de poseer bobina de disparo, pues en caso contrario el relé no podrá actuar. Así, únicamente se ha instalado en aquellos aerogeneradores que cumplan esta premisa. Para el resto turbinas, conforme sea necesario la sustitución de la celda, se optará por una con bobina que permita la implementación del sistema.

La Tabla 1, muestra las turbinas del Parque Eólico Experimental Sotavento que a finales de 2014 poseen instalado este tipo de protección, referenciándose respecto de su posición en el parque.

Tabla 1. Aerogeneradores con sistema de protección basado en relé de neutro.

MODELO	Nº Total	REF AE
MADE AE61	1	AE24
MADE AE46	4	AE06, AE10, AE17, AE23
ECOTÈCNIA 44/640	4	AE04, AE11, AE15, AE21
BONUS MK-IV	2	AE09, AE18
GAMESA G47	4	AE03, AE07, AE14, AE19

El coste total de los equipos está en torno a 200 €, sólo material. Los beneficios que reporta son múltiples, brindando protección ante faltas en el tramo de baja tensión trafo-interruptor, protegiendo al transformador o evitando contingencias de mayor envergadura. Se trata de una solución ad hoc, pues comercialmente Sotavento desconoce la existencia de una medida que aborde estas carencias.

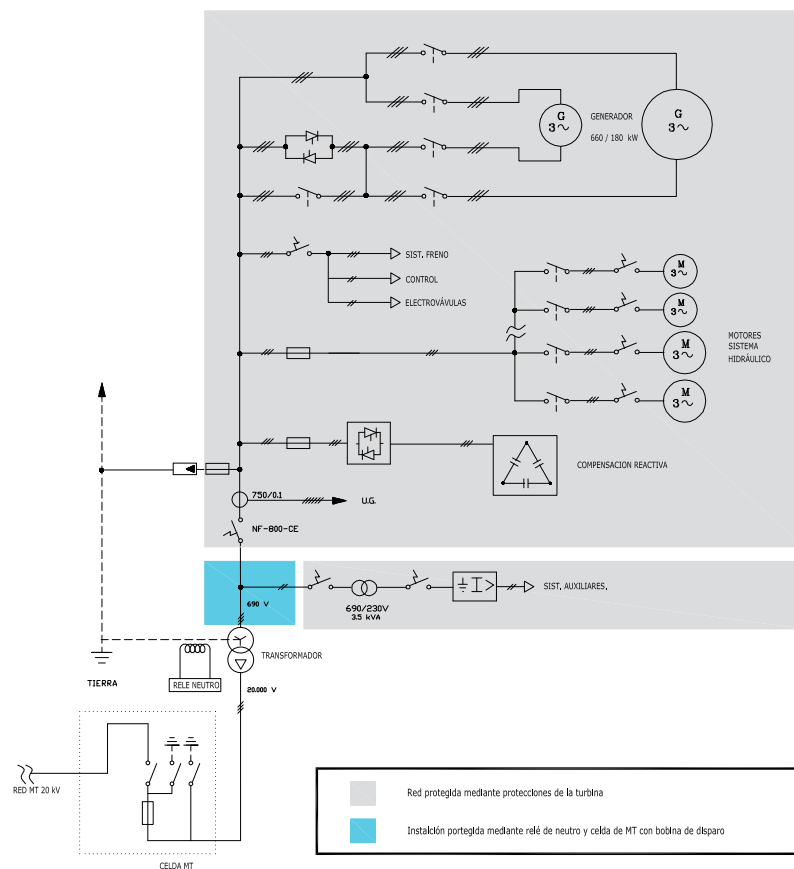


Figura 3. Esquema unifilar simplificado MADE AE46 y AE61, mostrando red protegida por relé neutro (azul).

4.1.5 INSTALACIÓN DE MEDIA TENSIÓN

SITUACIÓN INICIAL

Durante la ejecución de las obras, el tecnólogo proporcionó ingeniería y apoyo hasta la conexión en 690 V con el transformador, excluyéndose a partir de ahí del ámbito de la aerogenerador y formando parte de la media tensión. La ejecución e ingeniería de la media tensión, transformador y línea de 20 kV, fue realizada por una empresa ajena al tecnólogo, con documentación y medios insuficientes a la vista de los resultados finales. Una vez finalizados los trabajos, durante la puesta marcha se detectó que el cableado de media tensión entre el transformador y la celda no estaba correctamente conexionado en varias turbinas.

PROBLEMÁTICA

Estas circunstancias obviamente provocaban el disparo de las protecciones y desconexión de la turbina, imposibilitando la puesta en marcha hasta solucionar el problema y el consecuente retraso en la recepción del parque.

RESOLUCIÓN

La resolución ciñó a:

- ▶ Verificar y modificar la correspondencia de fases en la línea de MT entre el transformador-celda, celdas-línea MT y líneas MT-transformador principal 132 KV
- ▶ Revisar conexionado del embarrado de 20KV en todas las celdas.

4.1.6 SISTEMA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

Durante la década pasada, conforme se incrementaba la potencia eólica del parque español, y según se fueron observando las carencias e interacciones de la primera generación de turbinas del tipo jaula de ardilla con la red eléctrica (un 80% de la potencia del Parque Eólico Sotavento es de esta tecnología), fue necesario desarrollar un contexto normativo relativo a los flujos de energía reactiva que permitiese la expansión de la eólica de modo seguro.

Inicialmente, se creó un marco que incentivaba la entrega de energía en función de un determinado factor de potencia. Posteriormente, pasó a exigirse la adecuación de las instalaciones a consignas dinámicas establecidas por el operador del sistema.

Estos cambios implicaban un mecanismo de compensación flexible que el diseño inicial del sistema no permitía, y por tanto no se adecuaba a las nuevas exigencias normativas, obligando a su reforma. Entre sus carencias podemos destacar:

- ▶ El sistema original no alcanzaba la consigna del factor de potencia objetivo
- ▶ Ausencia de contactores con resistencias de preinserción específicos para conectar condensadores
- ▶ Alta frecuencia de conexión de los condensadores, sin tener en cuenta el tiempo de carga y descarga, reduciendo su tiempo de vida
- ▶ Impedir la desconexión de los condensadores cuando aerogenerador esté generando
- ▶ Ausencia de información del estado de las baterías de condensadores en remoto

Además de estas carencias comunes, cada modelo de turbina posee las suyas propias que en el correspondiente apartado serán tratadas.

4.1.6.1 ESTADO BATERÍAS CONDENSADORES (SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA)

SITUACIÓN INICIAL

Previa a la modificación del sistema de reactiva comentada en el punto anterior, el único modo de verificar el estado de las baterías era mediante revisión in situ, o bien indirectamente a través de la penalización por energía reactiva que implicaba un comportamiento anómalo del sistema de compensación.

PROBLEMÁTICA Y RESOLUCIÓN

Aprovechando las sinergias propias de modificar al modificar el sistema, se optó por un controlador que permitía la opción de conocer en remoto el estado de las baterías de condensadores.

La presencia de este sistema reduce el tiempo destinado a supervisar el estado de los equipos, permitiendo su realización en remoto como una tarea programada, minimizándose el tiempo con baterías indisponibles y las consecuentes las pérdidas económicas derivadas de un incorrecto funcionamiento.

La solución está presente en todas las turbinas del parque, a excepción de los modelos Gamesa G47 y Made AE52.

4.1.7 INSTALACIÓN O MEJORA DEL SISTEMA SAI

SITUACIÓN INICIAL

El sistema de alimentación ininterrumpida (SAI) tiene la tarea principal de estabilizar y asegurar la alimentación eléctrica del sistema de control de la turbina. Inicialmente, no estaba presente en todos los aerogeneradores, o en el caso de existir, este únicamente alimentaba a las placas de control.

PROBLEMÁTICA

En ausencia de un sistema que aisle a la electrónica de la turbina, cualquier perturbación de la red de alimentación es susceptible de dañar al hardware del control, interferir en su correcto funcionamiento mediante la aparición de errores fantasma, e impedir o afectar a las comunicaciones. Aún en el caso de obviar la problemática anterior, contar con una SAI permite reducir el tiempo necesario para la conexión de la turbina ante una caída de tensión en la red, evitando la problemática del rearme de las turbinas.

RESOLUCIÓN

Así, diferenciamos dos grupos de turbinas, aquellas que incorporaban SAI (no del tipo online doble conversión sino una simple de backup) para alimentar el control en su diseño inicial (BONUS y MADE), y el resto. De acuerdo a esta situación, los trabajos realizados pueden encuadrarse en varias fases:

- ▶ En una primera fase, a lo largo del 2003, el Parque Eólico Experimental Sotavento instala un sistema SAI, propio y ajeno al tecnológico, con la finalidad de alimentar analizadores de red, sistemas de comunicaciones y control reactiva.
- ▶ En la segunda fase, aplicable a la mayoría de las turbinas sin SAI del tecnológico, a excepción de los modelos G47 y MADE AE52, se amplía la cobertura de la SAI instalada por Sotavento, alimentándose también sistema de control de la turbina.
- ▶ Finalmente, en el medio plazo y según los equipos vayan agotando su vida útil, en su reemplazo se pretende unificar el sistema SAI de las turbinas MADE y BONUS a uno único como ya se ha realizado en las NEG MICON y ECOTÈCNIA. Todo este proceso se refleja de modo esquemático en la Figura 4.

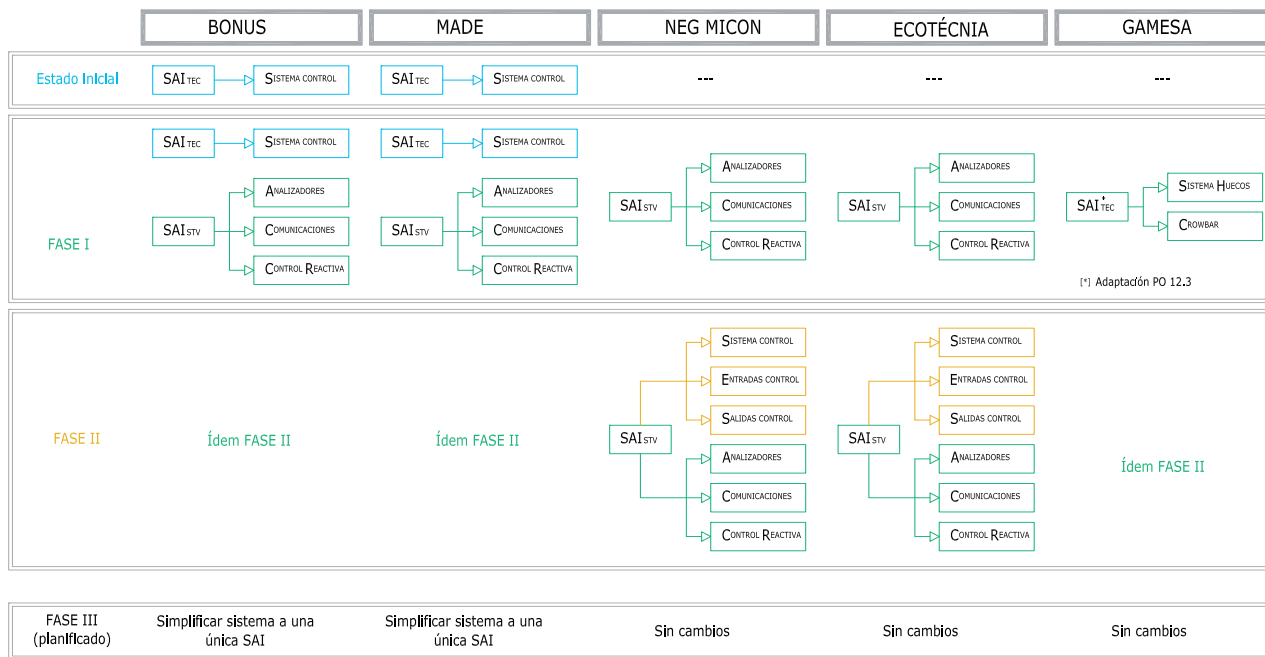


Figura 4. Sistema SAI por tecnología de turbina.

Una buena forma de analizar las mejoras que supone, a nivel de eliminación de errores, el disponer de una SAI que alimente el sistema de control, es mostrar la evolución de los mismos en el tiempo, abarcando períodos con y sin este elemento. Por simplicidad y practicidad, aunque no por ello restándole exhaustividad, expondremos esta situación para una única turbina, en concreto el modelo NM52.

En la Figura 5, se muestra la evolución de dos de los errores con mayor presencia durante los años 2012 y 2013 (Rotor Overspeed y Overspeed Guard TAC 85). Se introducen además dos errores adicionales que presentan una evolución relativamente constante, permitiendo su comparativa con los anteriores.

Para comprender mejor la figura, hemos de resaltar que la instalación de la SAI se produjo en agosto de 2013. Es notabilísimo el descenso en estos errores tras la instalación de la SAI, indicativo de los beneficios que reporta este sistema, Figuras 6 y 7.

El correcto funcionamiento del sistema SAI depende del estado de las baterías. Una herramienta de control específica de las mismas se antoja imprescindible para el control y optimización del sistema. Es habitual que los fabricantes de estos equipos proporcionen este tipo de medios a través de software, permitiendo verificar el estado de las baterías/SAI y fallos de red, todo ello en remoto como se viene realizando en Sotavento.

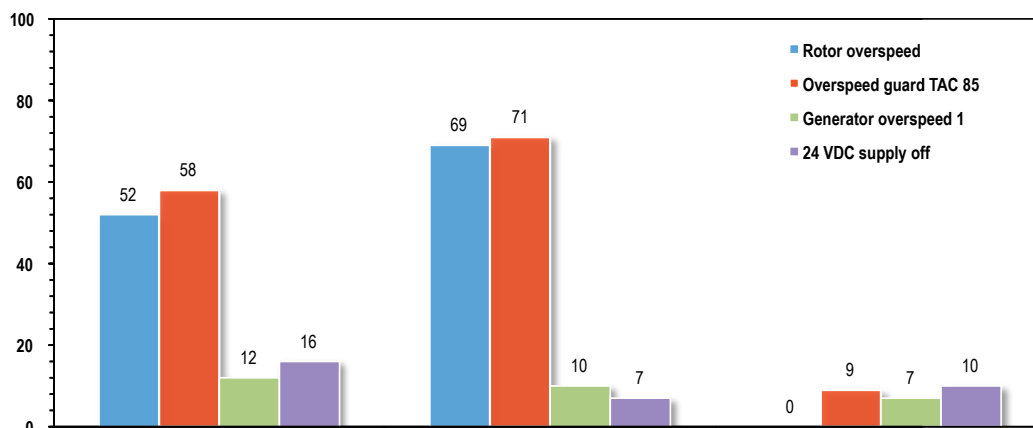


Figura 5. Total de errores indicados 2012-2014 en NM52.

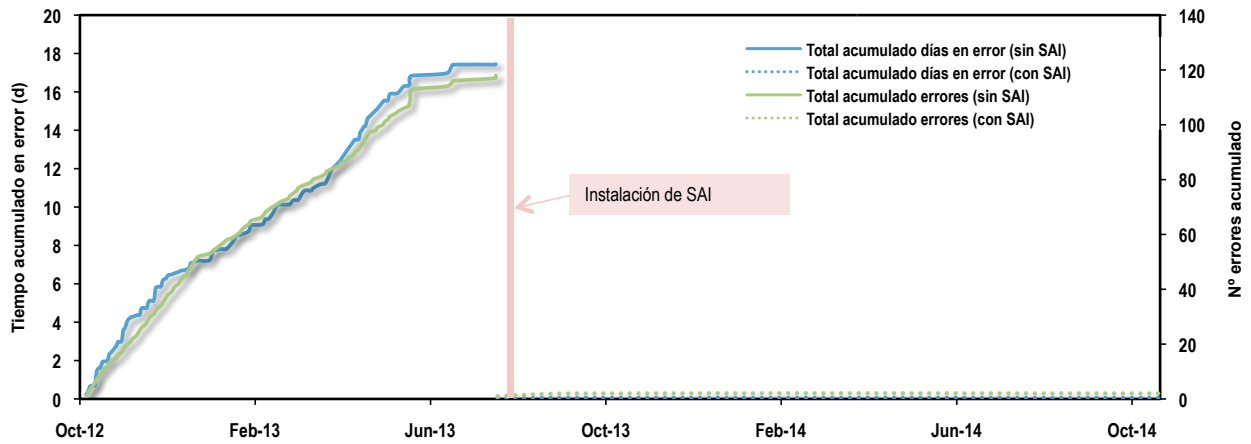


Figura 6. Evolución del error Rotor Overspeed sin/con sistema SAI.

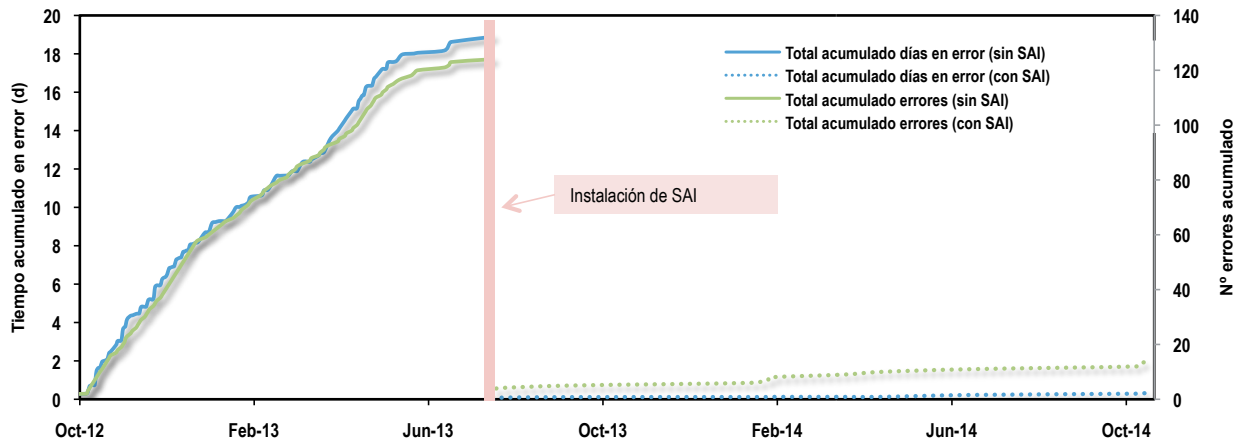


Figura 7. Evolución del error Overspeed Guard TAC 85 sin/con sistema SAI.

4.1.8 ERRORES DEBIDOS AL SISTEMA DE ANILLOS ROZANTES

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

Se trata de una problemática común en los aerogeneradores en los que hay necesidad de transmitir información entre la estructura de estacionaria de la góndola y las partes móviles del rotor a través del buje. Esta situación se da en los aerogeneradores Bonus 1,3 MW, Gamesa G47 y MADE AE52.

El elemento crucial al que son achacables la gran mayoría de los fallos en la transmisión de información son los anillos rozantes (Figura 8). Las condiciones de continua rotación de este elemento durante su vida (millones de ciclos), requieren de un contacto entre materiales con una durabilidad excepcional para minimizar cualquier error derivado de una mala conexión.

Los malos contactos del sistema de anillos rozantes provocan errores derivados de lecturas falseadas, que a su vez desembocan en la parada de la turbina. En el caso de las turbinas mencionadas con anterioridad, normalmente los errores son relativos a la velocidad del rotor y del mecanismo de accionamiento del paso variable.



Figura 8. Sistema de anillos rozantes en turbina G47.

RESOLUCIÓN

La resolución del problema es difícil, únicamente podría plantearse la sustitución de los sistema de anillos rozantes que emplean escobillas de metales nobles por otros basados en grafito, los cuales presentan una mayor fiabilidad y durabilidad, aunque tampoco están exentos de fallo.

4.1.9 SISTEMA DE ORIENTACIÓN Y FRENADO

PROBLEMÁTICA

El sistema de orientación de los diferentes aerogeneradores del Parque Eólico Experimental Sotavento, puede describirse como un sistema gobernado por una veleta y servosistema de orientación con motorreductores eléctricos y pinzas de freno. En algunos modelos (NM48, NM52 y Bonus 1,3 MW) se incorpora además freno eléctrico en los motoreductores.

En todos aerogeneradores del parque, con excepción de la turbinas NEG MICON, existe un problema de arrastre de la góndola cuando esta se encuentra enfrentada a vientos altos. Esta problemática tiene una presencia especial en la turbina Bonus 1,3 MW, pues el diseño original únicamente contemplaba freno eléctrico en los dos motoreductores traseros. En las turbinas que se produce arrastre, el sistema de orientación debe de corregir continuamente cualquier deriva de la góndola respecto de la dirección del viento, sometiendo a los componentes mecánicos a mayores tasas de trabajo.

Con el fin de proporcionar una visión general del sistema presente en cada turbina, en la Tabla 2 se recoge el número de reductoras de orientación, potencia eléctrica por motor de orientación y el diámetro del rotor. Se incluye también una columna con el número de reductoras que durante el período 2001-2014 han sido sustituidas por su rotura o bien resultado severamente dañadas en alguno de sus componentes.

Tabla 2. Características del sistema de orientación por turbina.

MODELO	Sistema de orientación			D rotor (m)	Nº reductoras sustituidas
	Nº reductoras	kW/reduct	Freno eléctrico		
GAMESA G47	2	1,5	No	47	1
BONUS MK-IV	2	1,1	No	44	5
BONUS 1,3 MW	4	1,1	50%	62	6
ECOTÈCNIA 44/640	2	1,1	No	44	2
MADE AE46	2	2,2	No	46	1
MADE AE52	2	1,5	No	52	6
MADE AE61	4	1,5	No	61	0
NEG MICON 48	4	0,37	Si	48	4
NEG MICON 52	3	0,75	Si	52	0

RESOLUCIÓN

Analizando estos datos, y representando gráficamente por modelo de turbina el número de reductoras que se han sustituido frente a la relación ($P_{\text{sistema orientación}}/P_{\text{turbina}}$) se obtiene la Figura 9. En ella parece existir una ligera dependencia función de la relación ($P_{\text{sistema orientación}}/P_{\text{turbina}}$), independientemente del modelo de turbina, a menor valor del ratio mayor tasa de fallo y un mayor valor parece asociarse a menos fallos. Estos son valores estadísticos que obviamente no tienen en cuenta muchos otros factores como la distribución de esfuerzos implícita al diseño de la reductora, tipo de materiales, mantenimiento, etc., y por tanto no son concluyentes.

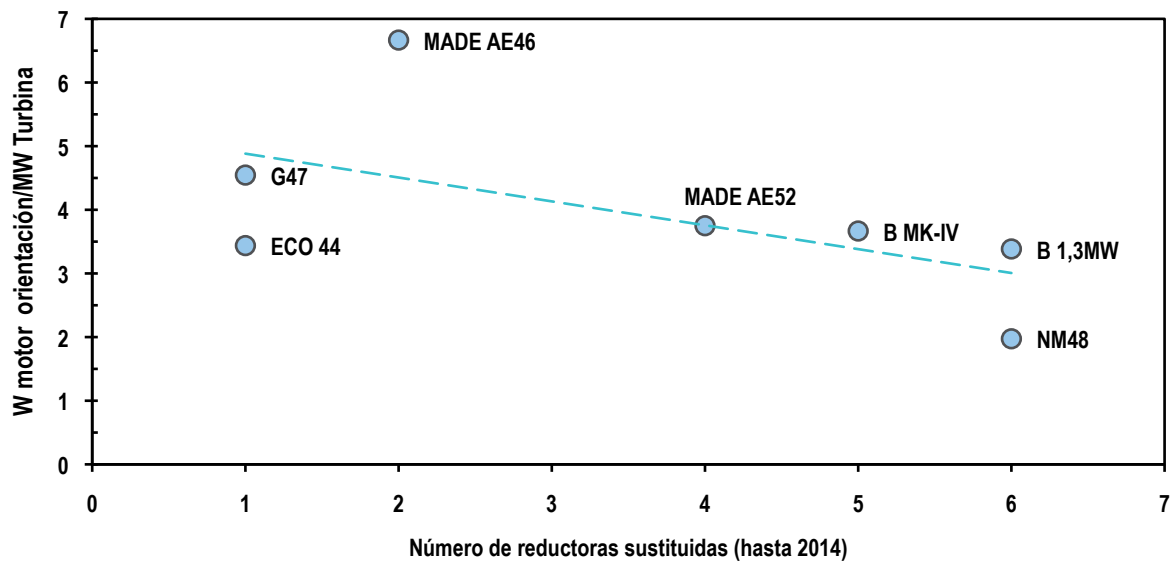


Figura 9. Relación W motor orientación/MW turbina frente a nº reductoras sustituidas.

Así, únicamente podemos comentar que es posible que exista una relación entre la potencia del sistema de orientación y la frecuencia de rotura del mismo, siendo deseable ratios ($P_{\text{sistema orientación}}/P_{\text{turbina}}$) altos. Factores como el número de motores de orientación por turbina y el disponer de freno eléctrico parecen tener poco impacto en la vida de las reductoras.

4.1.10 SUSTITUCIÓN DEL CABLEADO TRANSFORMADOR POR PLETINAS DE COBRE

SITUACIÓN INICIAL

Los transformadores de algunas turbinas, disponían de cableado flexible en lugar de pletinas. Esta es una solución técnica perfectamente válida, incluso beneficiosa, al absorber este elemento no rígido las vibraciones del transformador en operación, evitando posibles roturas de los bornes.

PROBLEMÁTICA

En el caso del cableado instalado, la ejecución no era la adecuada, existiendo contacto exterior entre el aislante de las distintas fases. La continua vibración somete a desgaste el aislamiento y acaba ocasionando el contacto entre conductores. Esta circunstancia si no es detectada a tiempo, puede provocar contingencias muy graves.

RESOLUCIÓN

Las turbinas con este tipo de solución requieren de vigilancia de estos elementos, para proceder al reemplazo de los cables dañados. El Parque Eólico Experimental Sotavento ha optado por minimizar riesgos e ir sustituyendo este tipo de conexión por pletinas rígidas de cobre cuando el cableado así lo requiera.

4.1.11 SISTEMA DE FILTRACIÓN OFFLINE ACEITE MULTIPLICADORA

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

Es un hecho sabido que aquellas multiplicadoras que operan con aceite lubricante con partículas suspendidas tienen una vida útil inferior a aquellas que lo hacen con aceite limpio. Los engranajes y rodamientos se degradan a mayor velocidad por efecto abrasivo de las partículas metálicas suspendidas. No deja por tanto de ser paradójico que gran parte de las turbinas comercializadas en el momento de puesta en marcha del Parque Eólico Experimental Sotavento los tecnólogos obviasen la instalación de un sistema de filtración que mantuviese el aceite dentro de las condiciones adecuadas, las cuales repercuten en un componente tan sensible como es la multiplicadora. Bibliografía especializada, establece que aproximadamente un 80% de las roturas de multiplicadoras está relacionada con la contaminación del aceite.

En el caso particular de Sotavento, únicamente la turbina Bonus 1,3 MW poseía un sistema de filtrado offline en su diseño inicial. Los aerogeneradores Gamesa G-47 también implementaban un sistema de filtrado, pero que opera únicamente cuando la turbina se encuentra generando.

RESOLUCIÓN

En aquellas turbinas en las que el tecnólogo permitía implementar un sistema de filtrado offline, se realizó en los primeros años del parque (2002), caso de NEG MICON. En el resto de tecnólogos ha sido necesario esperar a la sustitución de la multiplicadora para instalar esta medida. En la Tabla 3, se muestra el estado inicial y actual del sistema de filtración de las multiplicadoras, se ha añadido además en una columna que muestra el número de multiplicadoras sustituidas durante el 2001-2014. A la vista de los datos, no se aprecia una relación causa-efecto en la línea de lo comentado anteriormente, aunque los beneficios de la filtración son indudables.

Tabla 3. Turbinas con sistema de filtrado offline del lubricante y multiplicadoras sustituidas.

MODELO	Filtro offline diseño inicial	Filtro offline	Sustitución de multiplicadoras
GAMESA G47	-	Filtro inline	1
BONUS MK-IV	No	Si	4
BONUS 1,3 MW	Si	Si	3
ECOTÈCNIA 44/640	No	No	2
MADE AE46	No	No	1
MADE AE52	No	No	1
MADE AE61	No	No	1
NEG MICON 48	No	Si	3
NEG MICON 52	No	Si	1

4.1.12 CARENCIAS ARMARIO DE CONTROL Y POTENCIA

SITUACIÓN INICIAL

Ausencia de un sistema de calefacción mediante resistencias eléctricas que preserve la electrónica de condensación de la humedad ambiente en los armarios de control y potencia. Sistema de iluminación insuficiente para realizar cómodamente los trabajos de mantenimiento.

PROBLEMÁTICA

Ante paradas prolongadas de la turbina, la condensación de la humedad del aire puede afectar y dañar a la electrónica.

RESOLUCIÓN

En aquellas turbinas que así lo han requerido, se ha reforzado el sistema de iluminación para facilitar cualquier labor llevada a cabo.

La introducción de calefactores es de interés, actualmente está valorándose dicha posibilidad.

Un sistema de extinción automático en estos armarios sería deseable su inclusión en el diseño inicial, así como configuraciones de los armarios que evitasen la entrada de suciedad e insectos, es decir replantar el sistema de refrigeración de los mismos.

4.2 AEROGENERADORES TECNOLOGÍA MADE

En los siguientes apartados, se exponen aquellas circunstancias consideramos de interés a nivel de problemática, y en general, comparten todas las turbinas del MADE del parque. Posteriormente se tratarán aquellas particulares a cada modelo.

4.2.1 PROBLEMÁTICA GENERAL DEL TECNÓLOGO MADE

4.2.1.1 SISTEMA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

Para la compensación de energía reactiva, los aerogeneradores disponen de baterías de condensadores agrupados en escalones de distinta potencia. En la Tabla 4, se indica por modelo de aerogenerador, el estado inicial y reformado así como el número de etapas y la potencia de cada una de ellas necesarias para alcanzar los requerimientos de la normativa. Resaltar que para el caso de la MADE AE52, el propio sistema está integrado dentro del control de la turbina.

Tabla 4. Configuración etapas de potencia sistema de compensación de reactiva en aerogeneradores MADE.

AE	Estado	Nº ETAPA DE POTENCIA											P Total (kVAr)	
		1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º	11º		
MADE AE46	Inicial	70	70	70	70									280
	Reformado	70	70	70	70									280
MADE AE52	Inicial	Integrado el propio control de la turbina												
	Reformado	Integrado el propio control de la turbina												
MADE AE61	Inicial	140	140	140	140	70	35							665
	Reformado	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70		700

La reforma de las etapas de potencia se efectuó bajo la premisa de optimizar el funcionamiento de los reguladores, adoptándose una configuración en la que los escalones fuesen múltiplos enteros del escalón de menor potencia.

En el modelo MADE AE61 se modifica la conexión de los condensadores, aumentando escalones y manteniendo los condensadores existentes. El resultado es una mayor progresividad y mejor ajuste del sistema.

Es destacable además que los modelos MADE AE46 y AE61, disponían de tiristores para la conexión, por presentar estos un mejor comportamiento teórico a la hora de eliminar las interferencias eléctricas. En la práctica, provocaban muchos fallos y asimetrías en la conexión, optándose finalmente por reemplazarlos por contactores.

En los siguientes cuadros, se indica de un modo más detallado la problemática y medidas correctoras particulares a cada modelo:

Problemática MADE AE46

- ▶ Control de condensadores por intervalo de potencia mediante tiristores
- ▶ Vida útil de los tiristores muy corta. El fallo de alguno de ellos introducía asimetrías
- ▶ Complejo sistema de compensación que eleva los costes mantenimiento, aumenta la indisponibilidad de turbina por fallos y consigue un factor de potencia deficiente



Figura 10. Estado inicial (izquierda) con tiristores y reformado (derecha) con contactores, MADE AE46.

Resolución y mejoras MADE AE46

- ▶ Sustitución de la compensación mediante tiristores
- ▶ Implementación del regulador propio
- ▶ Control del estado cada uno de los elementos de compensación
- ▶ Detección de la etapa de compensación en fallo en remoto. Reducción de los tiempos de inoperancia
- ▶ Reducción del número de conexiones de las etapas, incremento de la vida útil
- ▶ Mejor ajuste del factor de potencia mediante algoritmo de regulación basado en potencia real generada y no en tramos de potencia

Problemática MADE AE61

- ▶ Control de condensadores por intervalo de potencia mediante tiristores
- ▶ Vida útil de los tiristores muy corta. El fallo de alguno de ellos introducía asimetrías
- ▶ Complejo sistema de compensación que eleva los costes mantenimiento, aumenta la indisponibilidad de turbina por fallos y consigue un factor de potencia deficiente
- ▶ Operación con las diez etapas de condensadores existentes, con anterioridad se encontraban agrupadas en seis



Figura 11. Estado inicial (izquierda) con tiristores y reformado (derecha) con contactores, MADE AE61.

Resolución y mejoras MADE AE61

- ▶ Control del estado cada uno de los elementos de compensación
- ▶ Detección de la etapa de compensación en fallo en remoto. Reducción de los tiempos de inoperancia
- ▶ Reducción del número de conexiones de las etapas, incremento de la vida útil
- ▶ Mejor ajuste del factor de potencia mediante algoritmo de regulación basado en potencia real generada y no en tramos de potencia

4.2.1.2 MEJORAS EN LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENCIÓN DE RIESGO LABORALES

Entre las actuaciones de mejora de la seguridad sobre las medidas ya existentes, cabe destacar:

- ▶ Sustitución de la línea de vida de cuerda (textil) por un cable de acero de 8 mm
- ▶ Colocación de bandas antideslizamiento en la góndola
- ▶ Instalación de elementos de protección en el disco del freno de alta velocidad

4.2.2 PROBLEMÁTICA PARTICULAR MADE AE 46

4.2.2.1 SISTEMA DE FRENADO DE ORIENTACIÓN

SITUACIÓN INICIAL

Se trata de una situación recurrente que afecta a todos los aerogeneradores AE46 del parque en mayor o menor medida. El problema consiste en que persistentemente se han venido dando fugas de aceite del circuito hidráulico a través de los retenes de las pinzas de freno del sistema de orientación.

PROBLEMÁTICA

En base a la experiencia de operación y mantenimiento del Parque Eólico Experimental Sotavento en las turbinas MADE AE46, podemos afirmar que las pinzas de freno Antec implementadas en dichos aerogeneradores, presentan una serie de carencias tales, sea cual sea su origen (diseño, calidad de componentes, instalación deficiente, etc.), que durante su operación a la presión de funcionamiento requerida, se producen fugas de aceite hidráulico.

Estas pérdidas de aceite ocasionan una pérdida de líquido en el circuito, provocando la inoperatividad del sistema hidráulico en caso de aparecer la alarma de nivel de aceite insuficiente en la central, con la consecuente disminución en la disponibilidad, obligando a su reposición de modo continuado.

La Tabla 5, se resume el número y el tiempo empleado en las operaciones de reposición de aceite hidráulico, tanto para el AE46 como otros modelos de turbina tecnológicamente comparables hasta 2014. A la vista de estos datos, en donde el modelo AE46 ha requerido un total de 12 operaciones, un número y tiempo incluso superior al total acumulado por todas las restantes turbinas, deja de manifiesto lo notorio de este problema.

Tabla 5. Número de operaciones y tiempo total acumulado en reposición de aceite hidráulico por modelo de turbina

MODELO AE	Nº Operaciones	Tiempo total operaciones (hh:mm)	Nº turbinas
MADE AE46	12	11:54	4
ECO 44/640	5	7:30	4
Bonus MK-IV	3	3:45	4
NM48	0	00:00	4

RESOLUCIÓN

A pesar de la exposición de esta problemática ante el tecnólogo, este ha defendido el diseño original, negándose a la sustitución de las pinzas de freno y aduciendo estas circunstancias como normales.

Recientes cambios en los contratos de mantenimiento, han permitido modificar el tipo de mantenimiento que hasta la fecha venía realizando el tecnólogo de un modo integral. El mantenedor actual, que cuenta con contrastada experiencia en este modelo de aerogenerador, ha venido a confirmar esta situación como común en otros parques ajenos al Parque Eólico Experimental Sotavento.

En la actualidad, de la mano del mantenedor, se está valorando la posibilidad de sustituir las pinzas de origen por otras que solucionen esta carencia; pues poseemos referencias de aerogeneradores en los que tras efectuar estos trabajos el problema ha desaparecido totalmente.

4.2.3 PROBLEMÁTICA PARTICULAR MADE AE61

4.2.3.1 PROBLEMAS DE VIBRACIONES

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

Históricamente, se han venido registrando errores, alarmas, actuaciones de mantenimiento, pérdidas de energía, etc. todos ellos asociados a las continuas vibraciones.

RESOLUCIÓN

Se desconocía de modo fehaciente la fuente de origen, aunque se sospechaba de comportamiento anómalo en la aerodinámica del rotor. Se efectuaron así diversas actuaciones en esa línea encaminadas a intentar reducir las vibraciones:

- ▶ Recalaje y revisión de la posición de las palas para eliminar posibles vibraciones debidas a alineación deficiente.
- ▶ Modificación de perfil aerodinámico de las palas mediante instalación de vortex (generadores de turbulencia). Observado que su impacto no era el esperado, retirada de los mismos.
- ▶ Sustitución de las pastillas del freno de orientación. Tras comprobar que tampoco surte efecto esta medida, se decide retornar a la configuración original.

Ninguno de los trabajos descritos consiguió atacar a la raíz de la problemática. Ante estas circunstancias, y para evitar la pérdida de energía motivada a estos errores, el tecnólogo decide incrementar el umbral de detección del sistema de vibraciones, manteniendo a la turbina siempre dentro de los límites de seguridad.

Después de esta modificación, obviamente desaparecen los errores aunque la fuente de las mismas continúe presente y la estructura mecánica de la turbina absorbiendo esfuerzos que someten a los elementos estructurales a una mayor fatiga.

Desde el Parque Eólico Experimental Sotavento, se sospecha que el origen de las vibraciones esté en las pinzas de freno, aunque no se tiene la certeza absoluta. Una sustitución de las mismas, muy probablemente eliminaría estas vibraciones.

4.2.3.2 DAÑOS ESTRUCTURALES EN EL BASTIDOR

PROBLEMÁTICA

Detección de grietas en el bastidor del aerogenerador tras únicamente cuatro años de operación (2005). Se trataba de grietas debidas a fatiga, cuando estas fueron localizadas estaban propagándose en la zona que se indica en la Figura 12.

Las grietas surgen en la parte del bastidor donde el sistema de transmisión se encuentra mayormente afectado por la acción de las cargas dinámicas ejercidas por el rotor de la turbina. En su aparición pueden haber tenido influencia diversos factores como el diseño, defectos internos, tensiones residuales del proceso de fabricación, etc. Las numerosas vibraciones que afectaron a la turbina, comentadas en punto anterior, también han podido jugar un papel muy importante en la aparición y desarrollo de estas grietas.

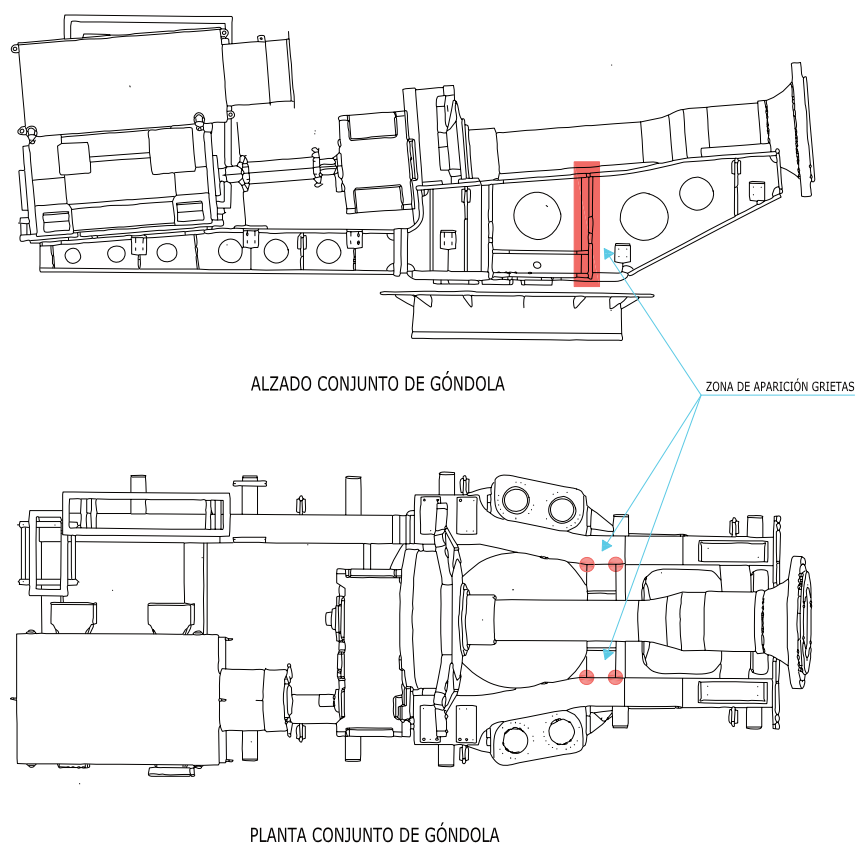


Figura 12. Localización de la grietas en el bastidor AE61.

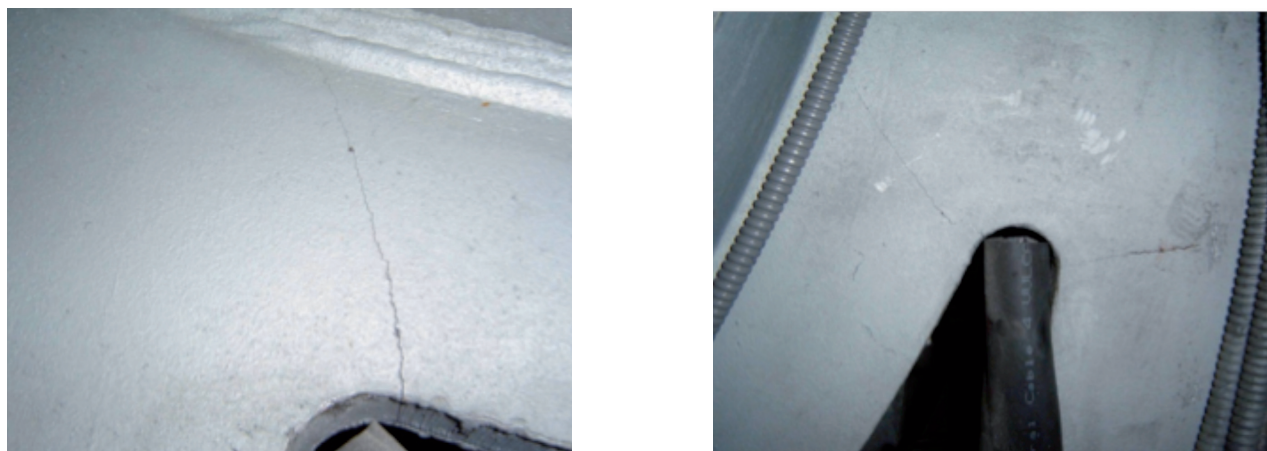


Figura 13. Detalle grietas por fatiga en bastidor de MADE AE61.

RESOLUCIÓN

Tras el análisis y valoración de los daños, se procedió a la parada de la turbina, bajada de la góndola, retirada del bastidor y refuerzo de las zonas de fractura mediante soldadura, Figura 14. Adicionalmente, se realizaron una serie de taladros en estratégicos con la misión de evitar la propagación de la línea de fractura.

A pesar de estas actuaciones, nuevas grietas hicieron su aparición en la misma zona del bastidor, por lo que finalmente se tuvo que proceder a su sustitución. A posteriori, y puesto que esta circunstancia no se ha vuelto a repetir, parece razonable afirmar que el origen de las grietas estaba en un defecto de fabricación, el cuál por efecto de las vibraciones elevadas comentadas con anterioridad acabó por manifestarse.

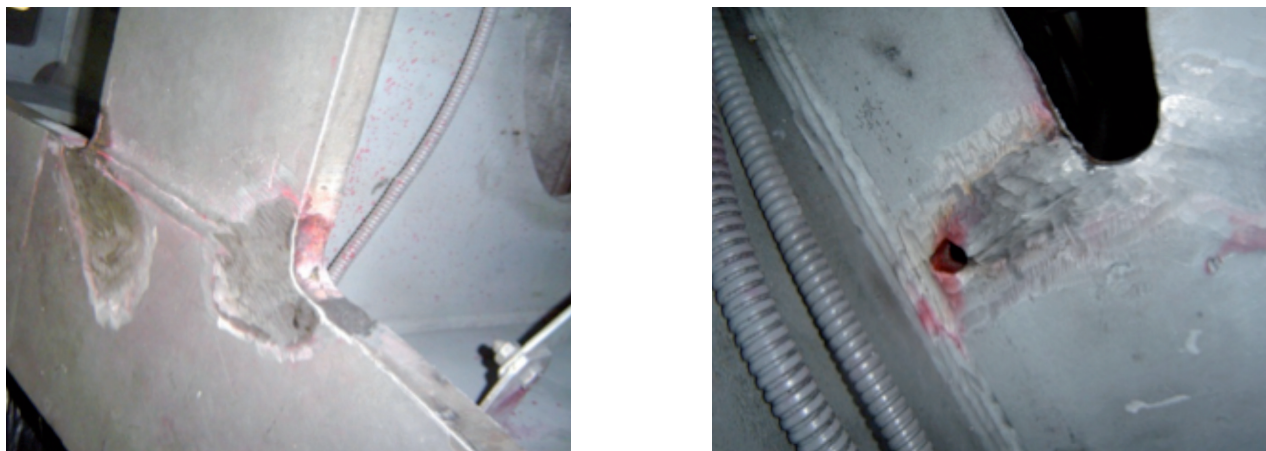


Figura 14. Detalle zona reforzada mediante soldadura en bastidor de MADE AE61.

4.2.3.3 ESCOTILLA ACCESO A AEROFRENOS

SITUACIÓN INICIAL

La escotilla de acceso desde el fuste a los aerofrenos cumplía además con la función de salida de la corriente de aire, cuya admisión es la puerta de acceso a la turbina, para refrigeración de la parte inferior mediante convección natural. Las lamas dispuestas, no impedían la entrada de agua en condiciones de fuerte lluvia.

PROBLEMÁTICA

La entrada de agua al interior de la turbina puede provocar daños en los equipos y elementos situados en la parte baja del fuste (media tensión, armario de protecciones, armario de control) pudiendo ocasionar daños en componentes con gran impacto económico.

RESOLUCIÓN

Para evitar la entrada de agua, se instaló una escotilla ciega, evitando así posibles contingencias de mayor envergadura. De este modo se impedía también la entrada de aire de refrigeración. Sin embargo, desde la experiencia y a la vista del comportamiento de la turbina, la salida del aire a través de la góndola es suficiente para generar una corriente de evite condensaciones y enfríe los componentes de la parte inferior.

4.2.4 PROBLEMÁTICA PARTICULAR MADE AE52

Esta turbina, constituye uno de los tres modelos de aerogeneradores que en el momento de su instalación en el Parque Eólico Experimental Sotavento se encontraba en la etapa de prototipo, los otros dos son: Bonus 1,3 MW y MADE AE61.

Aunque no es el objetivo del documento la descripción de cada uno de los modelos y tecnologías presentes, cabe destacar que se trata de un aerogenerador de tecnología síncrona de velocidad variable, conectado a la red a través de convertidores de potencia y sistema de paso variable independiente por cada pala. A la puesta en marcha del

parque (2001), la tecnología imperante en el mercado era la de aerogeneradores de jaula de ardilla, seguida de la DFIG y una incipiente síncrona. Esta turbina conjuga pues diversos factores, que como posteriormente veremos, acrecentaron su problemática. Entre ellos cabe destacar:

- ▶ Tecnología en su estado de inicial, con poca presencia en el parque español en el momento de su instalación
- ▶ El aerogenerador se encontraba en su fase de desarrollo, instalándose un prototipo
- ▶ Moderada penetración de la familia MADE AE 5X (aproximadamente 360 turbinas de esta familia, frente a por ejemplo 8.000 AE46 ó 2.150 G47, datos de la AEE en 2014)
- ▶ Su complejidad demandaban personal con formación específica, añadiéndose que en el parque existe una única turbina

Por todo ello, el tratamiento que le conferiremos a la problemática de este aerogenerador difiere del resto. Realizaremos así una enumeración cronológica de los principales problemas que sintetizan el proceso de maduración del prototipo, culminando con la adaptación al modelo comercial a finales de 2007 a través de los fallos más recurrentes y las actuaciones realizadas por el tecnólogo para intentar solventarla.

2003	
<p>Problemática y errores</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Fallos lectura inversor ▶ Errores de orientación ▶ Fallos central hidráulica ▶ Fallos de lectura inversor ▶ Fallos de posición de las palas ▶ Temperatura inversor 	<p>Medidas y actuaciones</p> <p>Para intentar solucionar en parte los fallos anteriores, concretamente los referidos a la posición de las palas, se sustituyó la tarjeta lectora de posición.</p>
2004	
<p>Problemática y errores</p> <p>La sustitución realizada en 2003 de la tarjeta lectora de posición de las palas no solucionó los fallos. Situación similar a la descrita en el año anterior, persistencia de errores en la electrónica de potencia y el sistema de paso variable.</p>	<p>Medidas y actuaciones</p> <p>Los trabajos más destacables consistieron en:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Sustitución de la electrónica de potencia y del control de generación turbina ▶ Sustitución de la tarjeta del control de excitación rotórica
2005	
<p>Problemática y errores</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ La problemática de esta turbina sigue presente a pesar de las modificaciones introducidas: ▶ Fallos sistema hidráulico, pérdidas y fugas de aceite en las palas ▶ Errores y falsas lecturas de posición de las palas ▶ Fallos en inversor-rectificador ▶ Fallos por vibraciones 	<p>Medidas y actuaciones</p> <p>En esta línea, las actualizadas durante este año fueron:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Sustitución cilindros hidráulicos de regulación del paso variable ▶ Revisión y adecuación del cableado de accionamiento del paso variable ▶ Modificación del tiempo consigna de actuación en paso variable para evitar introducir vibraciones causadas por rápido accionamiento ▶ Sustitución fusibles convertidor, precarga y tarjeta secuencia de la fase R

2006	
<p>Problemática y errores</p> <p>Durante este año, y a pesar de los trabajos ya realizados anteriormente, los errores habituales continúan persistiendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Fallos central hidráulica por pérdidas de aceite hidráulico ▶ Fallos posición palas ▶ Fallos en el convertidores electrónicos 	<p>Medidas y actuaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Revisión y actuación en sistema accionamiento del paso variable ▶ Revisión sistema inversor-rectificador por fallos continuos ▶ Sustitución del transformador de intensidad del rectificador ▶ Sustitución de transductores palas, e instalación nuevo de programa de control ▶ Sustitución pinzas de freno orientación, por pérdidas constantes de aceite

2007	
<p>Problemática y errores</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Fallos en el sistema de posición palas ▶ Fallos en el inversor ▶ Errores en sincronismo con la red eléctrica 	<p>Medidas y actuaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Sustitución de dos de las servoválvulas del paso variable y un encoder de posición ▶ Sustitución cilindro actuación paso variable ▶ Sustitución cableado en el puente rectificador
<p>Tras todas estas modificaciones descritas hasta el 2007, la turbina continuaba presentando una problemática evidente. A finales del 2007, el tecnólogo, tras madurar tecnológicamente el prototipo, implementa una batería de mejoras cuya pretensión final era adecuar la turbina al modelo comercial. De un modo general, esta actualización implicó la actuación sobre los siguientes elementos:</p>	
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Armario de control ▶ Elementos de protección de la turbina ▶ Convertidor de potencia e inversor ▶ Generador ▶ Buje 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Anemómetro ▶ Modificación y adecuación del aerogenerador ▶ Inversor ▶ Circuito de disparo de la celda de MT ▶ Central hidráulica

2008	
<p>Problemática y errores</p> <p>Durante el 2008 el parque permanece parado por motivo de una contingencia en el transformador de la subestación en febrero.</p> <p>Tras la puesta en marcha de nuevo del parque una vez solventados los problemas del transformador de la subestación, reaparecen errores en la línea del pasado, aunque en menor magnitud. Principalmente se trataban de errores de sincronismo de las palas y vibraciones.</p>	<p>Medidas y actuaciones</p> <p>Se detectó un comportamiento anómalo del freno de orientación, cuyo funcionamiento provocaba vibraciones en la góndola y estas a su vez podrían afectar al mecanismo de paso variable de las palas. Como consecuencia se sustituyeron los ferodos de los frenos de orientación.</p>

2009-Actualidad

Problemática y errores con mayor incidencia

Durante estos años, los errores se concentran en fallos por sincronismo de las palas, vibraciones y sobrevelocidad, habiéndose solventado gran parte de la problemática expuesta. Según la experiencia del tecnólogo y del propio parque, esta turbina, presenta unos errores que podrían calificar como crónicos del modelo.

- ▶ Errores de sincronismo de las palas. Muy probablemente tengan su origen en el sistema de anillos rozantes.
- ▶ Vibraciones. La fuente de de estas perturbaciones podría estar el sistema del freno de orientación al no ser capaz de conseguir un frenado eficaz
- ▶ Sobrevelocidad. Al igual que con el sincronismo de las palas, probablemente la causa esté en las falsas medidas producidas por en el sistema de anillos rozantes

Añadir que la introducción de un sistema SAI para la alimentación del control por parte de Sotavento, también ha jugado un papel destacable en la estabilización e incremento en la vida útil de los componentes de la electrónica de potencia de la turbina

Una variable objetiva que permite valorar el proceso de maduración tecnológica de la turbina es el que proporciona la disponibilidad del tecnólogo. En la Figura 15 se representan los valores medios anuales para el período 2001-2013. Como hemos comentado, los trabajos de adaptación del prototipo a modelo comercial se realizaron a finales de 2007, aunque su efecto quedo enmascarado por la parada del parque durante el 2008. A la vista de la evolución de la disponibilidad, las mejoras han ido en la línea adecuada, aunque desde la experiencia del parque estas hayan sido insuficientes al no solucionar algunos de los problemas crónicos. Obsérvese que durante 2011-2012 la disponibilidad se ve reducida muy significativamente, la razón es ajena a la problemática anterior, debiéndose a cuestiones logísticas con los repuestos.

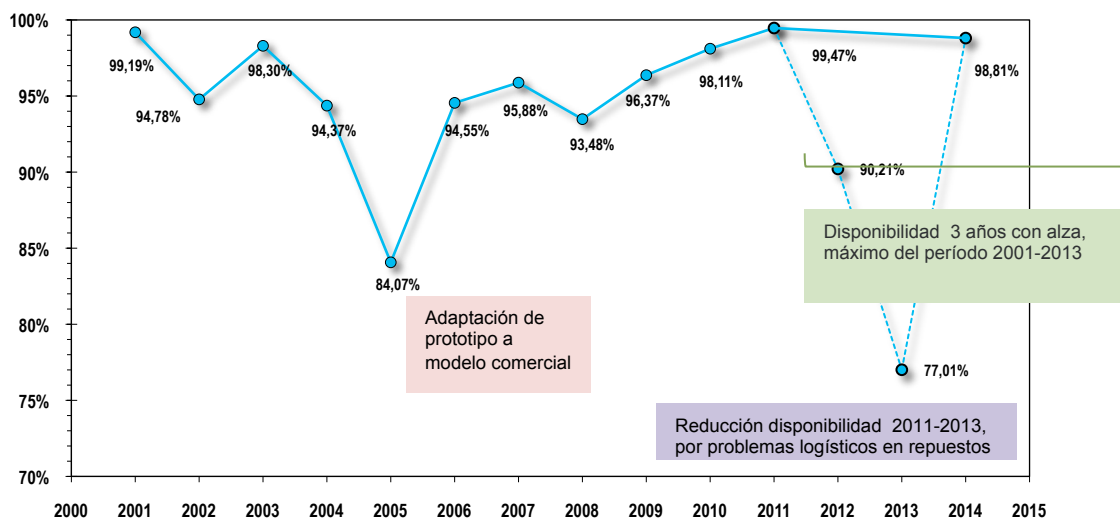


Figura 15. Disponibilidad anual AE2, 2011-2013.

4.2.4.1 SISTEMA DE FRENADO DE ORIENTACIÓN

SITUACIÓN INICIAL

En este apartado se incluye específicamente por el interés que pueda suscitar el caso de esta turbina comparativamente con el modelo AE46, y que viene a consolidar nuestra tesis frente las razones del tecnólogo.

PROBLEMÁTICA

De modo análogo a lo que sucede en el modelo AE46, se venían produciendo pérdidas continuadas de aceite hidráulico a través de la pinzas del freno de orientación.

RESOLUCIÓN

La actuación consistió en sustituir el sistema de sellado del circuito hidráulico (retenes). La Figura 16 la evolución del número de horas empleadas en la sustitución de aceite. A la vista de su evolución, queda de manifiesto que la problemática ha sido atajada correctamente.

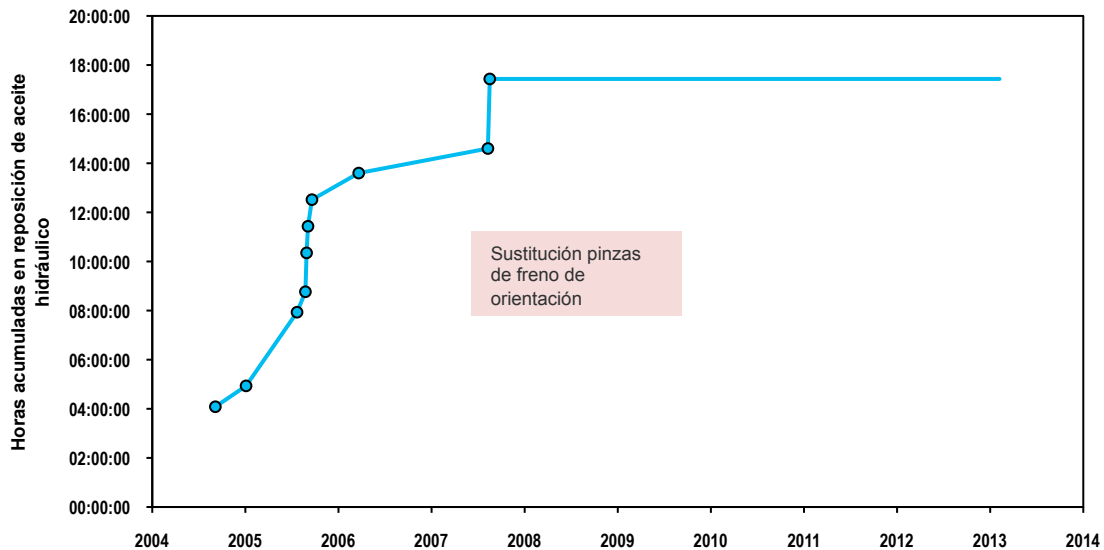


Figura 16. Número de horas acumuladas en reposición de aceite hidráulico.

4.3 AEROGENERADORES TECNOLOGÍA GAMESA

4.3.1 PROBLEMÁTICA PARTICULAR DEL G-47

4.3.1.1 ERRORES EN LA ELECTRÓNICA DEBIDOS AL SISTEMA SAI

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

Como ya hemos expuesto en el punto 4.1.5 Instalación o mejora del sistema SAI, este es el único sistema SAI que no ha sufrido ninguna modificación. Desde el Parque Eólico Experimental Sotavento venimos observando que una buena parte de la problemática de esta turbina tiene su origen en un funcionamiento deficiente del sistema SAI. La problemática radica en que el del sistema de control de la turbina no permite la sustitución de la SAI por otra genérica al no reconocerla. Para cuantificar esta problemática, en la siguiente Tabla 6, se muestra el registro de dos alarmas relacionadas con el funcionamiento de la SAI durante los años 2012 y 2013: ALARMA 63 GR (fallo SAI) y ALARMA 62 GR (detección de hueco):

Tabla 6. Número total y tiempo en alarmas 63 GR y 62 GR (2012-2013).

Descripción	2012		2013	
	Nº errores	Tiempo en error (dd:hh:mm)	Nº errores	Tiempo en error (dd:hh:mm)
ALARMA 63 GR	193	14d 12:40	459	4d 17:00
ALARMA 62 GR	129	11d 11:02	206	5d 11:15

RESOLUCIÓN

La solución pasaría por sustituir el sistema SAI del tecnólogo, como ya se ha realizado en otras turbinas, pero está imposibilitado por incompatibilidades con el sistema de sistema de control. Recientemente, hemos implementado la posibilidad de poder conocer el estado de la SAI en remoto.

Problemática de la palas

4.3.1.2 SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

Las palas de esta turbina, siempre realizando una comparativa con el resto de aerogeneradores del parque, presentan una degradación mayor, debiéndose principalmente a dos factores:

- ▶ Robustez. La mayoría de las turbinas del parque son de paso fijo con un sistema de control de potencia por entrada en pérdida aerodinámica, lo que requiere de una mayor robustez estructural de la pala. En cambio, en un sistema de paso variable, se ha de optar por diseños más ligeros y beneficiosos
- ▶ Construcción. El otro factor que afecta a la durabilidad es la calidad los materiales y el proceso empleado en la fabricación. Un examen de la superficie in situ arroja una velocidad de degradación inapropiada para un elemento expuesto a las condiciones de una pala

RESOLUCIÓN

La situación posee difícil solución, pues lo único que puede realizarse son medidas correctoras de los daños detectados, no siendo viable económicamente otra opción. Podemos clasificarlo como un problema endémico de esta turbina.

4.4 AEROGENERADORES TECNOLOGÍA ECOTÈCNIA

4.4.1 PROBLEMÁTICA PARTICULAR ECO 44

4.4.1.1 SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

En la Tabla 7, se indica el estado inicial y reformado del número de etapas y la potencia de cada una de ellas.

Tabla 7. Tabla 7. Configuración etapas de potencia sistema de compensación de reactiva en ECOTÈCNIA 44/640.

AE	Estado	Nº de etapa de potencia											P Total (kVAr)	
		1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º	11º		
ECO 44/640	Inicial	90	90											180
	Reformado	40	40	50	50	75	75	75	75					480

Al igual que en otras turbinas, los trabajos se efectuaron bajo la premisa de optimizar el funcionamiento de los reguladores, adoptándose una configuración en la que los escalones son múltiplos enteros del escalón de menor potencia. El resultado es una mayor progresividad y mejor ajuste del sistema.

En las siguientes tablas, se indica de un modo más detallado la problemática y medidas correctoras de este modelo:

Problemática ECO 44/640

- ▶ Entrada de condensadores sin control del tiempo de reconexión
- ▶ Desconexión de condensadores durante operación de turbina al cambiar de generador
- ▶ Operación sin control de potencia generada en cada momento, conexión de condensadores en función los generadores
- ▶ Existen cuatro etapas de condensadores agrupadas en dos (por contactores).
- ▶ Sistema de ventilación permanente, sin controlar de temperatura.

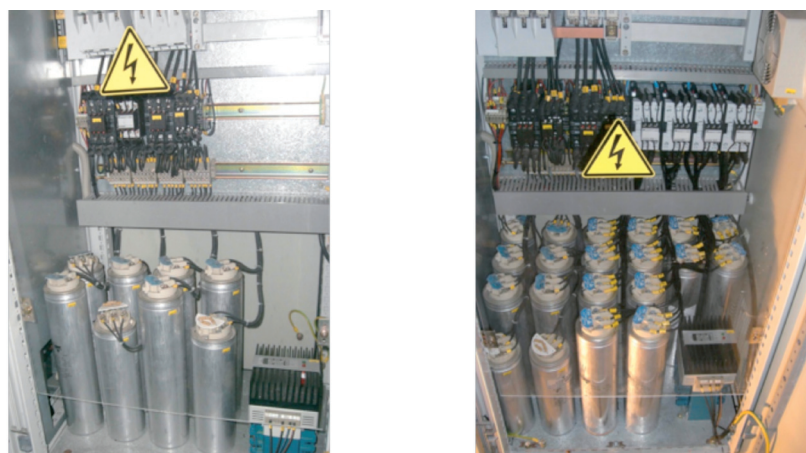


Figura 17. Estado inicial (izquierda) y reformado (derecha), Ecotècnia 44/640.

Resolución y mejoras ECO 44/640

- ▶ Reemplazo de la señal de conexión entre condensadores, al no disponer de control de tiempos operación, realizada mediante contactos mecánicos directos.
- ▶ Implementación del regulador propio, teniendo en cuenta seguridad operación
- ▶ Aumento de la potencia reactiva en cuatro etapas y 300 KVAR
- ▶ No desconexión de condensadores durante cambio de generador. Conexión de condensadores era independiente de los contactores de bypass. El problema radicaba en que el controlador había sido programado concediendo prioridad a que cada generador trabaje igual número de horas en lugar de buscar el menor número de maniobras de conexión, cuando la potencia generada es menor que 320 KW (la potencia de cada generador idéntico) se realizaba el cambio de generador en intervalos menores de 5 minutos, con el consiguiente incremento de operaciones.
- ▶ Control de tiempos de operación y descarga
- ▶ Control del estado de los elementos de compensación
- ▶ Detección de etapa de compensación en fallo, desde posiciones. Reducción de los tiempos de inoperancia de etapas de compensación
- ▶ Reducción del número de conexiones de las etapas, incremento de la vida útil
- ▶ Control del ventilador del armario mediante termostato
- ▶ Mejor ajuste del factor de potencia mediante algoritmo de regulación basado en potencia real generada y no en tramos de potencia

4.4.1.2 PROBLEMAS DE VIBRACIONES

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

En términos históricos, este modelo de turbina es el que mayor incidencia de errores y alarmas relacionadas con vibraciones ha venido registrando. Estas incidencias se concentran especialmente en los primeros años de vida del parque, manifestándose especialmente cuando los vientos alcanzaban valores de 15 m/s, es decir en condiciones nominales de la turbina.

RESOLUCIÓN

Para intentar solucionar esta problemática, se realizaron todo un conjunto de actuaciones a lo largo de varios años, siendo las más importantes las siguientes:

- 1 Instalación vortex (2003). Elementos destinados a retrasar el desprendimiento de la capa límite de aire en la pala, y por tanto la entrada en pérdida aerodinámica, con el fin de reducir las vibraciones derivadas de las turbulencias en el rotor.
- 2 Instalación de stall-strips (2003). Elementos que modifican el perfil aerodinámico de la pala.
- 3 Modificación del ángulo de ataque (2005. Se avanza + 0,5°.
- 4 Tras los primeros ensayos modificando las condiciones aerodinámicas, se sustituye el control de vibraciones y el acelerómetro (2005).
- 5 Revisión de los stall-strips (2005).
- 6 Colocación de nuevos stall-strips adicionales en cada pala (2006).

Con todas estas actuaciones, finalmente se consigue estabilizar la turbina, reduciéndose la aparición de errores y fallos relacionados con las vibraciones, pero invirtiéndose en el proceso casi tres años. Tal como será comentado en el siguiente apartado, la presencia de vibraciones durante este período muy probablemente acabó por provocar daños al sistema estructural de la turbina.

4.4.1.3 DAÑOS ESTRUCTURALES EN EL BASTIDOR

PROBLEMÁTICA

Después de aproximadamente cuatro años de operación de la turbina se aprecian posibles daños estructurales. La persistente presencia de vibraciones anteriormente comentadas, conjuntamente con el diseño original de tecnólogo de efectuar taladros para alojar la tornillería de unión entre ambos bastidores, son dos posibles factores además de la presencia de cualquier defecto de fabricación o material que acelerarían el desgaste a fatiga de la estructura.

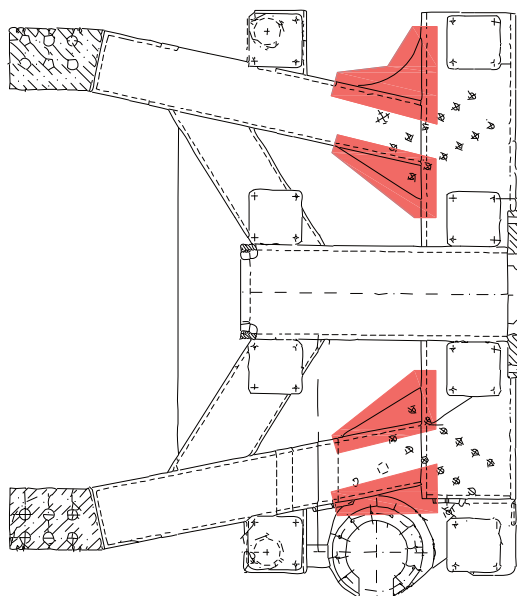


Figura 18. Bastidor trasero del ECO 44/640, resaltándose la zona reforzándose mediante soldadura.

RESOLUCIÓN

A pesar de que finalmente posteriores ensayos no arrojaron daños en la estructura, se decide reforzar la zona del bastidor trasero en donde se produce el acoplamiento de este con el delantero, Figura 18, efectuándose una mejora mediante soldadura de la zona adyacente a los taladros, especialmente en aquella cuyos cordones de soldadura habían sido debilitados.

4.4.1.4 PROBLEMÁTICA DE LA CENTRAL HIDRÁULICA

PROBLEMÁTICA

Realizando una agrupación de aquellas tareas de manteniendo, que bien de modo directo o indirecto, son derivadas de un estado de error o fallo en la central hidráulica, se obtiene que estadísticamente este modelo de turbina es el que mayor cantidad de incidencias y horas ha consumido desde la puesta en marcha del parque. En la Figura 19, se recoge el tiempo total consumido en mantenimiento para mantener operativo el sistema hidráulico por turbina, destacando las casi 86 horas para la ECO 44/640.

Comparativamente con otras tecnologías, el sistema de Ecotècnia presenta una complejidad innecesaria, mayor número de elementos expuestos al fallo, incluso una opción de frenado suave (anulada del el sistema de control),

etc. que incrementan probabilidad de fallo y por tanto su mantenimiento. La solución es por tanto difícil, e implica actuaciones en el sistema hidráulico y en el control.

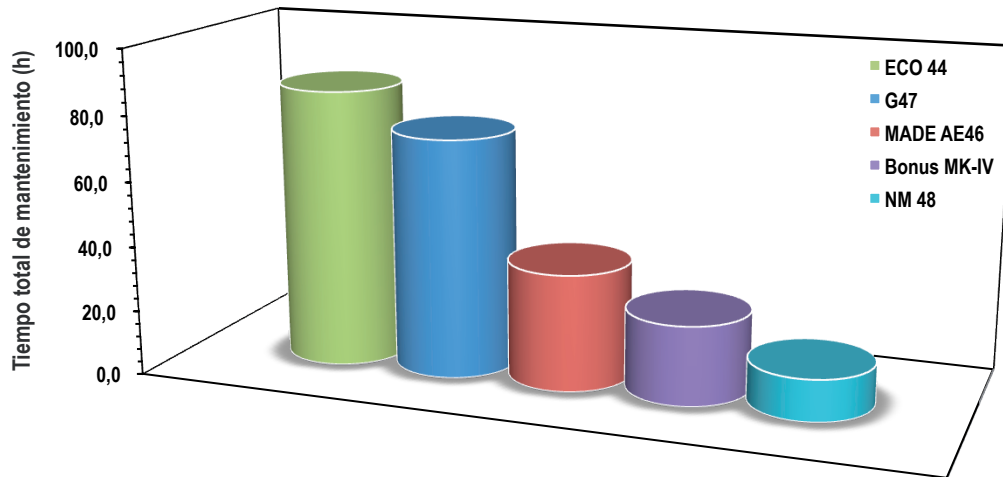


Figura 19. Total tiempo acumulado en mantenimiento sistema hidráulico por tecnología.

RESOLUCIÓN

Estas circunstancias son debidas a la adopción durante el diseño de una solución basada en una central hidráulica genérica, no de una específica adaptada a las necesidades y condiciones de la turbina. A la redacción del presente documento, se están efectuando mejoras, eliminado aquellos elementos que no desempeñan ninguna función o bien son redundantes, e introduciendo el control de algún parámetro adicional (presión mínima) para mejorar las condiciones de operación de la central hidráulica.

4.4.1.5 SISTEMA DE REFRIGERACIÓN GENERADOR-MULTIPLICADORA

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

Sucesivas paradas por temperaturas elevadas. El diseño original del sistema de refrigeración para el conjunto generador-multiplicadora empleaba un ventilador que aspira aire del ambiente de la góndola para refrigerar el generador, la descarga de este aire se conducía para a su vez refrigerar a la multiplicadora atravesando el intercambiador por el que circula el aceite de esta. De modo esquemático el proceso se muestra en la Figura 20. Además, se ha detectado que el ajuste de la válvula termostática (mecánica) del circuito de refrigeración del aceite de la multiplicadora no estaba correctamente ajustada, por lo que no se producía el paso del aceite de lubricación a través del intercambiador, alcanzándose de modo sistemático temperaturas superiores a 70°C en la multiplicadora cuando la turbina se encontraba generando en régimen nominal.

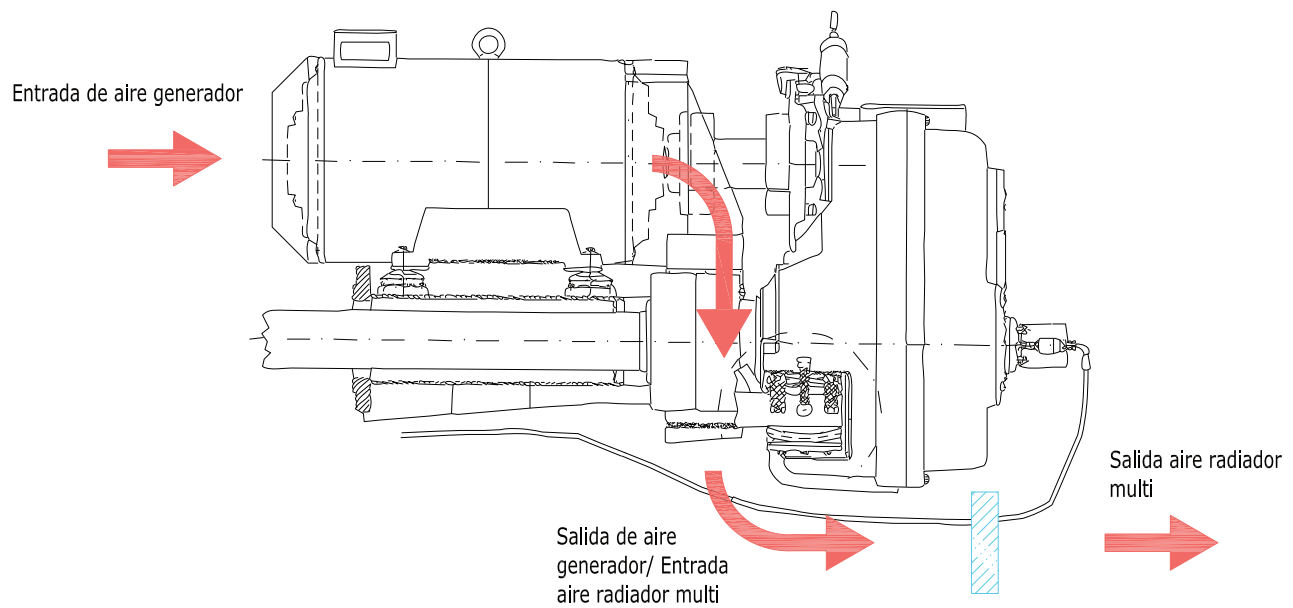


Figura 20. Sistema de refrigeración inicial ECO 44/640.

Independiente de lo comentado anteriormente, el sistema de control de temperatura presenta la carencia de que ante cualquier error en la turbina (sin discriminar por tipo), los ventiladores que inducen el flujo de aire a través del generador dejan de funcionar, impidiéndose la refrigeración. En el caso de una parada por elevada temperatura de generador, se disminuye la disponibilidad de la turbina al no poder emplear el sistema de ventilación forzado.

RESOLUCIÓN

Para solventar esta problemática, se ha modificado el flujo de aire a través del conjunto multiplicadora-generador. En la Figura 21, se esquematizan el flujo de las nuevas corrientes de aire. Básicamente, la nueva configuración no emplea la salida del aire del generador para refrigerar la multiplicadora, expulsándose directamente al exterior de la góndola. Para la refrigeración de la multiplicadora se emplea aire exterior, conduciéndose el flujo del mismo hasta el radiador.

A la redacción del documento, las medidas son de reciente implantación; sin embargo, los valores de las temperaturas que se han observado en el caso particular de la multiplicadora, indican valores en torno a 50°C en condiciones nominales de generación, es decir una reducción de 20°C.

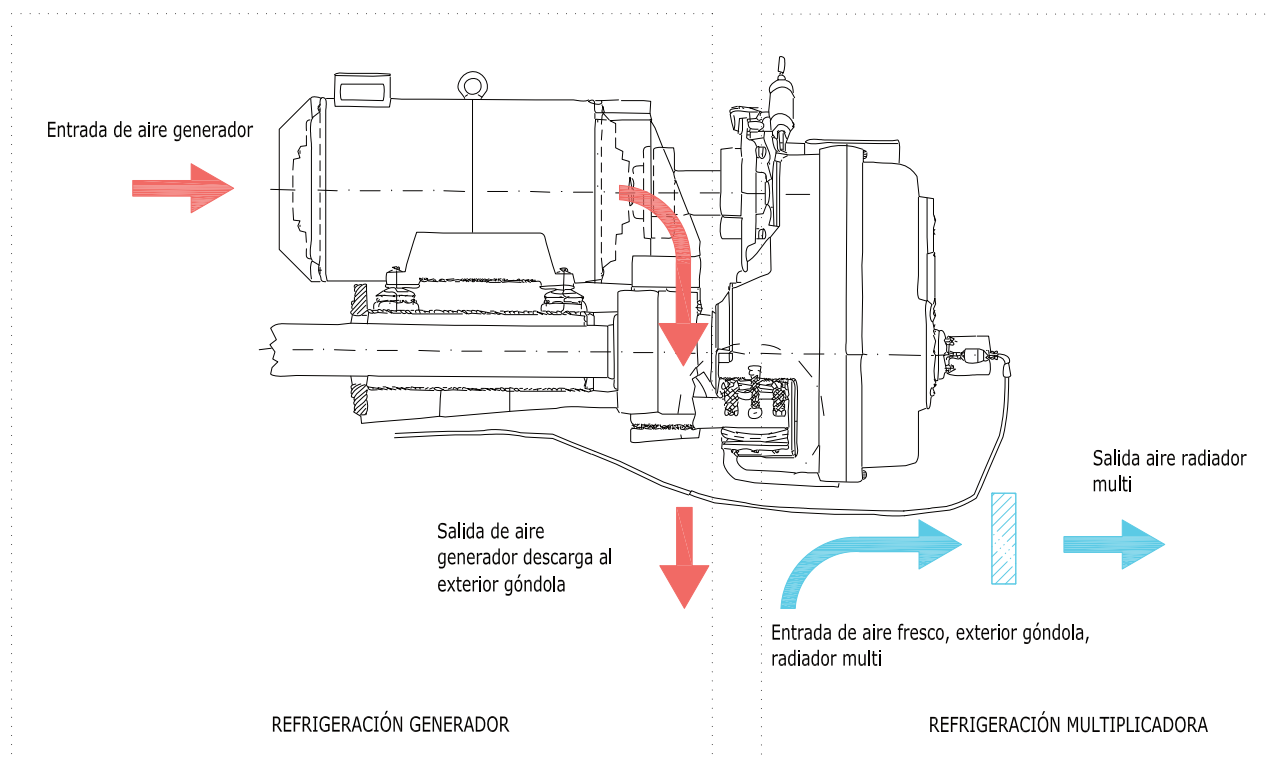


Figura 21. Sistema de refrigeración inicial ECO 44/640.

4.4.1.6 SISTEMA DE CONTROL CERRADO

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

El sistema de control de Ecotècnia, es un sistema opaco que impide a la propiedad o mantenedor realizar cualquier mejora en el mismo a nivel de software, no siendo posible modificar las estrategias programadas por el tecnólogo para el funcionamiento de la turbina. Por ejemplificar esta problemática, un problema común como el de arrollamiento de los cables de la góndola, no ha podido ser enmendado a no ser posible el acceso al código del autómeta.

RESOLUCIÓN

Aunque no es objeto de este documento, la situación anterior conjuntamente con la dificultad que a medio/largo plazo puede presentarse en la obtención de equipos y elementos de repuesto para el sistema de control, han servido de catalizador para que el Parque Eólico Experimental Sotavento en colaboración con otras empresas especializadas haya desarrollado un sistema de control específico para esta turbina. A la redacción del presente documento (noviembre 2014), el sistema había sido implementado con éxito en una de las turbinas del parque (AE21), encontrándose actualmente en la fase de pruebas. En un documento posterior y ajeno al presente, se recogerán y particularizará en las actuaciones realizadas en el marco de esta mejora de un modo exhaustivo.

4.5 AEROGENERADORES TECNOLOGÍA NEG MICON

4.5.1 PROBLEMÁTICA COMÚN DEL TECNÓLOGO

4.5.1.1 SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

En la Tabla 8, se indica el estado inicial y reformado del número de etapas y la potencia de cada una de ellas. Al igual que anteriormente, para optimizar el funcionamiento de los reguladores, se adoptó una configuración en la que los escalones son múltiplos enteros del escalón de menor potencia, en beneficio de una mayor progresividad y ajuste del sistema.

Tabla 8. Configuración etapas de potencia sistema de compensación de reactiva en aerogeneradores NEG MICON.

AE	Estado	Nº ETAPA DE POTENCIA											P Total (kVAr)	
		1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º	11º		
NM48	Inicial	75	75	75										225
	Reformado	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50			450
NM52	Inicial	25	50	100	50	50								275
	Reformado	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	550

De modo particular, las deficiencias y mejoras de cada modelo, se indican en la siguiente tabla:

Problemática NEG MICON 48

- ▶ Operación sin control de potencia generada en cada instante, sólo se conectan en función de tramos de potencia generada
- ▶ Existen nueve etapas de condensadores agrupadas en cuatro (por contactores)

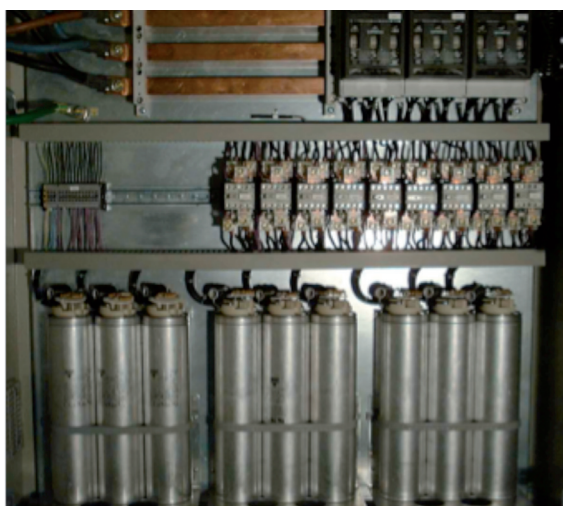


Figura 22. Estado inicial (izquierda) y reformado (derecha), NM 48.

Resolución y mejoras NEG MICON 48

- ▶ Señal de conexión condensadores, procedente del autómatas, estabilizada mediante el control de Sotavento, se evitan fallos por tiempos de conexión
- ▶ Implementación de regulador propio, teniendo en cuenta seguridad operación
- ▶ Incremento de cuatro etapas a nueve
- ▶ Aumento de la capacidad de la turbina modificando contactores y ampliando condensadores
- ▶ Control del estado de los elementos de compensación
- ▶ Detección de etapa de compensación en fallo en remoto. Reducción de los tiempos de inoperancia
- ▶ Reducción del número de conexiones de las etapas, incremento de la vida útil
- ▶ Mejor ajuste del factor de potencia mediante algoritmo de regulación basado en potencia real generada y no en tramos de potencia

Problemática NEG MICON 52

- ▶ Operación sin control de potencia generada en cada instante, sólo se conectan en función de tramos de potencia generada
- ▶ Existen once etapas de condensadores agrupadas en cinco (por contactores)

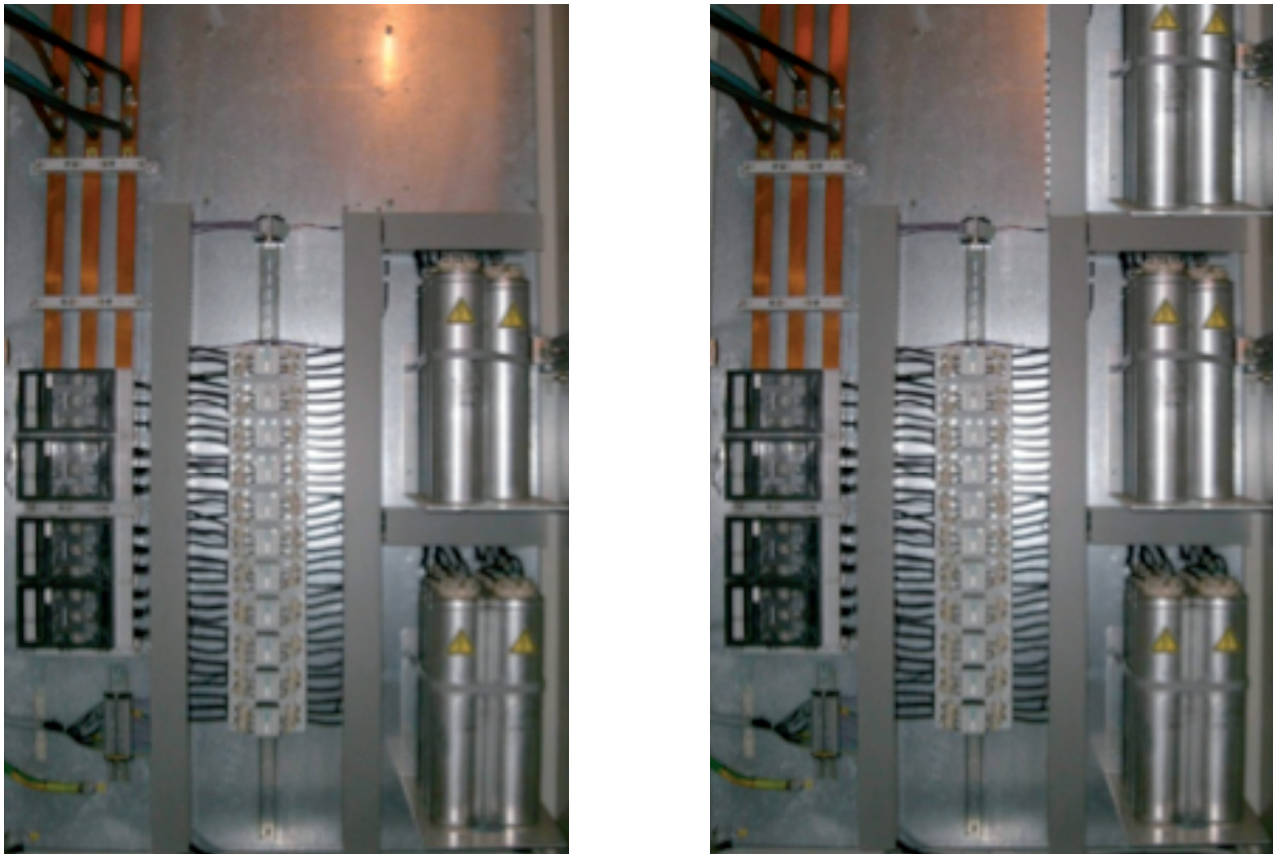


Figura 23. Estado inicial (izquierda) y reformado (derecha), NM 52.

Resolución y mejoras NEG MICON 52

- ▶ Señal de conexión condensadores, procedente del autómeta, estabilizada mediante el control de Sotavento, se evitan fallos por tiempos de conexión
- ▶ Implementación de regulador propio, teniendo en cuenta seguridad operación
- ▶ Incremento de cinco etapas a once
- ▶ Aumento de la capacidad de la turbina modificando contactores y ampliando condensadores
- ▶ Control del estado de los elementos de compensación.
- ▶ Detección de etapa de compensación en fallo en remoto. Reducción de los tiempos de inoperancia
- ▶ Reducción del número de conexiones de las etapas, incremento de la vida útil
- ▶ Mejor ajuste del factor de potencia mediante algoritmo de regulación basado en potencia real generada y no en tramos de potencia

4.5.1.2 SISTEMA DE CONTROL

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

Ante una situación en la que se presente un fallo en la SAI del SCADA de control, la comunicación en remoto desde el SCADA a la turbina queda imposibilitada, pues el SCADA dejar de comunicar con los aerogeneradores

RESOLUCIÓN

Ante esta problemática, en la que el tecnólogo no proporcionaba solución, el Parque Eólico Experimental Sotavento realiza la introducción de una señal que indica al SCADA que la SAI se encuentra operativa, evitando detención de las comunicaciones. Además, se puede prescindir de la SAI de NEG MICON, incorporándose una con mejores prestaciones.

4.5.2 PROBLEMÁTICA PARTICULAR NM 48

4.5.2.1 SISTEMA DE LUBRICACIÓN Y REFRIGERACIÓN DE LA MULTIPLICADORA

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

El sistema de lubricación de la multiplicadora cumple dos misiones, la lubricación propiamente dicha de los engranajes de la multiplicadora y una segunda misión de refrigeración de la misma. Para ello, los engranajes de la multiplicadora se encuentran parcialmente inmersos en el aceite y son rociados en aquellas partes no sumergidas. El aceite, cuando el tren de potencia se encuentra en carga, gana temperatura debido a la fricción de los engranajes de la multiplicadora, por lo que posteriormente es necesario enfriarlo en un intercambiador aire/lubricante para evitar que las temperaturas elevadas degraden las propiedades del aceite acortando la vida útil de la multiplicadora.

A lo largo del 2014, e uno de los mantenimientos preventivos preestablecidos, se observó que la lógica de control operaba este sistema bajo la consigna de temperatura, arrancado la bomba de circulación del lubricante cuando la temperatura de este superaba los 45°C y deteniéndose si descendía de los 35°C. Es decir, que la turbina podía estar generando sin lubricación en la multiplicadora, salvo la que indirectamente mediante borboteo se produzca. En la Tabla 3, se puede observarse el número de multiplicadoras sustituidas en este modelo y compararlo con el de otras turbinas, encontrándose entre los más altos (un total de tres) y en el que esta circunstancia puede haber influido fuertemente.

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

Al permitir el SCADA de NEG MICON modificar consignas en la operación del sistema, la resolución de la problemática una vez detectada es relativamente sencilla. Para ello, se ha establecido como setpoint de arranque 10°C y parada en 5°C, referencias idénticas al caso de la turbina NM52.

4.5.3 PROBLEMÁTICA PARTICULAR NM52

4.5.3.1 MEJORA EN LOS AEROFRENOS

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

Repetidas roturas del cable y elementos mecánicos de soporte del aerofreno. La rotura del cable provoca, además la degradación de la fibra del interior de la pala y producción de bordes afilados altamente perjudiciales para el sistema.

RESOLUCIÓN

Tras estudio de las circunstancias por parte del tecnólogo, este legó a la conclusión que esta problemática es prácticamente exclusiva de las palas de LM marcadas con con el código LD (Liquid Damper). La resolución consistió en cambiar el cable e introducir un nuevo tensor que ofreciese una protección mecánica mejorada del extremo del cable para evitar la degradación de la fibra.

4.6 AEROGENERADORES TECNOLOGÍA BONUS

4.6.1 PROBLEMÁTICA COMÚN DEL TECNÓLOGO

4.6.1.1 SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

En la Tabla 9, se indica el estado inicial y reformado del número de etapas y la potencia de cada una de ellas. Al igual que anteriormente, para optimizar el funcionamiento de los reguladores, se adoptó una configuración en la que los escalones son múltiplos enteros del escalón de menor potencia, en beneficio de una mayor progresividad y ajuste del sistema.

Tabla 9. Configuración etapas de potencia sistema de compensación de reactiva en aerogeneradores BONUS.

AE	Estado	Nº ETAPA DE POTENCIA											P Total (kVAr)	
		1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º	11º		
BONUS 1,3	Inicial	87,5	75	75	75	37,5								350
MW	Reformado	70	70	70	70	37,5								350
BONUS	Inicial	50	50	50										150
MK-IV	Reformado	75	75	75										225

Problemática Bonus MK IV

- ▶ Operación sin control de potencia generada en cada instante, sólo se conectan en función de tramos de potencia generada
- ▶ Capacidad insuficiente de las baterías para alcanzar la consigna de factor de potencia unitario
- ▶ Armario demasiado pequeño para alojar los condensadores necesarios

Resolución y mejoras Bonus MK IV

- ▶ Señal de conexión condensadores, procedente del autómata, estabilizada mediante el control de Sotavento, se evitan fallos por tiempos de conexión
- ▶ Implementación del regulador propio, teniendo en cuenta la seguridad operación
- ▶ Mantener la potencia reactiva en tres etapas, dada la escasez de espacio en armario
- ▶ Control del estado de los elementos de compensación
- ▶ Detección de la etapa de compensación en fallo en remoto. Reducción de los tiempos de inoperancia
- ▶ Reducción del número de conexiones de las etapas, incremento de la vida útil

Problemática Bonus 1,3 MW

- ▶ Operación sin control de potencia generada en cada instante, sólo se conectan en función de tramos de potencia generada
- ▶ Armario demasiado pequeño, impidiendo la ampliación de condensadores para alcanzar factor potencia unitario en cualquier rango de potencia

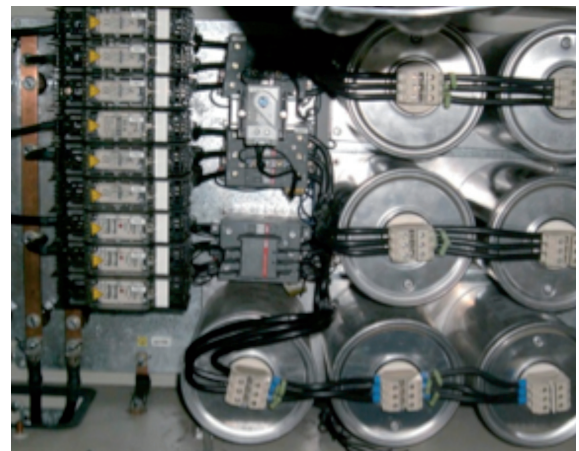
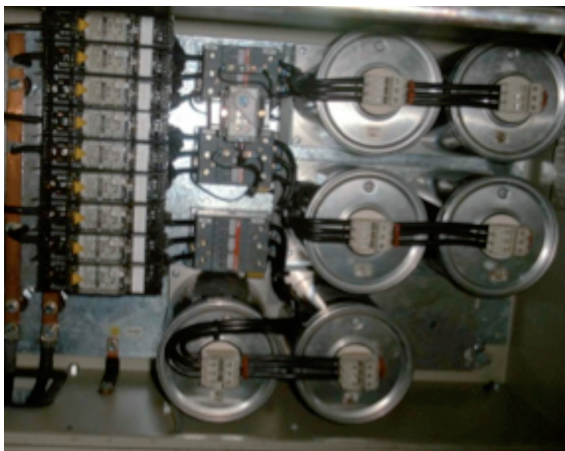


Figura 24. Estado inicial (izquierda) y reformado (derecha), Bonus 1,3 MW.

Resolución y mejoras Bonus 1,3 MW

- ▶ Señal de conexión condensadores, procedente del autómata, estabilizada mediante el control de Sotavento, se evitan fallos por tiempos de conexión
- ▶ Implementación del regulador propio, teniendo en cuenta seguridad operación
- ▶ Control del estado de los elementos de compensación
- ▶ Detección de la etapa de compensación en fallo en remoto. Reducción de los tiempos de inoperancia
- ▶ Reducción del número de conexiones de las etapas, incremento de la vida útil

4.6.2 PROBLEMÁTICA PARTICULAR 1,3 MW

Mucha de la problemática de esta turbina se encuentra encuadrada dentro del apartado de problemática común. Destacables son los problemas en el sistema de orientación y en los anillos rozantes.

4.6.2.1 SISTEMA DE ACTUACIÓN DEL PASO VARIABLE.

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

Comparativamente con otras turbinas del parque, son especialmente reiterativos los problemas en sistema de accionamiento del paso variable, ocasionados por diseño deficiente motivando que los componentes mecánicos (rodamientos de pala, bielas y cilindros de actuación) produciéndose una concentración de esfuerzos que reduce drásticamente la vida de los mismos.

El mejor modo de cuantificar esta problemática es acudir al histórico de horas de mantenimiento que ha necesitado el sistema de captación, y compararlo con otras turbinas de paso variable, Tabla 10, siendo destacable que este modelo acumule un mayor número de horas que un modelo con la gran problemática que hemos visto como el experimental MADE AE52.

Tabla 10. Tiempo de mantenimiento en sistema de paso variable por turbina.

MODELO AE	Nº Operaciones de mantenimiento	Tiempo total operaciones (hh:mm)	Nº turbinas
Bonus 1,3 MW	31	187:57	1
Gamesa G47	9	44:45	4
MADE AE52	21	114:07	1

RESOLUCIÓN

Este problema es calificable como crónico, y su resolución es muy dificultosa e inabordable en la práctica por implicar la modificación del sistema existente.

4.6.3 PROBLEMÁTICA PARTICULAR MK-IV

4.6.3.1 MEJORA EN SISTEMA DE REFRIGERACIÓN DEL TRANSFORMADOR

SITUACIÓN INICIAL Y PROBLEMÁTICA

Disparo de la celda de media tensión por temperatura del transformador. En el diseño inicial, no existía envío alguno de señal de error al sistema de control, produciéndose el disparo de la celda y la consecuente parada de emergencia. El sistema de refrigeración basado en la convección natural desde la base de la torre hasta la góndola se ha mostrado como insuficiente.

Resolución

Para evitar paradas de emergencia de la turbina, se habilitó en el sistema de control una entrada de alarma que provoca la parada de la turbina en caso de que la temperatura del transformador alcance la consigna preestablecida (inferior a la de disparo de la celda) para que no se produzca el disparo y el generador se desconecte de la red.

Paralelamente a esta mejora, se instaló un sistema de ventilación forzada comandado por el control de temperatura del transformador, ampliándose también el área de entrada de aire exterior a nivel de la base de la torre.

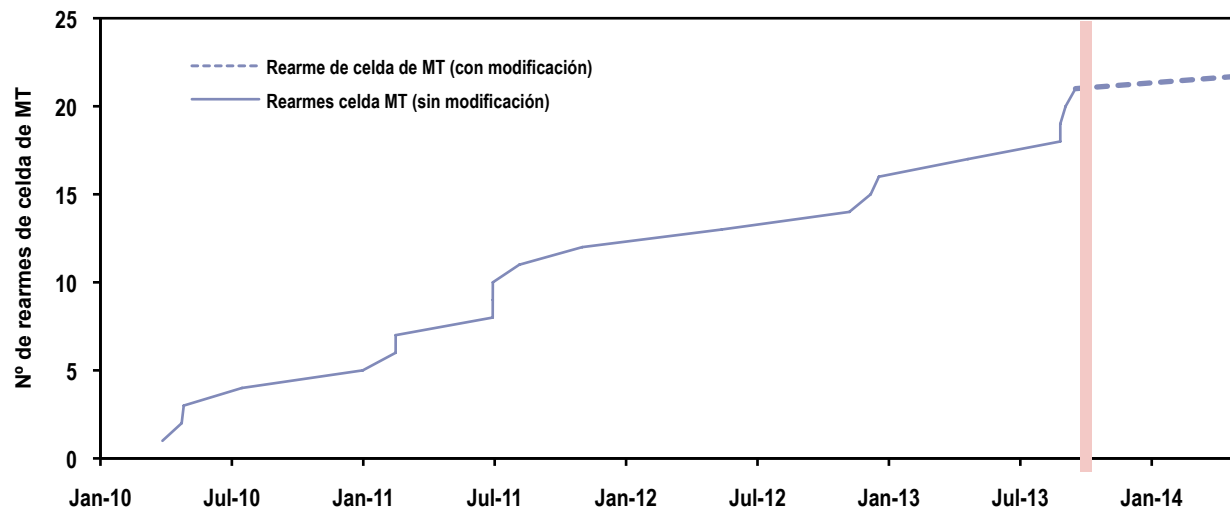


Figura 25. Histórico de rearmes de media tensión en turbinas MK-IV.

Un modo que permite valorar el impacto de estas medidas, es analizar el registro histórico de rearmes de las celdas de media tensión. En la Figura 25 se representa dicho gráfico, diferenciándose dos períodos, con y sin sistema de alarma/refrigeración. Puesto que la mejora es relativamente reciente (2013), cuantificar los efectos de la misma atendiendo a este gráfico no es concluyente, aunque el hecho de que desde su implementación sólo se haya necesitado rearmar una única vez la celda de cualquiera de las cuatro turbinas es muy significativo.



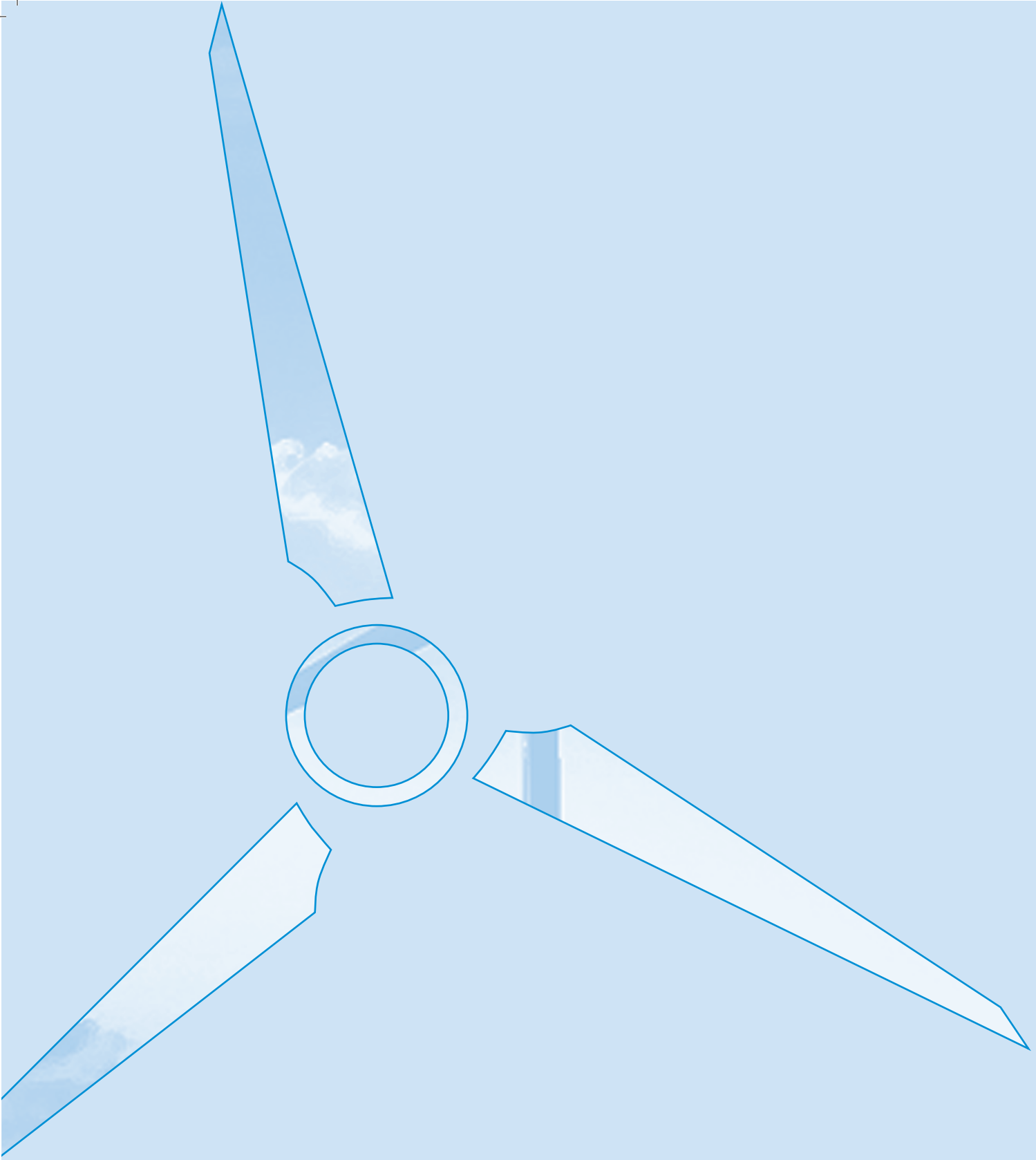
5. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS GENERALES

En los siguientes apartados se recogen las conclusiones y reflexiones generales, que desde nuestra experiencia durante el período 2001-2014 consideramos más significativas desde el punto de vista del mantenimiento e instalaciones.

5.1 TECNOLOGÍA DE AEROGENERADORES E INFRAESTRUCTURAS

De todo comentado con anterioridad a lo largo del punto 4 de un modo detallado, pueden extraerse las siguientes ideas generales:

- ▶ Aerogeneradores con una documentación insuficiente a nivel de planos que no representan las condiciones as built, abarcando instalación eléctrica, control y cimentación.
- ▶ Instalación de puesta a tierra deficiente en varias turbinas, exponiendo componentes mecánicos costosos como la multiplicadora y rodamiento principal a descargas atmosféricas
- ▶ Celdas de media tensión sin posibilidad de corte en remonte, dificultando el energizado de los aerogeneradores
- ▶ Sistema de compensación de energía reactiva deficiente que no se ajustaba a las necesidades de entrega de factor de potencia unitario
- ▶ Inadecuada concepción y ejecución del sistema de comunicaciones, tanto del parque como del propio edificio de control
- ▶ Ausencia de estudio de selectividad de protecciones en 132 kV-20 kV-BT
- ▶ Inexistencia de mecanismos para la extinción de incendios en góndolas y armarios de control/potencia
- ▶ Sería deseable realizar un estudio de la configuración de la red de tierras del parque para evitar que una descarga en un aerogenerador afecte a todo el parque
- ▶ Ausencia de SAI online que proteja la alimentación de controladores y sensores del aerogenerador
- ▶ Turbinas con multiplicadoras sin sistema de filtración offline a pesar de los beneficios que reporta, con excepción de la Bonus 1,3 MW
- ▶ Los sistemas de control cerrados no son de interés para la propiedad, no permiten modificar las consignas del tecnólogo
- ▶ En las turbinas de paso variable, e independientemente de la tecnología para la transmisión de datos rotor/góndola, se da una elevada presencia de errores en el mismo
- ▶ La turbina cuya problemática presenta mayor coste económico por MW generado es la Bonus 1,3 MW
- ▶ El modelo de aerogenerador más interesante desde el punto de vista de la operación, mantenimiento y rendimiento es el NM52



5.2 METODOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO

Desde la experiencia que supone conocer las diferentes opciones de mantenimiento posibles y existentes, al haberse dado cita durante el mantenimiento de las tecnologías del Parque Eólico Experimental Sotavento a lo largo del período 2001-2014, podemos afirmar lo siguiente:

- ▶ El mantenimiento integral estaría indicado para promotores que no tengan mayor interés el mismo ni en controlar la instalación.
- ▶ El mantenimiento a precio fijo con grandes correctivos y suministro de repuestos excluidos (aunque se incluye la gestión a través del mantenedor) es el adecuado para promotores que deseen disponer del control de la instalación y reducir los costes de mantenimiento. El coste de la supervisión y gestión de la propiedad es muy inferior a una oferta de gestión externa.
- ▶ El gestionar reparaciones permite reducir costes y aumentar vida útil del aerogenerador
- ▶ Hemos observado que existen diferencias sustanciales para el mantenimiento preventivo dependiendo de la filosofía del mantenedor
- ▶ Contar con un centro de control que supervise permanentemente el funcionamiento de los aerogeneradores coordinando el envío de personal de mantenimiento en base a las predicciones de viento y las posibilidades de reparación, así como la problemática particular a cada modelo es muy interesante
- ▶ La disposición de montacargas en los aerogeneradores tiene un impacto positivo, acortando y facilitando las labores e incrementando la disponibilidad. Además, están los beneficios obvios para el personal de mantenimiento y disminución de accidentes laborales
- ▶ Necesidad de homologación y estandarización de los útiles empleados principalmente para ensamblar grandes componentes, cada mantenedor los realiza y certifica ad hoc



www.sotaventogalicia.com