Instituto Tecnológico de Canarias, S.A. Inscrito en el Registro Mercantil de Las Palmas de G.C. Tomo 924, Folio 34, Hoja 4588 NIF A-35313170

Memoria Descriptiva

PARQUE EÓLICO ASOCIADO A LA PLANTA DESALADORA DE RIEGO AGRÍCOLA GRAN TARAJAL EN EL SUDESTE DE FUERTEVENTURA.

PROYECTO DE MODERNIZACIÓN Y MEJORA DEL REGADÍO DE LA ZONA SUDESTE DE FUERTEVENTURA, TT.MM. DE TUINEJE (FUERTEVENTURA)

Departamento de Energías Renovables

División de Investigación y Desarrollo Tecnológico

Junio de 2015

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CANARIAS

Gobierno de Canarias

CONTENIDO DEL DOCUMENTO.

1. ANTECEDENTES 1
2. ALCANCE 2
3. PETICIONARIO 2
4. NORMATIVA APLICADA 3
   4.1. MARCO NORMATIVO VIGENTE 3
   4.2. MODALIDAD RETRIBUTIVA SELECCIONADA 9
5. DESCRIPCIÓN DEL CONSUMO ASOCIADO AL PARQUE EÓLICO 10
   5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA DESALADORA 10
   5.2. POTENCIA INSTALADA Y CONTRATADA 13
   5.3. SIMULTANEIDAD DE SERVICIOS Y CONSUMO ENERGÉTICO 15
   5.4. REQUERIMIENTOS Y DEFINICIÓN DEL AEROGENERADOR TIPO A INSTALAR 17
6. EVALUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO 18
   6.1. ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTO EVALUADAS 18
   6.2. CUMPLIMIENTO LAS CONDICIONES DE ORDENACIÓN DEL TERRITORIO 19
   6.3. IDENTIFICACIÓN DE ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS (ENP) 24
   6.4. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE ESPECIAL CONSERVACIÓN (ZEC) 25
   6.5. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE ESPECIAL PROTECCIÓN PARA LAS AVES (ZEPAS) 27
   6.6. SITIOS ARQUEOLÓGICOS Y DE INTERÉS HISTÓRICO O ETNOGRÁFICO 28
   6.7. IDENTIFICACIÓN DE SERVIDUMBRES AERONÁUTICAS 28
   6.8. PROXIMIDAD A PARQUES EÓLICOS 29
   6.9. PROXIMIDAD A POBLACIONES 31
   6.10. ACCESIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PARQUE EÓLICO 33
   6.11. CUMPLIMIENTO DE LAS CONDICIONES NORMATIVAS DE IMPACTO ACÚSTICO 37
   6.12. EVALUACIÓN DE IMPACTO VISUAL 44
   6.13. EVALUACIÓN DEL IMPACTO POR PARPADEO DE LA SOMBRA (SHADOW FLICKER) 52
7. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO DE LA REGIÓN 59
8. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE EMPLAZAMIENTO IDÓNEA 65
9. DIMENSIONAMIENTO INICIAL DEL PARQUE EÓLICO 71
   9.1. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO DEL ARTE 71

9.2. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL PARQUE EÓLICO CON LAS DISTINTAS OPCIONES VIABLES 72
9.3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA 77
9.4. GENERADOR ELÉCTRICO 78
9.5. ENVERGADURA 79
9.6. TORRE Y GÓNDOLA 79
9.7. PALAS 80
9.8. BUJE 80
9.9. SISTEMA ELÉCTRICO DEL PARQUE EÓLICO 80
9.9.1. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DEL AEROGENERADOR 81
9.9.2. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DEL AEROGENERADOR 82
9.9.3. LÍNEA ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN 83
9.9.4. CONJUNTO DE CELDAS PREFABRICADAS PARA CONEXIÓN CON C200.326 85
9.10. SISTEMA DE CONTROL (SCADA) 87
9.11. SEÑALIZACIÓN Y BALIZAMIENTO 88
9.12. CIMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR 89
9.13. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN 91
9.14. PLATAFORMA DE MONTAJE 93
9.15. CAMINOS Y ACCESOS 95
10. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO 99
10.1. PRESUPUESTO 99
10.2. ESTUDIO ECONÓMICO INICIAL 101
11. DOCUMENTOS DEL PROYECTO BÁSICO 102
12. LISTADO DE PLANOS DEL PROYECTO BÁSICO 103
13. LISTADO DE ANEXOS DEL PROYECTO BÁSICO 103

1. ANTECEDENTES

El Real Decreto Ley 10/2005, de 20 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes para paliar los daños producidos en el sector agrario por la sequía y otras adversidades climáticas, declara de interés general una serie de obras de mejora y modernización de regadíos en Canarias, encontrándose entre ellas la actuación denominada **"MODERNIZACIÓN Y MEJORA DEL REGADÍO DE LA ZONA SUDESTE DE FUERTEVENTURA, TT.MM. DE TUINEJE (FUERTEVENTURA)".**

A su vez, el Gobierno de Canarias, consciente de la importancia del regadío en el sostenimiento del paisaje y de la economía de las islas, redacta en el año 2012 el Plan de Regadíos de Canarias a través de la Dirección General de Agricultura y Desarrollo Rural, cuya Memoria Ambiental fue aprobada mediante Orden de la Consejería de Educación, Universidades y Sostenibilidad el 28 de Marzo de 2014 (BOC nº 71, de fecha 10 de abril de 2014). Dicho Plan recoge las actuaciones necesarias para desarrollar la modernización y mejora de los regadíos en la zona de Gran Tarajal.

Dicha actuación, está por definir y para una mayor concreción de las necesidades técnicas de la obra es necesario redactar un proyecto técnico que además de resolver las cuestiones de estricto diseño técnico, sea capaz de conjugar de la mejor manera el crédito disponible con las necesidades de la zona. Asimismo, a efectos de que sea un proyecto sostenible y demostrativo, se pretende la incorporación de desalación, energías renovables y el control de cargas eléctricas, de manera que se minimice el coste energético asociado al agua de riego, así como la emisión de CO_2 a la atmósfera.

La redacción del proyecto de **"MODERNIZACIÓN Y MEJORA DEL REGADÍO DE LA ZONA SUDESTE DE FUERTEVENTURA, TT.MM. DE TUINEJE (FUERTEVENTURA)"** responde a la necesidad imperiosa de los regantes de tecnificar sus explotaciones aumentando su competitividad.

La modernización mediante una red de tuberías a presión ocasionará una mayor eficiencia hídrica y económica del regadío, objetivos coherentes con el enfoque de gestión del agua asumido por la Directiva Marco del Agua, base esencial del ordenamiento legal europeo en materia de gestión de aguas y cuyo objetivo central no es otro que recuperar y conservar el buen estado ecológico de los sistemas hídricos.

En este sentido, el empleo de las energías renovables en la obtención y distribución del agua en un sistema insular parece una opción muy interesante de cara a ser estudiada y que sirva de efecto demostrativo.

Las actuaciones recogidas en el presente proyecto están contempladas en el Plan de Regadíos de Canarias y en el Avance del Plan Hidrológico de Fuerteventura (con fecha del 18/11/2013, se pretende que sean financiadas con Fondos FEADER del Programa de Desarrollo Rural para el periodo 2104 -2020 y con la cofinanciación del Gobierno de Canarias, y en su caso, con Fondos del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medioambiente.

La Memoria descriptiva que se redacta a continuación, tiene por objetivo la evaluación de las alternativas de emplazamiento del proyecto "Parque eólico en régimen de autoconsumo a la planta desaladora de Gran Tarajal, TT.MM de Tuineje" y la selección de la opción idónea, así como la definición de sus características generales para solicitar a las autoridades competentes el alcance del proyecto técnico pasa su tramitación administrativa.

2. ALCANCE

Se encuentran dentro del alcance del presente proyecto básico las siguientes instalaciones:

- Parque eólico formado por un aerogenerador de potencia máxima 2.000 kW.
- Línea directa de conexión del parque eólico con el centro de transformación de la IDAM.
- Modificación del actual centro de transformación de la IDAM para la conexión del parque eólico.

En esta ocasión se definen tres alternativas de emplazamiento del parque eólico, valorándose cada una de ellas conforme al grado cumplimiento de las condiciones expuestas en la normativa vigente en relación con la cercanía a poblaciones, distancias a otros parques eólicos, impactos acústico y visual, potencial eólico,… Posteriormente teniendo en cuenta los resultados obtenidos se seleccionará la alternativa idónea.

3. PETICIONARIO

La entidad peticionaria de este proyecto es el Servicio de Planificación de Obras y Ordenación Rural perteneciente a la Dirección General de Agricultura y Desarrollo Rural del Gobierno de Canarias.

Actualmente el gestor y dueño del centro de producción de agua es el Consorcio para el Abastecimiento de Agua de la Isla de Fuerteventura (CAAF).

4. NORMATIVA APLICADA

Se cita a continuación el marco normativo vigente aplicado en la elaboración del proyecto básico. Posteriormente, se describirán las alternativas de régimen económico que podrían ser de interés para el proyecto en cuestión teniendo presente el marco normativo vigente.

4.1. MARCO NORMATIVO VIGENTE

Normativa Estatal

- **Disposiciones que afectan a la instalación de parques eólicos**:
  - Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
  - Ley 9/2014, de 6 de noviembre, de medidas tributarias, administrativas y sociales de Canarias.
  - Ley 17/2013, de 29 de Octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
  - Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
  - Real Decreto – Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Derogada la disposiciones adicional cuarta por la Ley 24/2013.
  - Real Decreto – Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Derogado los artículos 3 y 4 por la Ley 24/2013.
  - Real Decreto 1/2012 por el que se procede a la suprimen los procedimientos de preasignación de retribución en las nuevas instalaciones de producción en régimen especial. Parcialmente derogado por el Real Decreto 413/2014.
  - Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen las medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
  - Real Decreto – Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
  - Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
  - Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico. Modifica disposiciones del Real Decreto 2019/1997.
  - Real Decreto 1777/2004 sobre impuesto de sociedades.

- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 297/2013, de 26 de abril, texto que modifica el Real Decreto 584/1972 de Servidumbres Aeronáuticas.
- Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.
- Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por el que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicos y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por el que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.
- Orden IET/2013/2013, de 31 de Octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.
- Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueba el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 10 de Octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de Octubre.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Dictamen del Comité de las Regiones Energías renovables: Principales protagonistas en el mercado europeo de la energía.

- Instrumento de Ratificación del Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), hecho en Bonn el 26 de enero de 2009.
- UNE-EN 61400-24. Aerogeneradores. Parte 24 Protección contra el Rayo.

➢ **Disposiciones que afecta a la instalación de líneas eléctricas**:

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC – RAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Real Decreto 3275/1982 por el que se aprueba el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e instrucciones técnicas complementarias.

➢ **Disposiciones que afectan a la operación del sistema eléctrico**:

- Orden IET/1132/2014, de 24 de junio, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 6 de junio de 2014, por el que se modifican aspectos puntuales del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Electricidad incluido en la planificación de sectores de electricidad y el gas 2008 – 2016.
- Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema eléctrico 14.11 “Liquidación y facturación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad” y 15.2 “Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad”.
- Resolución de 28 de septiembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan los periodos de punta, valle y llano, los valores del factor de estacionalidad Festh para cada uno de los bloques definidos, y las horas anuales de funcionamiento estándar de los grupos, utilizados para el cálculo del valor de la garantía de potencia horaria por MW reconocida a cada una de las instalaciones de generación del régimen ordinarios de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 10.4, 10.5, 10.6 10.7, 10.8 y 10.11 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.
- Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.

- Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.7 Programación de la generación renovable no gestionable.
- Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (Procedimientos de Operación SEIE).
- Especificaciones de 25 de abril del 2007, para la conexión de Centros de Control de Generación con el operador del sistema en Canarias.

➢ **Disposiciones que afectan a la Evaluación de Impacto Ambiental**:

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- Real Decreto – Ley 17/2012, de 4 de mayo, de medidas urgentes en materia de medio ambiente.
- Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y del Catálogo Español de Especies Amenazadas.
- Real Decreto 1193/1998, de 12 de junio, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres. Modifica el Real Decreto 1997/1995.
- Real Decreto 1997/1995, de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.
- Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres.
- Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de octubre de 2009, por la que se instaura un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía.
- Directiva 97/62/CE de 27 de octubre, que modifica los Anexo I y II de la Directiva Hábitats.
- Directiva92/43/CEE de 21 de mayo de 1992 relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestre (Directiva Hábitats).

➢ **Política energética:**

- Planificación de los sectores de la electricidad y el gas 2008 - 2016.
- Plan de Energías Renovables 2011 – 2020.

Normativa de la Comunidad Autónoma de Canarias

- **Disposiciones que afectan a la instalación de parques eólicos**:
  - Decreto 6/2015, de 30 de enero, por el que se aprueba el reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias.
  - Ley 2/2011, de 26 de enero, por la que se modifican la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del sector eléctrico canario y la Ley 19/2003, de 14 de abril, por la que se aprueban las directrices de ordenación general y las directrices de ordenación del turismo en Canarias.
  - Ley 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
  - Ley 11/1997, 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.
  - Decreto 161/2006, de 8 de noviembre, por el que se regulan la autorización, conexión y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.
  - Orden de 21 de julio de 2014, por la que se modifica, en ejecución de Sentencias, la Orden de 4 de agosto de 2009, que resuelve para el sistema eléctrico de Fuerteventura, el concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos, destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios, convocado por Orden de 27 de abril de 2007.
  - Orden de 31 de marzo de 2014, por la que se modifica la Orden de 15 de noviembre de 2006, por la que se regula las condiciones técnico – administrativas de las instalaciones eólicas ubicadas en Canarias.
  - Orden de 30 de septiembre de 2008, por la que se resuelve el concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de instalación o ampliación de parques eólicos con consumos asociados en los sistemas eléctricos insulares canarios, convocado por Orden de 17 de mayo de 2007.
  - Orden de 29 de noviembre de 2006, por la que se rectifica la Orden de 15 de noviembre de 2006, que regula las condiciones técnico-administrativas de las instalaciones eólicas ubicadas en Canarias.
  - Orden de 15 de noviembre de 2006, por la que se regulan las condiciones técnico-administrativas de las instalaciones eólicas ubicadas en Canarias.
  - Guía de junio de 2007, para la adecuación técnica para la incorporación de las instalaciones de régimen especial de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares en el despacho de generación.
- **Disposiciones que afecta a la instalación de líneas eléctricas:**
  - Orden de 16 de abril de 2010, por la que se aprueban las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz, S.A.U., en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.

- Resolución de 4 de junio de 1997 de la Dirección General de Industria y Energía (BOC nº 114 de 01/09/97), por la que se convalida el Método UNESA para el cálculo y diseño de las instalaciones de puesta a tierra en centros de transformación de tercera categoría, a los efectos de su aplicación en la Comunidad Autónoma de Canarias.

➢ **Disposiciones que afectan a la operación del sistema eléctrico:**

- Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regula diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Procedimiento de 25 de abril del 2007, para la habilitación de Centros de Control en Canarias.
- Orden de 28 de septiembre de 2005, por la que se fijan los criterios de definición de la red de transporte de energía eléctrica de la Comunidad Autónoma de Canarias y se hace pública la relación de instalaciones que la constituyen.
- Decreto 50/2003, de 30 de abril, por el que se designa a “Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima” gestor de la red de transmisión en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.

➢ **Disposiciones que afectan a la Evaluación de Impacto Ambiental:**

- Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de Armonización y simplificación en materia de protección del territorio y de los recursos naturales.
- Ley 4/2010, de 4 de junio, del Catálogo Canario de Especies Protegidas.
- Orden de 1 de junio de 1999, por la que se crea el Banco de Datos de Biodiversidad de Canarias.
- Orden de 20 de febrero de 1991, sobre protección de especies de la flora vascular silvestre de la Comunidad Autónoma de Canarias.

➢ **Política territorial, energética e hidráulica:**

- Planificación Energética de Canarias (PECAN) 2008 – 2015.
- Aprobación Inicial de las Directrices de Ordenación del Sector Energético de Canarias. (DOSE) 2014 – 2020.
- Ley 19/2003 de Directrices de Ordenación General (DOG).
- Plan Insular de Ordenación de Fuerteventura (PIOF), aprobado por el Decreto 100/2001.
- Decreto Legislativo 1/2000, por el que se aprueba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de los Espacios Naturales de Canarias (TRLOTC).
- Plan hidrológico de Fuerteventura (PHF).

4.2. MODALIDAD RETRIBUTIVA SELECCIONADA

Previo al inicio de la tramitación administrativa del parque eólico, es necesario definir la modalidad retributiva a la que debería adherirse el proyecto. Teniendo presente el conjunto de disposiciones anteriormente anunciadas, las opciones de mayor interés para este caso son:

1. **Parque eólico con consumos asociados:** Aquel que tiene sus grupos aerogeneradores conectados en paralelo con la red eléctrica insular, siendo la energía generada mayoritariamente para su autoconsumo en instalaciones receptoras propias. El Decreto 6/2015 sobre instalación y explotación de parques eólicos en Canarias cita lo siguiente:

    a. Los titulares de instalaciones receptoras que consuman electricidad, así como aquellas personas físicas o jurídicas que pretendan poner en funcionamiento instalaciones receptoras que consuman electricidad, podrán instalar parques eólicos en autoconsumo a esas instalaciones y/o ampliar, en su caso, los que actualmente tengan en funcionamiento.

    b. La Consejería competente en materia de energía <u>establecerá las condiciones administrativas, técnicas y de cualquier otro tipo que habrán de cumplir las instalaciones eólicas para que éstas tengan la efectiva consideración de instalaciones de producción de autoconsumo</u>.

    c. La Consejería competente en materia de energía <u>establecerá las disposiciones necesarias para promover la implantación de parques eólicos de autoconsumo vinculados a infraestructuras públicas, instalaciones, establecimientos y edificios con grandes consumos de energía</u>, y en especial aquellas ligadas a actividades industriales y turísticas.

    Así pues, si bien ahora no serían de aplicación los límites de autoconsumo del recientemente derogados del Decreto 32/2006 donde se establecía que la potencia no podía superar 2 veces la potencia contratada o instalada en receptores y que los excedentes podrían verterse a red hasta un máximo de 50% de la energía generada en promedio anual, si indica la posible aplicación de límites en un futuro, si bien está entre los hitos fundamentales la promoción de instalaciones asociadas a consumos públicos de gran demanda.

    Por otra parte en el marco de la reforma del sector energético de España y conforme a la Ley 24/2013, del sector eléctrico, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha desarrollado un Proyecto de Real Decreto de Autoconsumo, cuyo

aspecto más relevante es la aprobación de un nuevo término tarifario conocido como **peaje de respaldo**, el cual grabaría "la energía consumida procedente de la instalación de generación conectada en el interior de su red". Adicionalmente establece que la energía excedentaria vertida a red "no podrá llevar aparejada contraprestación económica".

2. **Parque eólico de vertido a red:** Aquel que tiene sus generadores conectados en paralelo con el sistema eléctrico y vuelca al mismo toda la energía generada. Bajo este escenario, si bien la planta desaladora debería hacer frente a la totalidad de la factura eléctrica del proceso de desalación, se descontaría a esta factura el beneficio generado por el vertido a red de la energía producida en el parque eólico.

   A nivel autonómico, en el marco del nuevo Decreto 6/2015, se elimina el proceso de autorización administrativa de parques eólicos de vertido a red mediante concurso de asignación de potencia, a favor del libre establecimiento por el cual se tramitarán las solicitudes administrativas por orden de llegada hasta cumplir con los cupos máximos de potencia eólica por isla según los objetivos de la planificación energética vinculante.

   A nivel Estatal, ya ha sido aprobado el Real Decreto 413/2014, por el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, habiéndose establecido un régimen retributivo en base a unos parámetros retributivos aprobados por la Orden IET/1459/2014 (Sistemas eléctricos no peninsulares).

En base a la normativa vigente, la evolución esperada de ésta a medio plazo y teniendo en cuenta que el fin último de esta instalación es el suministro de electricidad a las plantas desaladoras, **el parque eólico se acogerá a la modalidad de consumos asociados**.

5. DESCRIPCIÓN DEL CONSUMO ASOCIADO AL PARQUE EÓLICO

5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA DESALADORA

El Centro de Producción de agua desalada Gran Tarajal se ubica en el Término Municipal de Tuineje, en la isla de Fuerteventura (Coordenadas UTM: Abscisa 595.262mE; Norte: 3.120.765mN), siendo actualmente propiedad del Consorcio para el Abastecimiento de Agua a la isla de Fuerteventura.

La IDAM Gran Tarajal está compuesta por un ciclo de Ósmosis Inversa de 1.500 m^3/día y se pretende ejecutar una ampliación a través de un nuevo módulo de 2.500 m^3/día que trabajará en paralelo al ya existente.

Desde la puesta en funcionamiento de las instalaciones en el año 1993, la IDAM Gran Tarajal ha estado orientada a la producción de agua apta para el consumo humano, habiéndose publicado en el portal Web del CAAF los históricos de producción desde dicho año hasta el 2007:

VOLUMEN DE PRODUCCIÓN DE AGUA DESALADA IDAM GRAN TARAJAL			
Año	**Planta de 1.500 m^3/día**	**Planta de 600 m^3/día**	**C.P Gran Tarajal**
1993	80.772 m^3	-	**80.772 m^3**
1994	314.468 m^3	-	**314.468 m^3**
1995	519.761 m^3	-	**519.761 m^3**
1996	474.057 m^3	-	**474.057 m^3**
1997	449.497 m^3	-	**449.497 m^3**
1998	449.708 m^3	-	**449.708 m^3**
1999	478.302 m^3	123.295 m^3	**601.597 m^3**
2000	537.398 m^3	139149 m^3	**676.547 m^3**
2001	553.686 m^3	184.421 m^3	**738.107 m^3**
2002	678.860 m^3	194.493 m^3	**873.353 m^3**
2003	556.998 m^3	182.050 m^3	**739.048 m^3**
2004	465.357 m^3	71.143 m^3	**536.500 m^3**
2005	570.680 m^3	48.769 m^3	**619.449 m^3**
2006	529.885 m^3	40.548 m^3	**570.433 m^3**
2007	520.164 m^3	-	**520.164 m^3**

Tabla 1 Volumen de producción de agua desalada IDAM Gran Tarajal

- **Descripción de las instalaciones:**

Actualmente la **captación de agua de mar** se realiza mediante cántara existiendo un conducto de unos 300 metros que enlaza con la planta desaladora. Para la impulsión del agua se han instalado cuatro Bombas de Agua de Mar (BAM) de 40 kW de las cuales dos son arrancadas con variadores de frecuencia y dos son de arranque directo.

Si bien los dos bastidores se conectarían a un mismo colector de captación (DN500), cuando está en operación el bastidor de 1.500 m^3/día es necesario que se encuentre en funcionamiento una de las bombas de captación. En el caso del nuevo bastidor de 2.500 m^3/día se necesitarán dos bombas de captación. La cuarta bomba de captación de agua de mar no operaría en el normal funcionamiento de la planta (reserva).

Ya en la planta desaladora, el **módulo de 1.500 m^3/día** consta de dos trenes de alta presión, de tal forma que cuando funciona uno el otro se encuentra en reserva (enclavados). Las dos bombas de alta presión tienen 11 etapas con un caudal unitario

de 158,4 m^3/h y una presión de descarga de 72 kg/cm^2. La potencia absorbida por estos equipos ronda los 393 kW, siendo su rendimiento de 77% y realizándose la recuperación de energía mediante turbinas Pelton. El bastidor tiene 24 tubos de 7 membranas y 4 tubos de 6 membranas. Según la información aportada por el gestor de la planta, el caudal de producción actual de este bastidor ronda los 72 m^3/h.

Por su parte el **nuevo módulo de 2.500 m^3/día** sólo tendrá un grupo de bombeo de alta presión de 255 kW, no obstante a éste se le asociará una bomba booster de 37 kW. Tanto la bomba de alta presión como la Booster serán accionadas mediante variadores de frecuencia. El bastidor de membranas estará compuesto por 36 tubos de 7 elementos híbridos. En este caso el caudal de producción del bastidor rondaría los 90 m^3/h.

A partir de este punto el agua producto se almacena en un depósito regulador de 120 m^3 donde se vierte los causes derivados de ambos bastidores (162 m^3/h). Adicionalmente en este depósito se vuelca un afluente procedente de Puerto del Rosario con un caudal de 140 m^3/h.

Ya por último desde la planta desaladora parten tres líneas de suministro que conectan con el depósito del Aceitún (ubicado en las cercanías al centro de producción), con el depósito regulador Corral Blanco – Tiscamanita (ubicado a 13 km de las plantas desaladoras) y con el depósito ubicado en el pueblo de Gran Tarajal.

- **Actuaciones previstas a desarrollar para mejora de la eficiencia energética:**

Dentro de las actuaciones previstas en el proyecto marco, se han estudiado diferentes propuestas de mejora en la planta desaladora con el fin de maximizar la eficiencia energética de las instalaciones, asegurando la producción del agua en la cantidad y calidad suficiente para garantizar el abastecimiento al regadío.

En relación con la **captación de agua de mar,** se pretende renovar la estación de bombeo sustituyendo los equipos actualmente instalados por otras tres bombas diseñadas a tal efecto de tal forma que se asocie una bomba por bastidor y otra configurada a modo de reserva. Todas las bombas tendrían las mismas características nominales (Caudal 250 m^3/h, presión 6 bar y potencia 75 kW) y arrancarían con variador de frecuencia.

Además para evitar el dragado continuo del pozo de alimentación, se instalará un equipo automático para la limpieza de éste de forma automática sin necesidad de recurrir a equipos especializados de buzos para el desarrollo de esta tarea. Ya dentro

de la planta desaladora se pretenden acometer acciones relacionadas con el pretratamiento físico y químico del agua de alimentación.

En cuanto al **bastidor de 1.500 m^3/día** se ha propuesto la eliminación de uno de los trenes de potencia, usando dicho espacio para la instalación de un nuevo tren compuesto por un equipo de bombeo de alta presión al que se le asociaría una bomba booster y un recuperador de energía. Como resultado el consumo energético será casi la mitad para un mismo rango de producción de agua pasando de los 4,97 kWh/m^3 a los 2,90 kWh/m^3 si se tienen en cuenta los equipos de bombeo de alta presión y refuerzo Booster, así como las estaciones de bombeo de agua de mar. También se contempla en este bastidor la eliminación de los 4 tubos de 6 elementos y la sustitución del resto de membranas para la regularización del proceso y la mejora de la eficiencia de las instalaciones.

En el **nuevo bastidor de 2.500m^3/día** no se prevén modificaciones en el tren de potencia por encima de las ya comentadas anteriormente.

En lo que respecta a impulsión, por un lado se propone la construcción de un nuevo depósito regulador de agua producto con una capacidad aproximada de 35.000 m^3 y la instalación de un nuevo sistema de bombeo con una potencia prevista de 100 kW, anexo al nuevo depósito de agua, para bombear ésta a las futuras balsas que se instalarían para el riego agrícola.

5.2. POTENCIA INSTALADA Y CONTRATADA

Actualmente toda la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de las instalaciones desaladoras procede de la red eléctrica insular conectándose a una tensión de 20 kV a través de un **centro de transformación**, ubicado en la planta desaladora, **que equipa dos transformadores de 1.250 kVA y relación de transformación 20.000/400 V**.

Por otra parte se conoce que la **potencia contratada según los históricos de facturación eléctrica en el año 2013 es de 1.140 kW**.

En relación con la potencia instalada y prevista a instalar, en el siguiente cuadro se recogen los usos conectados a los transformadores mencionados según la información aportada por el ente gestor de la planta desaladora IDAM Gran Tarajal y los estudios desarrollados por el ITC para las propuestas de actuación:

POTENCIAS CONECTADAS AL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1				
Equipos	Sin medidas de eficiencia		Con medidas de eficiencia	
	Unidades	Potencia (kW)	Unidades	Potencia (kW)
BOMBAS DE ALTA PRESIÓN				
Bombas de Alta Presión 1	1	370	1	133
Bombas de Alta Presión 2	1	370	1	370
Bomba Booster	-	-	1	10
SERVICIOS AUXILIARES GENERAL				
Bombas de Agua de Mar	4	50	3	75
Bombas de Agua Lavado	2	40	2	40
Bombas de Agua Producida (Aceitún)	2	30	2	30
Alumbrado Interior de sala	1	2	1	2
Tomas de fuerza de la sala	1	3	1	3
Alumbrado Exterior	1	30	1	30
Reserva	1	62	1	62
IMPULSIÓN A CORRAL BLANCO Y PROTECCIÓN DE MOTORES				
Bombas de Impulsión Corral Blanco	2	90	2	90
Bomba de Impulsión Corral Blanco Nº3	1	110	1	110
Resistencia de caldeo BAM	3	2	3	2
Resistencia de caldeo Agua Producida	2	2	2	2
Resistencia de caldeo Agua	2	2	2	2
Grupo de presión agua servicios	1	20	1	20
Compresor de aire	2	20	2	20
Alumbrado Interior cuadro de bombas	1	9	1	9
Total Equipos		1.550 kW	-	1.348 kW

Tabla 2 Potencias de los medios conectados al centro de transformación 1

POTENCIAS CONECTADAS AL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2				
Equipos	Sin medidas de eficiencia		Con medidas de eficiencia	
	Unidades	Potencia (kW)	Unidades	Potencia (kW)
BOMBAS DE ALTA PRESIÓN				
Bombas de Alta Presión	1	200	1	200
Bomba Booster	1	9	1	9
SERVICIOS AUXILIARES GENERALES				
Usos generales sin determinar	2	200	2	200
Tomas de fuerza generales 1	1	3	1	3
Tomas de fuerza generales 2	1	3	1	3
Alumbrado	1	2	1	2
Nuevo sistema de bombeo a ciudad	-	-	1	100
Total Equipos		617	-	717

Tabla 3 Potencias de los medios conectados al centro de transformación 2

CUADRO DE BAJA TENSIÓN PARA SUMINISTRO DEL CT GRAN TARAJAL				
Equipos	Sin medidas de eficiencia		Con medidas de eficiencia	
	Unidades	Potencia (kW)	Unidades	Potencia (kW)
Circuito de alumbrado	1	5	1	5
Tomas de fuerza	1	3	1	3
Alimentación de Relés	1	2	1	2
Alimentación de termómetros	1	2	1	2
Alimentación Central contra incendios	1	2	1	2
Reserva	1	3	1	3
Total Equipos		17	-	17

Tabla 4 Cuadro de baja tensión para suministro del CT Gran Tarajal

Por todo ello, la **potencia total instalada en el centro de producción sin las propuestas de eficiencia ascendería a 2.184 kW, mientras que con las propuestas de modificación la potencia instalada se situaría sobre los 2.082 kW**. En cualquier caso conviene mencionar que bajo los criterios de operación de la planta desaladora jamás se alcanzarían dichas potencias por cuestiones de simultaneidad que serán desglosados en el siguiente apartado.

5.3. SIMULTANEIDAD DE SERVICIOS Y CONSUMO ENERGÉTICO

En modo de funcionamiento continuo la IDAM Gran Tarajal operaría de forma simultánea con los equipos pertenecientes al Bombeo de captación de Agua de Mar, las Bombas de Alta Presión de los bastidores y las Bombas de Impulsión de permeado hasta los depósitos reguladores, siendo éstos los causantes de la mayor parte del consumo de las instalaciones. Así pues, la estrategia de funcionamiento será la siguiente:

- **Bombas de captación de Agua de Mar (BAM)**: Sabiendo que los dos bastidores pueden trabajar al mismo tiempo, en condiciones normales se encontrarían en funcionamiento dos de las tres bombas instaladas en el pozo de captación.
- **Bombas de Alta Presión (BAP)**: De los tres sistemas de bombeo de alta presión existentes en el complejo dos estarán asociados al módulo de 1.500 y uno al módulo de 2.500. Podrán trabajar de forma simultánea dos módulos, uno por cada bastidor.
- **Estaciones de impulsión**: Pueden operar de forma simultánea todos los equipos de bombeo pertenecientes a las líneas de impulsión Aceitún y Corral Blanco – Tiscamanita y depósito de agua ubicado en Gran Tarajal (pueblo).

- **Servicios complementarios**: A los sistemas ya mencionados habría que añadir los servicios complementarios necesarios para el funcionamiento de la planta como los Booster de refuerzo o los circuitos de iluminación y toma de fuerza.

A partir de los principios argumentados, se calcula que la potencia simultánea que podría originarse en las instalaciones bajo condiciones de operación normales ascendería a 1.198 kW si no se plantearan modificaciones en las plantas desaladoras y de 1.021 kW si se ejecutaran las propuestas comentadas.

Teniendo en cuenta que este dato es crucial para la selección del aerogenerador, se decide evaluar la potencia simultanea registrada durante el año 2013 en la IDAM Gran Tarajal partiendo de la producción mensual de agua y el consumo energético repercutido. Por otra parte ha sido posible estimar el factor de funcionamiento mensual de la planta puesto que se conoce que el caudal de permeado de las instalaciones se encuentra sobre los 3.888 m^3/día. Se exponen los resultados a continuación:

POTENCIA SIMULTÁNEA IDAM GRAN TARAJAL 2013						
Mes	Permeado (m^3)	Consumo (kWh)	C. Específico (kWh / m^3)	Funcionamiento Planta		Potencia (kW)
				Factor (%)	Horas (h)	
Enero	48.194	361.368	7,498	40,0%	297,5	**1.214,7**
Feb.	47.563	343.305	7,218	43,7%	293,6	**1.169,3**
Marzo	41.915	327.097	7,804	34,8%	258,7	**1.264,2**
Abril	47.937	362.555	7,563	41,1%	295,9	**1.225,2**
Mayo	51.250	366.327	7,148	42,5%	316,4	**1.158,0**
Junio	53.980	378.181	7,006	46,3%	333,2	**1.135,0**
Julio	78.942	489.128	6,196	65,5%	487,3	**1.003,8**
Agosto	94.097	600.687	6,384	78,1%	580,8	**1.034,2**
Sept.	73.748	470.713	6,383	63,2%	455,2	**1.034,0**
Oct.	79.839	508.936	6,375	66,2%	492,8	**1.032,7**
Nov.	76.649	487.386	6,359	65,7%	473,1	**1.030,1**
Dic.	75.729	502.824	6,640	62,8%	467,5	**1.075,6**
Anual	**769.843**	**5.198.507**	**6,753**	**54,2%**	**4.752,1**	**1.114,7**

Tabla 5 Potencia simultánea IDAM Gran Tarajal 2013

Se obtiene que la potencia simultánea máxima en la instalación sería de 1.264 kW con la configuración sin mejoras de eficiencia y de 1.075 kW con las mejoras de eficiencia. La diferencia con respecto al valor anteriormente calculado (75 kW) se debe a que para el caso anterior se suponía que las bombas trabajaban a régimen máximo y por tanto no se tenían en cuenta los rendimientos del proceso. **A efectos del presente estudio, se considerará una potencia simultánea de 1.075 kW**.

5.4. REQUERIMIENTOS Y DEFINICIÓN DEL AEROGENERADOR TIPO A INSTALAR

Bajo las exigencias normativas argumentadas en el apartado 4.2 del presente documento, si bien con el Decreto 6/2015 no existe aparentemente límites aplicables a la potencia y energía generada por parques eólicos en autoconsumo, convendría proponer soluciones que se ajusten lo máximo posible a las características de los consumos asociados.

CARACTERÍSTICAS DE LOS CONSUMOS ASOCIADOS	
Característica	**Potencia**
Potencia contratada en la planta desaladora	1.140 kW
Potencia actual instalada en receptores	2.184 kW
Potencia instalada en receptores con modificaciones propuestas	2.082 kW
Potencia simultánea de las instalaciones actuales	1.264 kW
Potencia simultánea de las instalaciones propuestas	1.075 kW
Capacidad de los transformadores instalados	2.500 kW

Tabla 6 Características de los consumos asociados

Tal como se demostrará en el apartado 9.2 del presente documento, **podría instalarse un parque eólico de hasta 2.000 kW**, siendo la condición restrictiva la potencia simultánea de las instalaciones propuestas en el futuro.

Como en este caso toda la producción será destinada a las plantas desaladoras (100% autoconsumo) es necesario garantizar que no se produzca una infrautilización de las instalaciones. Así pues la alternativa seleccionada será aquella en la que se obtenga una **producción eléctrica anual sobre los 4.199 MWh/año con las propuestas de mejora de eficiencia energética y de 5.200 MWh/año con la situación en la que no se implemente dicha configuración.**

Dada la magnitud de la potencia requerida, el parque eólico estará compuesto por un único aerogenerador cuyas características generales y dimensiones serán expuestas en el apartado 9 del presente documento.

En cuanto a su conexión eléctrica, el parque eólico podrá engancharse a la red de media tensión a 20 kV ya que la potencia total del parque eólico no supera los 6 MW. Para ello deberá solicitarse punto de conexión al Operador del Sistema o en su defecto al propietario de la red, el cual propondrá las condiciones de conexión a la misma. Adicionalmente bajo criterio del operador del sistema podrá ser necesaria la realización de un estudio de estabilidad de red.

Además le será de aplicación las condiciones exigidas en los Procedimientos de Operación de los sistemas no peninsulares, sobre todo en lo relativo a respuesta

frente a huecos de tensión (P.O 12.2) y programación de la generación de origen renovable no gestionable (P.O 3.7), este último siempre y cuando la potencia instalada fuera superior a 1 MW.

Ya por último conviene tener en cuenta que **existe la posibilidad de que se apruebe el Real Decreto de autoconsumo ratificando definitivamente los peajes de respaldo, los cuales podrían aplicarse para Canarias a partir del año 2019**, en cuyo caso habría que garantizar que las instalaciones no produjeran muy por encima de la potencia nominal de las instalaciones receptoras para evitar penalizaciones. **Si esta situación se produjera la potencia del aerogenerador rondaría 1 MW**, y el parque eólico previsiblemente sería incapaz de generar toda la energía necesaria para el funcionamiento de las instalaciones, aunque si soportaría una parte considerable (en torno a 2.500 MWh/año).

6. EVALUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

6.1. ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTO EVALUADAS

A propuesta de la dirección técnica del proyecto se ha realizado una primera evaluación del entorno próximo a la planta desaladora descartando aquellos emplazamientos que se encuentran a una distancia superior a 3 km desde la IDAM con el objetivo de reducir las pérdidas en el trazado de la línea de media tensión. A su vez, dentro de este cuadrante se han distinguido tres zonas geográficas amplias con localizaciones potenciales para la instalación del parque eólico a estudio, estas son:

- **Zona 1 (Montaña de Gran Tarajal)**: Tiene un área aproximada de 613.400 m^2, promediándose una altura de 100 metros. Si bien esta zona se encuentra próximo a un núcleo poblacional, las condiciones de orientación y la no presencia de obstáculos hacen predecir la existencia de un recurso eólico considerable.
- **Zona 2 (Montaña de la Lapa)**: En este caso el área aproximada es de 239.400 m^2, y se promedian alturas de 250 metros. El principal inconveniente de esta zona es la dificultad para crear un acceso hasta el parque eólico. Por otra parte Montaña Gran Tarajal puede ser un obstáculo en lo que a recurso eólico se refiere, si bien la zona 2 se elevada 115 metros por encima de la zona 1.
- **Zona 3 (Valle del Aceituno)**: Esta región tiene un área aproximada de 451.600 m^2, y se promedian los 65 metros de altura. En este caso ya se encuentran ejecutadas prácticamente la totalidad de las infraestructuras viarias necesarias para la instalación del parque eólico.

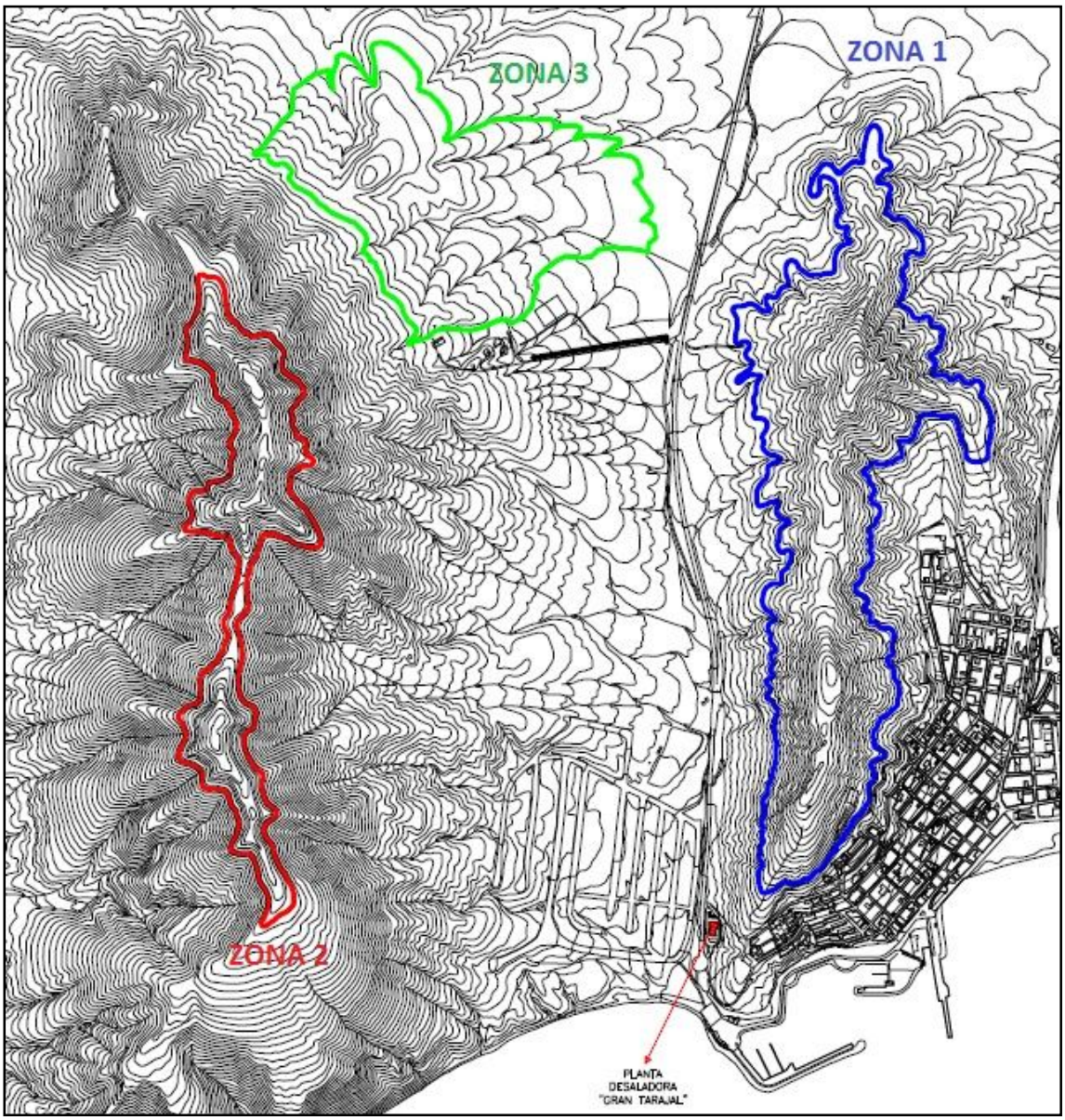


Ilustración 1 Zonas potenciales para el emplazamiento del parque eólico en autoconsumo

A lo largo de este apartado se determinará el grado de cumplimiento de las condiciones técnicas, territoriales, medioambientales y económicas exigidas para su ejecución, concluyéndose el punto exacto donde debería instalarse el parque eólico.

6.2. CUMPLIMIENTO LAS CONDICIONES DE ORDENACIÓN DEL TERRITORIO

En una primera aproximación se atiende a la información expuesta en el visor geográfico GRAFCAN, el cual categoriza el planeamiento urbanístico y de espacios naturales según la ordenación del territorio vigente:

Ilustración 2 Ocupación del territorio (Fuente: GRAFCAN)

Así pues las áreas a estudio son por lo general Suelo Rústico de Protección Paisajística (SRPP) en las zonas 1 y 2, y Suelo Rústico de Protección Territorial (SRPT) para los emplazamientos ubicados en la zona 3.

El marco normativo que regula la ordenación del territorio en Canarias está encabezado por la Ley 19/2003, de 15 de Abril, por la que se aprueban las Directrices de Ordenación General (DOG) de la Comunidad Autónoma de Canarias. En relación con las disposiciones que atañen a la energía, cabe destacar lo citado en la Directriz 37 Fomento de las energías renovables, la cual señala que "*Los Planes Insulares de Ordenación o los Planes Territoriales Especiales correspondientes establecerán las pautas para la implantación y el fomento de las instalaciones de producción de energía eólica*".

En el caso particular de Fuerteventura, el Plan Insular de Ordenación (PIOF) fue aprobado por el Decreto 100/2001 teniendo vigencia indefinida, no obstante éste no se encontraba adaptado al Decreto Legislativo 1/2000, por el que se aprueba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de los Espacios Naturales de Canarias (TRLOTC).Con la aprobación definitiva de las DOG se sancionó la obligatoriedad de que todos los planes insulares se revisaran debiéndose adaptar al TRLOTC. Actualmente la revisión del PIOF se encuentra en proceso de tramitación si bien ya ha sido publicada su aprobación provisional.

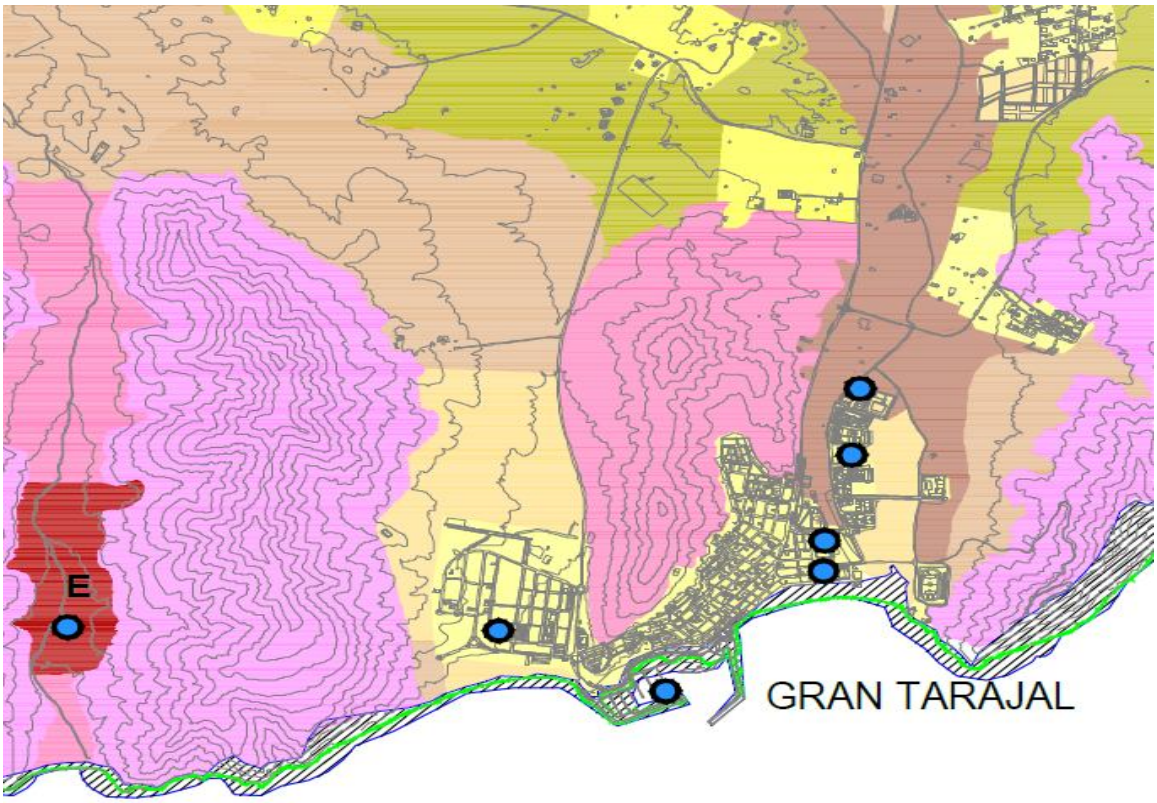
En cualquier caso, en lo que respecta a la ordenación del territorio, con el Anuncio de 16 de noviembre de 2009 se aprobó una instrucción relativa a **la equiparación de categorías del suelo rústico del Plan Insular de Ordenación de Fuerteventura y el TRLOTC**. Teniendo en cuenta dicha instrucción, el Suelo Rústico de Protección Paisajística se equipararía con Zonas Ba según el TRLOTC, mientras que el Suelo Rústico de Protección Territorial se categorizaría como Bb.

Continuando con el estudio se consulta la aprobación inicial del Plan Insular de Ordenación de Fuerteventura, en el cual se realiza un análisis pormenorizado de la ordenación del territorio de la isla y de las actividades que pueden ser desarrolladas en cada espacio, siendo de especial relevancia el Plano 0-1 "Zonificación PORN". Se comprueba con éste la categorización del suelo, obteniéndose una clasificación coherente con la mostrada en el visor geográfico GRAFCAN:

CATEGORIZACIÓN DEL SUELO (PIOF)	
ZONA A ESTUDIO	**CLASIFICACIÓN PORN**
Zona 1: Montaña de Gran Tarajal	Zona Ba.2
Zona 2: Montaña de la Laja	Zona Ba.1
Zona 3: Valle del Aceituno	Zona Bb.1.1

Tabla 7 Categorización del suelo (PIOF)

Se muestra a continuación un detalle del plano 0-1 "Zonificación PORN" sobre el área evaluada y la leyenda correspondiente:



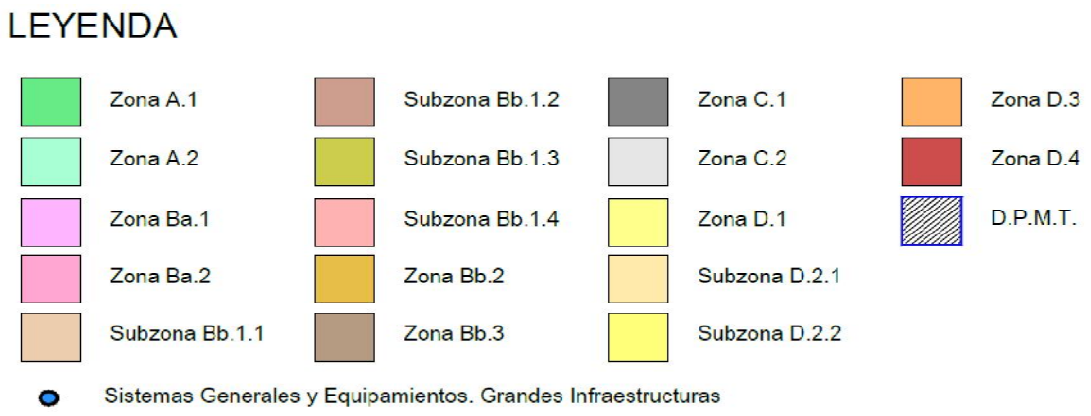


Ilustración 3 Zonificación PORN (Plano 0-1 PIOF)

Se consulta el documento normativo del PIOF, el cual determina en su parte inicial las compatibilidades de este territorio con otras actividades, resumiéndose lo siguiente:

1. **Zona Ba.1 (Montaña de la Laja)**: Alberga valores naturales forestales, paisajísticos o naturales de importancia, o bien tiene potencialidad para albergarlos. Suelo con dominio de muy altos valores para la protección natural, paisajística, forestal y/o costera dentro y fuera de Espacios Protegidos Naturales con actividades tradicionales o rurales en uso o en abandono.

   En base a la matriz de capacidad de acogida de usos y actividades, se considera que esta zona <u>es compatible con infraestructuras de generación de energía eólica tanto en régimen de autoconsumo como en vertido a red, si bien deberán implementarse medidas correctoras para las áreas de interés faunístico y florístico si existieran.</u>

2. **Zona Ba.2 (Montaña de Gran Tarajal)**: Suelo con altos valores para la protección natural, paisajísticos y/o costeros fuera de Espacios Protegidos Naturales, ligados a sectores económicos con actividades tradicionales activas.

   De modo semejante al caso anterior, se considera que esta área es <u>compatible con infraestructuras de generación de energía eólica tanto en régimen de autoconsumo como en vertido a red, si bien deberán implementarse medidas correctoras para las áreas de interés faunístico y florístico si existieran.</u>

3. **Zona Bb.1.1 (Valle del Aceituno)**: Suelos con valores productivos agrarios o con valores agropecuarios potenciales para albergarlos. Presenta áreas de interés florístico y/o faunístico de aves esteparias y/o rapaces. Suelos aptos para agricultura tradicional, autoconsumo y/o ecológica.

   Según la matriz de capacidad de acogida de usos y actividades, debe potenciarse el uso de <u>infraestructuras de generación de energía eólica tanto en régimen de</u>

autoconsumo como en vertido a red, pudiéndose autorizar las nuevas instalaciones, ampliaciones, rehabilitaciones en base a los criterios generales marcados en el dominio rústico.

Posteriormente, en el artículo 84 se señalan las medidas ambientales referidas a parques eólicos de obligado cumplimiento bajo el criterio del PIOF para la autorización administrativa de las instalaciones. Se resumen los puntos fundamentales a continuación:

1. Los parques eólicos deberán tomar en cuenta la naturaleza de la avifauna que se ubique en los espacios donde se instalen, de manera que se implementen las medidas necesarias para reducción la afección a aves voladoras.
2. Dentro de la evaluación se deberá incluir valoraciones técnicas en cuanto a riesgo de choque contra pala y torre, así como posibles afecciones en las distintas fases del proyecto y partes del sistema.
3. Deberá tomarse las mismas precauciones para las aves esteparias y corredoras en general, con especial atención a la presencia de hubara canaria.
4. Las instalaciones deben ubicarse a una distancia prudencial de zonas habitadas para proteger a los habitantes de las emisiones sonoras. Estas distancias deberán estudiarse y definirse en base a las emisiones sonaras de cada parque en relación a la población más cercana.
5. Se deberá evitar la degradación del paisaje mediante la planificación de las actuaciones y su ubicación, aprovechando los espacios ya transformados. Se deberá camuflar en la medida de lo posible las instalaciones primarias presentes o proyectadas.

Ya por último se consulta la normativa municipal, y más concretamente la aprobación definitiva de las normas subsidiarias de Tuineje aprobadas por el pleno de la COTMAC el 18/05/1990 y sus modificaciones puntuales. De acuerdo con esta normativa, se llega a la conclusión de que si bien las posiciones ubicadas en la zona 3 y parte de la zona 1 no tendría impedimentos desde el punto de vista de la licencia municipal, en las posiciones de la zona 2 podrían surgir restricciones ya que no está permitida la construcción de viables, siendo éstos de vital importancia para la instalación y el mantenimiento del parque eólico.

Ilustración 4 Planeamiento urbanístico de Tuineje

Se concluye que a priori existe compatibilidad de las infraestructuras con la ordenación del territorio, si bien parten con ventaja por aspectos relacionados con las ordenanzas municipales las posiciones de la zona 3 y parte de la zona 1.

6.3. IDENTIFICACIÓN DE ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS (ENP)

Conforme a la Ley 12/1994, de 19 de diciembre, de Espacios Naturales de Canarias, todo ámbito geográfico que reciba esta clasificación adquiere el máximo grado de protección existente en Canarias, no siendo compatible con usos que alteren la integridad del ambiente o la preservación de la biodiversidad.

En el caso a estudio, ninguna de las zonas evaluadas se encuentra dentro de un ENP. La única referencia a distancias mínimas con respecto a ENP se estableció en la Orden de 27 de abril de 2007, por el que se convocaba los concursos públicos de asignación de potencia para nuevos parques eólicos en los sistemas eléctricos canarios, donde se puntuaba positivamente a aquellas instalaciones que se alejaban a una distancia superior a 1 km.

El parque eólico se ubicaría a una distancia superior a 4,4 km con respecto al ENP del Malpaís Grande y a 4,5 km con respecto al ENP de los Cuchillos del Vigán, por lo que no se genera ningún efecto negativo.

Ilustración 5 Espacios Naturales Protegidos cercanos al parque eólico Gran Tarajal

6.4. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE ESPECIAL CONSERVACIÓN (ZEC)

Según el Decreto 174/2009, de 29 de diciembre, por el que se declaran Zonas Especiales de Conservación integrantes de la Red Natura 2000 en Canarias, los ZEC más próximos al parque eólico son los de Pozo Negro y las Playas de Sotavento de Jandía. Se expone en la siguiente tabla los hábitats que motivan la protección:

ZONAS DE ESPECIAL CONSERVACIÓN		
ZEC	**HÁBITATS**	**Descripción**
Pozo Negro	Especies	Crambesventenii (col de risco); Chalcidessimonyi (Lisneja)

	Naturales	Acantilados de vegetación, cuevas, galerías ribereñas matorrales y palmeras.
Sotavento de Jandía	Especies	Tursiopstruncatus (delfín); CarettaCaretta (tortuga)
	Naturales	Bancos de arena cubiertos a baja profundidad

Tabla 8 Zonas de Especial Conservación (Hábitats)

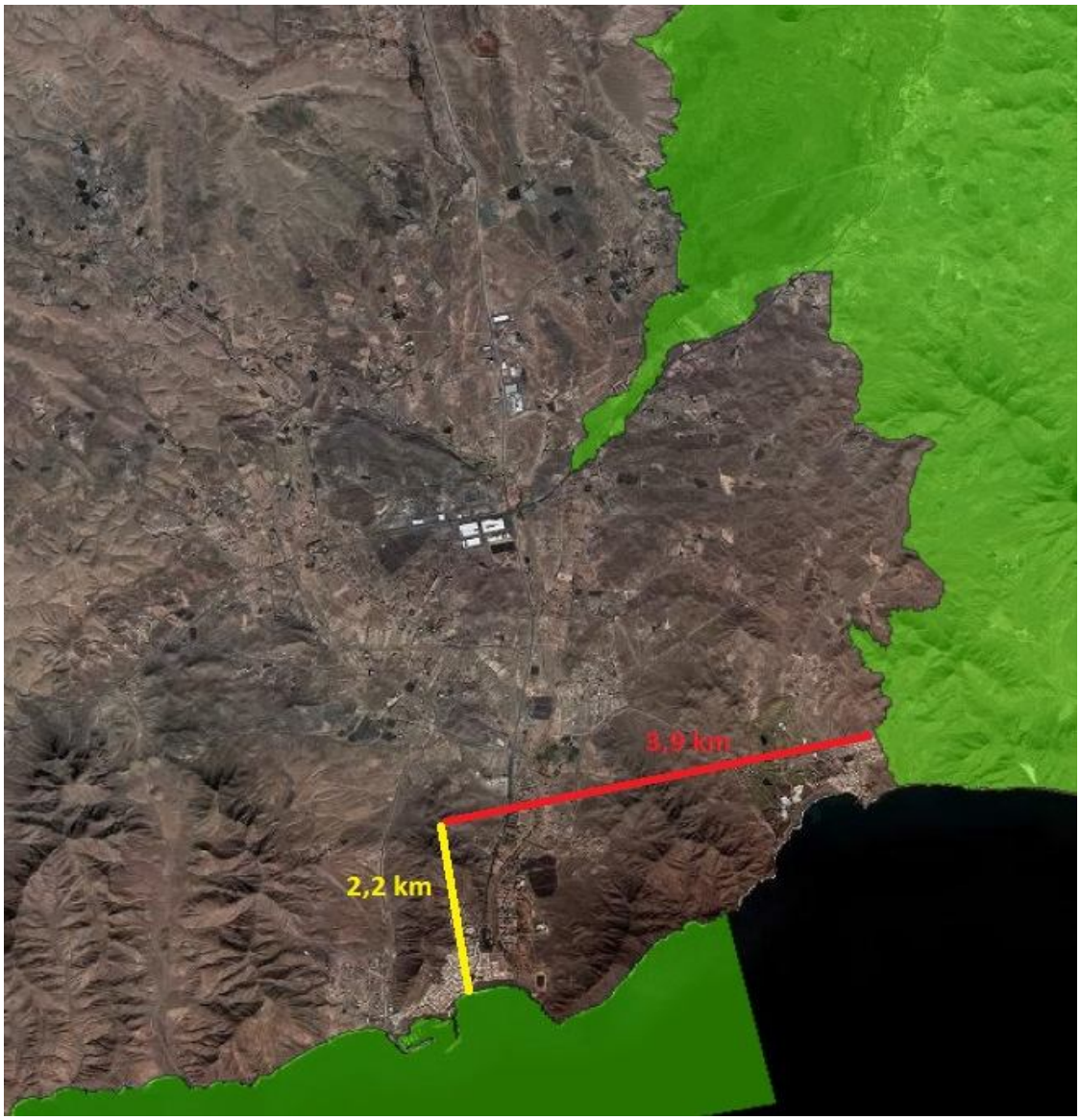


Ilustración 6 Zonas de Especial Conservación cercanas al Parque eólico Gran Tarajal

Si se analiza la situación geográfica del ZEC de Pozo Negro con respecto al parque eólico, éste se encuentra a una distancia superior a 1 km de cualquiera de los emplazamientos evaluados.

El ZEC de Playa de Sotavento de Jandía se distancia de las zonas 1 (Montaña Gran Tarajal) y 2 (Montaña de la Laja) entre 500 metros y 2.500 metros dependiendo de la posición exacta donde se instale el parque eólico. No obstante no se pondrá ninguna

restricción para la selección de emplazamiento ya que el ZEC es marino tal como se demostró en la tabla anterior.

6.5. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE ESPECIAL PROTECCIÓN PARA LAS AVES (ZEPAS)

En concordancia con la Directiva 92/43/CEE (Directiva Hábitats), la Zona de Especial Protección para las Aves más cercana a los emplazamientos donde se pretende instalar el parque eólico es Pozo Negro, con una distancia mínima de separación superior a 4,4 km.

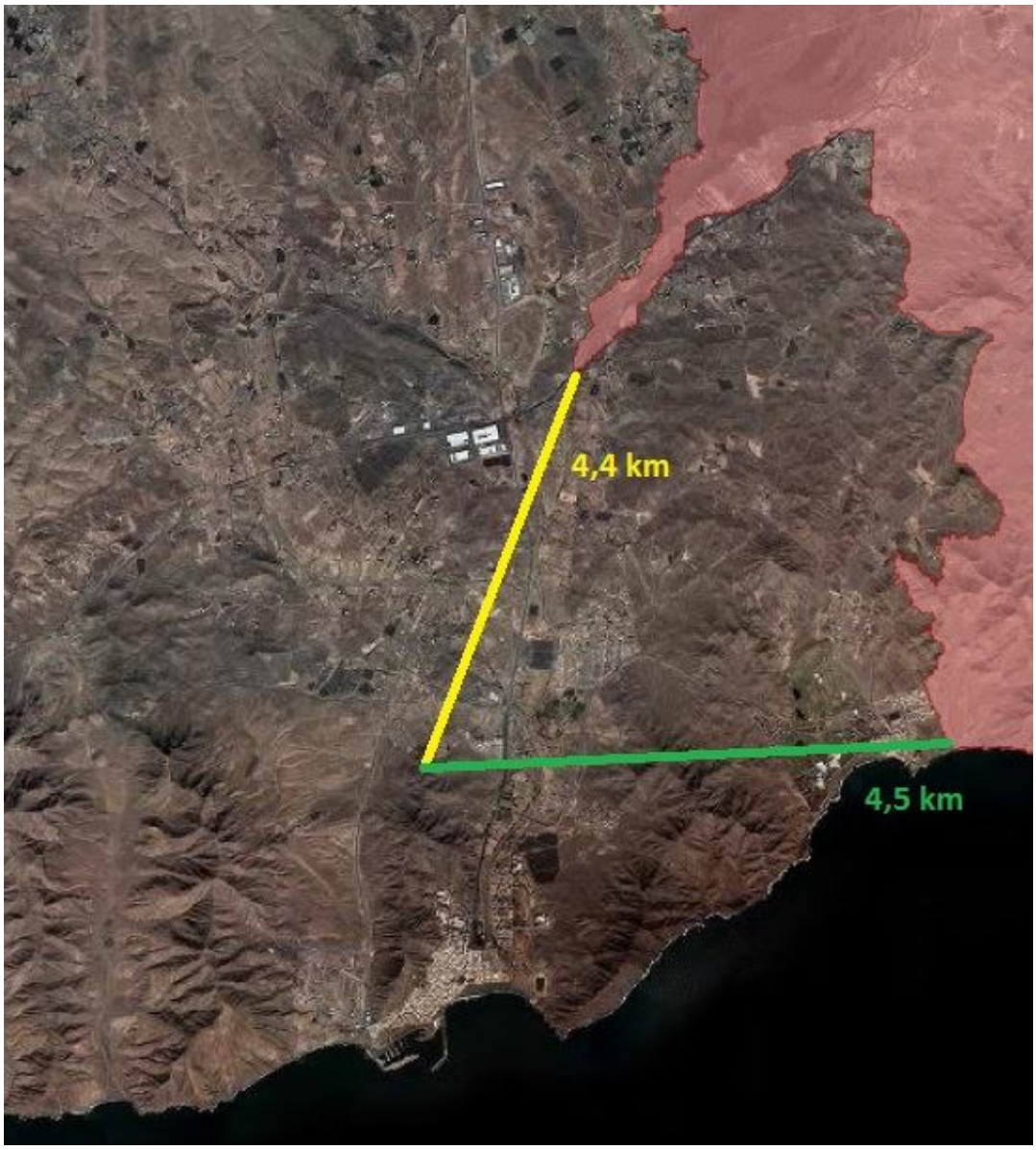


Ilustración 7 Zonas de Especial Conservación para las Aves cercanos a Gran Tarajal

Como en el caso de los ENP, la única referencia existente en relación con la distancia mínima entre ZEPAS y parques eólicos se encuentra en la Orden de 27 de abril de

2007, con la que se convocaron los concursos públicos de asignación de potencia eólica en Canarias, debiendo ser la distancia superior a 1 km, por ello no existen afecciones aparentes sobre aves protegidas. Se ahondará en este aspecto en el siguiente apartado.

6.6. SITIOS ARQUEOLÓGICOS Y DE INTERÉS HISTÓRICO O ETNOGRÁFICO

Tras consultar la información publicada por el Cabildo de Fuerteventura en cuanto a Patrimonio Cultural de la isla y más concretamente para el Término Municipal de Tuineje, se concluye que no existen afecciones sobre los bienes etnográficos o históricos de la isla en ninguno de los emplazamientos propuestos para la instalación del parque eólico.

Por otra parte no hay constancia de la existencia de yacimientos arqueológicos pertenecientes al patrimonio cultural de Fuerteventura.

6.7. IDENTIFICACIÓN DE SERVIDUMBRES AERONÁUTICAS

De acuerdo con el Real Decreto 297/2013, de 26 de abril, por el que se establece el marco normativo de servidumbres aeronáuticas, los parques eólicos instalados en territorio español deben garantizar que su operación no plantea problemas de seguridad en las maniobras de aeronaves o fallos de funcionamiento en las instalaciones radioeléctricas aeronáuticas. Así pues, los promotores que pretendan realizar construcciones o instalaciones, ya sean fijas o móviles, en zonas afectadas por servidumbres aeronáuticas de aeródromos, helipuertos o radioayudas a la navegación aérea, o cuando la altura total del obstáculo exceda de 100 metros, deberán solicitar su autorización ante la Agencia Estatal de Seguridad Aérea (AESA).

Según el Real Decreto 1839/2009, de 27 de noviembre, por el que se actualizan las servidumbres aeronáuticas del aeropuerto de Fuerteventura, el Municipio de Tuineje se encuentra afectado por el cono de aproximación y por tanto es requisito necesario que el proyecto del parque eólico cuente con una resolución favorable por parte de AESA.

Para este aeropuerto se distingue entre las servidumbres de aeródromos y radioeléctricas, servidumbres de radioenlaces y servidumbres de operación de aeronaves. Se comentan a continuación:

1. **Servidumbre de aeródromos y radioeléctricas**: El fin del cono de aproximación de esta servidumbre se encuentra en la frontera entre el municipio de Antigua y

Tuineje, a una distancia superior a 15 km con respecto a la posición más cercana evaluada del parque eólico.

2. **Servidumbres de operación de aeronaves**: Esta servidumbre marca los límites de aproximación final VOR RWY e intermedia ILS RWY extendiéndose geográficamente sobre el mar interior de la isla a la altura del Faro de la Entallada. La distancia entre el parque eólico y el límite del cono de aproximación es de 7 km.

3. **Servidumbres de radioenlaces**: Como se puede apreciar en la imagen adjunta a continuación (figura 3), la línea que marca el radioenlace se encuentra fuera del término municipal de Tuineje.

En el plano 11 adjunto a este proyecto básico, se representan las servidumbres aeronáuticas de la isla y su situación con respecto al parque eólico a estudio. Los detalles representados en dicho plano han sido obtenidos a su vez en base al plano 7H1 “Servidumbres aeronáuticas de aeródromo y radioeléctricas” del Plan Director del Aeropuerto de Fuerteventura aprobado por el Ministerio de Fomento según el Real Decreto 1839/2009 de 27 de noviembre, por el que se actualizan las servidumbres aeronáuticas del aeropuerto de Fuerteventura.

A la vista de que no se infiere sobre ninguna de las servidumbres del aeropuerto de Fuerteventura, no habrá limitaciones de altura máxima del aerogenerador, si bien se aplicarán medidas de señalización y balizamiento, las cuales se comentarán en el apartado 8 de este documento.

Ya por último conviene citar que la tramitación administrativa podrá ser gestionada directamente en AESA al ser el promotor del proyecto un organismo público.

6.8. PROXIMIDAD A PARQUES EÓLICOS

Según el Decreto 6/2015, de 30 de Enero, por el que se regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias, deberá respetarse las siguientes condiciones para la autorización administrativa en relación con la proximidad a otros parques eólicos:

1. *No podrá instalarse ningún aerogenerador si dentro de su área de sensibilidad eólica se localiza un aerogenerador previamente autorizado, o si queda dentro del área de sensibilidad eólica de un aerogenerador previamente autorizado. Dicha área podrá reducirse siempre que se aporte un estudio de afecciones a terceros y que éste se apruebe por parte de la Consejería competente en materia de*

energía, previa audiencia de los posibles afectados. Asimismo, se prohíbe la instalación de cualquier construcción perteneciente a una infraestructura eólica si afecta a un aerogenerador autorizado.

2. *Se define como área de sensibilidad eólica de un aerogenerador a la región delimitada por un contorno cuyos vértices serán los puntos de intersección que se generarían al trazar dos líneas paralelas a la dirección del viento dominante a una distancia de dos (2) diámetros a ambos lados del eje del rotor, y dos líneas perpendiculares a la dirección del viento dominante, una que pase a una distancia de ocho (8) diámetros del eje de simetría del fuste del aerogenerador a sotavento y otra a una distancia de ocho (8) diámetros a barlovento.*

3. *Como norma general, la distancia mínima entre dos aerogeneradores de una misma línea no será inferior a dos (2) diámetros de rotor y la distancia entre dos líneas de un mismo parque ha de ser como mínimo de cinco (5) diámetros de rotor.*

Para comprobar el cumplimiento de esta condición, en la siguiente tabla se exponen los parques eólicos que se encuentran en fase de explotación en Fuerteventura según el Anuario Energético de Canarias 2013 y los que ya cuentan con autorización administrativa según las resoluciones de concurso de asignación de potencia Orden de 30 de septiembre de 2008 (Autoconsumo) y Orden de 21 de julio de 2014 (vertido a red). Posteriormente se señala las distancias hasta el parque eólico objeto a estudio y el límite de cumplimiento:

EVALUACIÓN DE LA AFECCIÓN POR PROXIMIDAD A PARQUE EÓLICO					
Parque eólico	**Número de máquinas**	**Modelo**	**Diámetro de rotor**	**Límite Sens. Eólica**	**Distancia a Gran Tarajal**
Cañada de la Barca	5	ACSA 27	27 m	216 m	22.500 m
Cañada del Rio	27	MADE 23	23 m	184 m	20.000 m
	18	MADE-30	30 m	240 m	20.000 m
La Oliva (CAAF)	1	GAMESA 52	52 m	416 m	58.000 m
Montañas negras	8	ENERCON 44	44 m	352 m	26.000 m
La Tablada	4	ENERCON 70	70 m	560 m	12.700 m
Moralito	4	ENERCON 70	70 m	560 m	11.900 m
Morro Galera III	2	ENERCON 70	70 m	560 m	32.500 m
Cons. Asoc. AENA	1	VESTAS 90	90 m	720 m	28.000 m
Cons. Asoc. IRCOSA	1	VESTAS 90	90 m	720 m	23.500 m

Tabla 9 Evaluación de la afección por proximidad a parque eólico

A la vista de los resultados obtenidos se concluye que no se infringe el límite legal de distancia entre parques eólicos con respecto a los emplazamientos propuestos para la ubicación del Parque eólico Gran Tarajal.

Por otra parte, como sólo se contempla la instalación de un aerogenerador, tampoco se incumpliría la condición de distancias entre máquinas de un mismo parque eólico.

6.9. PROXIMIDAD A POBLACIONES

También se encuentra regulada por el Decreto 6/2015 la distancia mínima existente entre un parque eólico y una zona habitada. Se cita a continuación lo establecido en el artículo 29:

"Cuando el planeamiento aplicable no imponga separaciones mayores, la distancia entre un aerogenerador y un núcleo habitado no será inferior a 250 metros para aerogeneradores de potencia inferior a 900 kW y a 400 metros para aerogeneradores de potencia superior.

Respecto a viviendas aisladas, la localización de los aerogeneradores deberá asegurar que no se supere en la edificación los 50 dB (A), salvo que la regulación vigente establezca niveles máximos de ruidos inferiores, en cuyo caso estos no deberán superarse."

A diferencia del conjunto de criterios evaluados hasta el momento, el grado de cumplimiento de este requisito depende de la posición final donde se instale el aerogenerador. Por esta razón en la siguiente tabla se resumen las distancias existentes desde las posiciones más interesantes hasta los núcleos poblados más cercanos:

PROXIMIDAD A POBLACIÓN (NÚCLEOS POBLACIONALES)		
Zona de análisis	**Posición**	**Distancia**
Montaña de Gran Tarajal	1	250 m
	2	1.029 m
Montaña de la Laja	1	660 m
	2	850 m
	3	1.050 m
Valle del Aceituno	1	582 m
	2	600 m

Tabla 10 Proximidad a población

Todas las posiciones estudiadas cumplirían con las condiciones establecidas en la normativa vigente para aerogeneradores de potencia superior a 900 kW, salvo la

posición 1 de Montaña de Gran Tarajal donde sí habría que respetar este límite de potencia ya que la distancia hasta el núcleo es de 250 metros.

En el apartado 6.11 se evaluará el cumplimiento de las condiciones de impacto acústico referidas a las viviendas aisladas más próximas a cada emplazamiento.

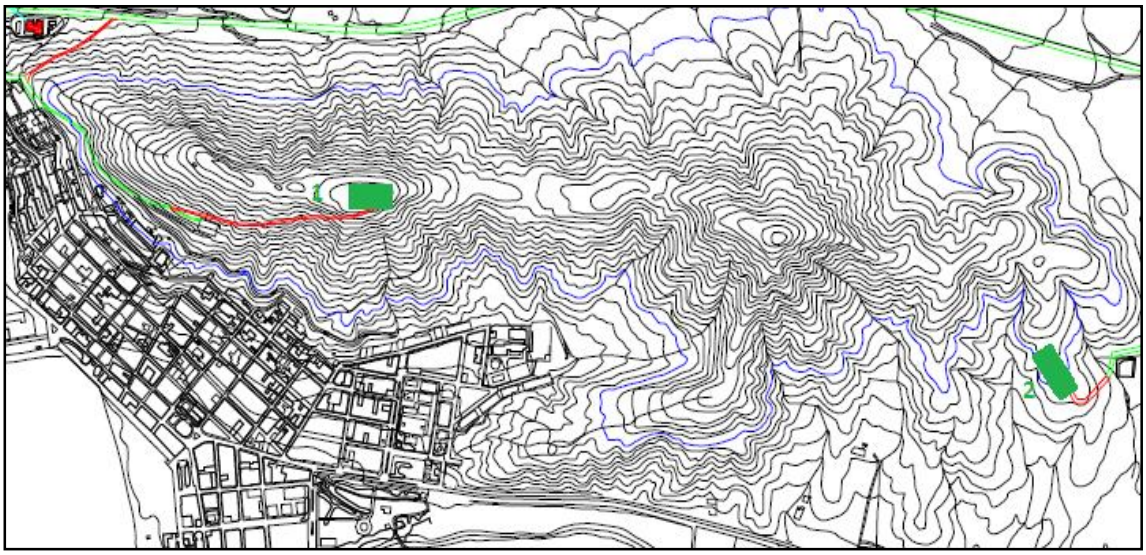


Ilustración 8 Cercanía a la población (Zona 1: Montaña de Gran Tarajal)

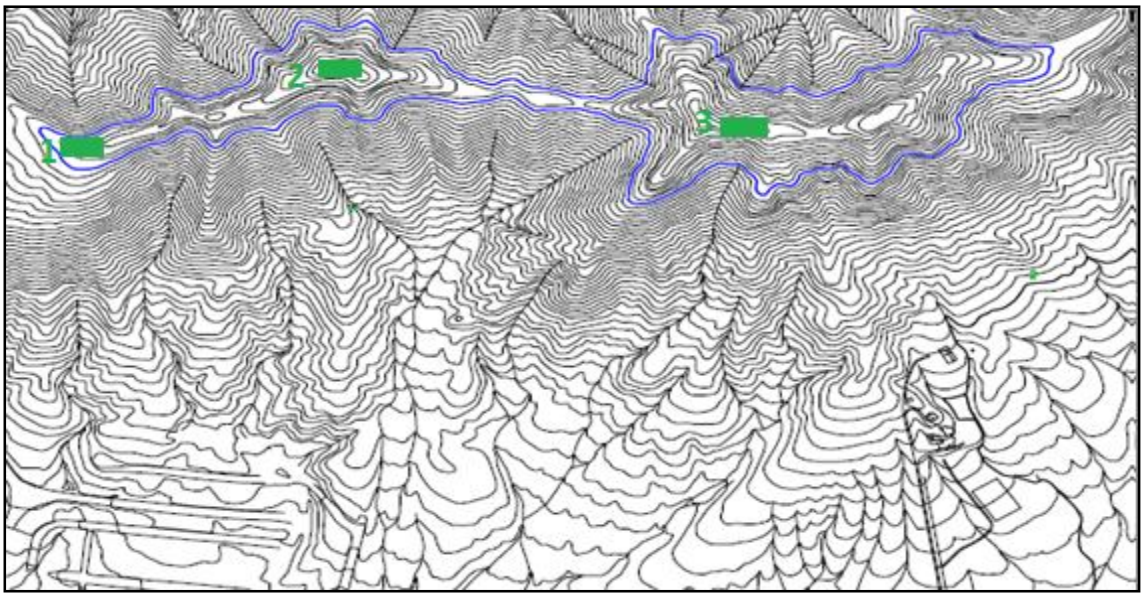


Ilustración 9 Cercanía a la población (Zona 2: Montaña de La Laja)

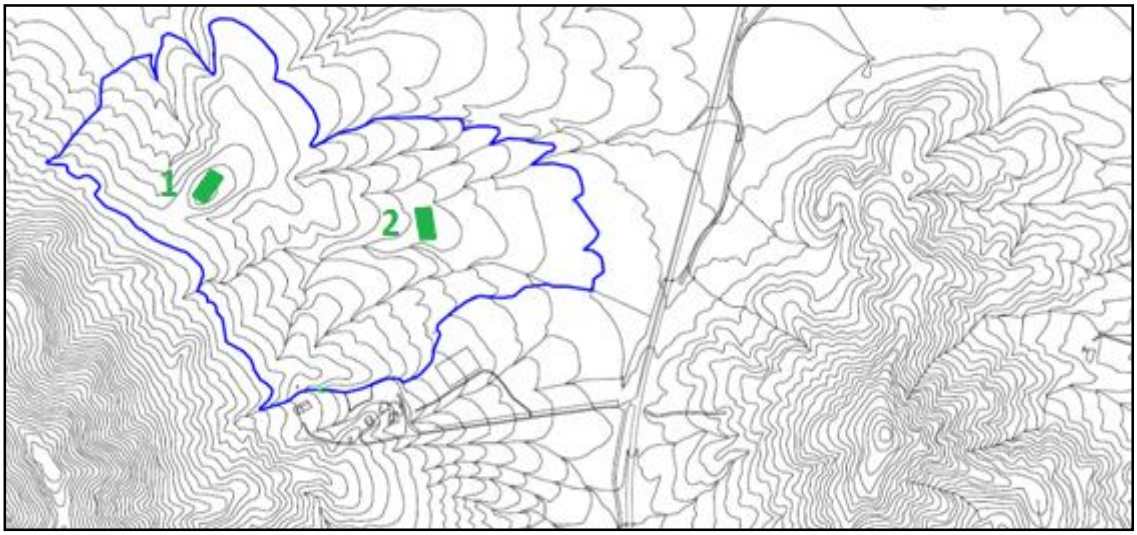


Ilustración 10 Cercanía a la población (Zona 3: Valle del Aceituno)

6.10. ACCESIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PARQUE EÓLICO

De acuerdo con los procedimientos generales seguidos para la ejecución de parques eólicos en Canarias, es requisito necesario contar con una red de infraestructuras viarias adecuada para el transporte de los elementos pertenecientes al aerogenerador desde el lugar de desembarque hasta su posición final.

En Fuerteventura existen actualmente cuatro puertos comerciales de nivel 1 según el ente público empresarial Puertos Canarios:

INFRAESTRUCTURAS PORTUARIAS DE FUERTEVENTURA					
Puerto	**Nivel**	**Tipo**	**Dimensiones**	**Grúa**	**Calado medio**
Puerto del Rosario	Nivel 1	Comercial	Esp: 2 km; Sup: 15,5 ha	Si	10 m
Puerto de Corralejo	Nivel 1	Comercial	Espigón 405 m	Si	7 m
Gran Tarajal	Nivel 1	Comercial	Espigón 529 m	Si	6 m
Morro Jable	Nivel 1	Comercial	Espigón 894 m	Si	8 m

Tabla 11 Infraestructuras portuarias Fuerteventura

Por otra parte según un informe realizado por el Clúster marítimo español, las características básicas exigidas en los puertos para el suministro de componentes de parques eólicos son:

- ✓ La longitud aproximada de la línea de atraque debe ser de al menos 150 – 250 metros.
- ✓ Las zonas de atraque deben disponer de un calado mínimo de 6 metros.
- ✓ Teniendo en cuenta que aún dividiendo en secciones el aerogenerador se pueden alcanzar pesos de hasta 70 tn (por ejemplo en la góndola), el barco que suministra el aerogenerador debería estar provisto con una grúa de capacidad en torno a 100

tn. En caso contrario el puerto debería disponer de espacio y condiciones portantes para la descarga mediante una autogrúa con capacidad semejante a la citada anteriormente.

- ✓ Vías acondicionadas para el tráfico rodado de vehículos de grandes dimensiones.

Si bien Puerto del Rosario presenta unas características más adecuadas para la recepción del aerogenerador, se recomienda que el desembarque se produzca en el Puerto de Gran Tarajal ya que dicha infraestructura portuaria también cumple con los requisitos mínimos exigibles y se encuentra muy cerca de la posición donde se pretende instalar el parque eólico, minimizando la logística y reduciendo molestias en el normal funcionamiento de la red viaria.

Desde allí, para llegar a cualquiera de las tres posiciones, es necesario enlazar con la vía Aceitún Me1 (Calle delantera a la planta desaladora de Gran Tarajal). Esta conexión se puede establecer ya que paralelo al Puerto de Gran Tarajal existe una carretera asfaltada de aproximadamente 1 kilómetro la cual conecta con la Calle en cuestión.

Esta carretera reúne los requisitos de anchura de vía (8 metros) y pendiente (3,3%), no obstante existe un punto de conflictivo en la rotonda que se encuentra justo enfrente del espigón principal ya que su radio es inferior a 28 metros (mínimo exigido). Para salvar este obstáculo el tráiler deberá pasar por el lado izquierdo de la rotonda tal como se representa en la siguiente imagen.

Ilustración 11 Conexión desde el Puerto a la calle Aceitún Me1

A partir de este punto el camino seguido será diferente con dependencia de la posición donde se pretenda instalar el aerogenerador. Para evaluar cuál sería el emplazamiento más adecuado desde el punto de vista de su accesibilidad se han trazado los caminos y accesos necesarios para la ejecución del parque eólico. Todas las alternativas evaluadas cumplen con las siguientes condiciones técnicas generales:

CONDICIONES TÉCNICAS DE ACCESIBILIDAD AL P.E	
Condiciones técnicas[1]	**Objetivo**
Anchura útil de la calzada	4,00 m
Anchura libre de obstáculos en el trayecto	6,00 m
Radio de curvatura mínimo	28,00 m
Lazo de unión libre de obstáculos en el interior de la curva	43,00 m
Zona libre de obstáculos en el exterior de la curva	2,00 m
Pendiente máxima en tramos sin hormigonar (tramos rectos)	13%
Pendiente máxima en tramos sin hormigonar (tramos curvos)	8%

Tabla 12 Condiciones técnicas de accesibilidad al parque eólico

La opción idónea deberá proponer el menor trazado posible reduciendo las afecciones sobre el territorio y los costes de ejecución. De la misma forma se tendrá en cuenta su factibilidad desde el punto de vista técnico. Se resumen las variables fundamentales que definen esta situación en la siguiente tabla:

ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTO							
Zona	**Posición**	**Longitud**	**Pendiente media**	**Pendiente máxima**	**Curva mínima**	**Lazo libre de obst.**	**Anchura vía**
1	1	644 m	12,6%	13%	32 m	52 m	6 m
	2	165 m	2%	7%	30 m	50 m	6 m
2	1	1.740 m	6,3%	13%	75 m	84 m	6 m
	2	2.303 m	5,8%	13%	75 m	84 m	6 m
	3	3.028 m	4,5%	13%	75 m	84 m	6 m
3	1	706 m	5,9%	6%	37 m	46 m	6 m
	2	561 m	2,9%	3%	28 m	45 m	6 m

Tabla 13 Alternativas de emplazamiento

Se representan en las siguientes imágenes los distintos trazados proyectados para cada zona según las alternativas de emplazamiento fijadas en la tabla anterior. Para un estudio de mayor detalle puede dirigirse a los planos 2, 3 y 4 anexados al presente documento. Se representa en azul los viales ya ejecutados y en rojo los que habría que hacer para garantizar el acceso:

[1] El resto de condiciones técnicas exigidas serán tratadas en detalle en el apartado 8.15 del presente documento.

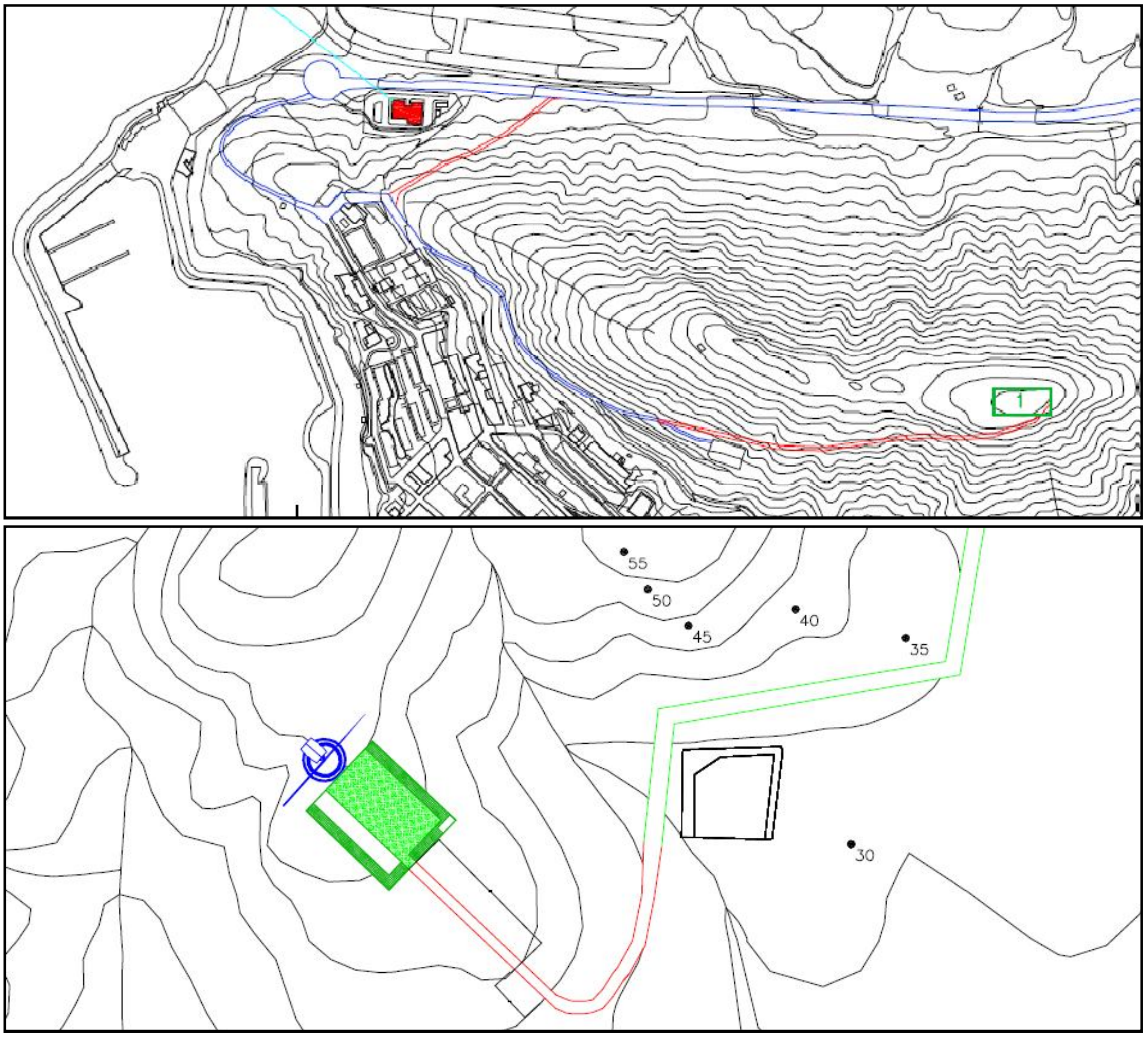


Ilustración 12 Posiciones 1 y 2 de la zona 1 (Montaña de Gran Tarajal)

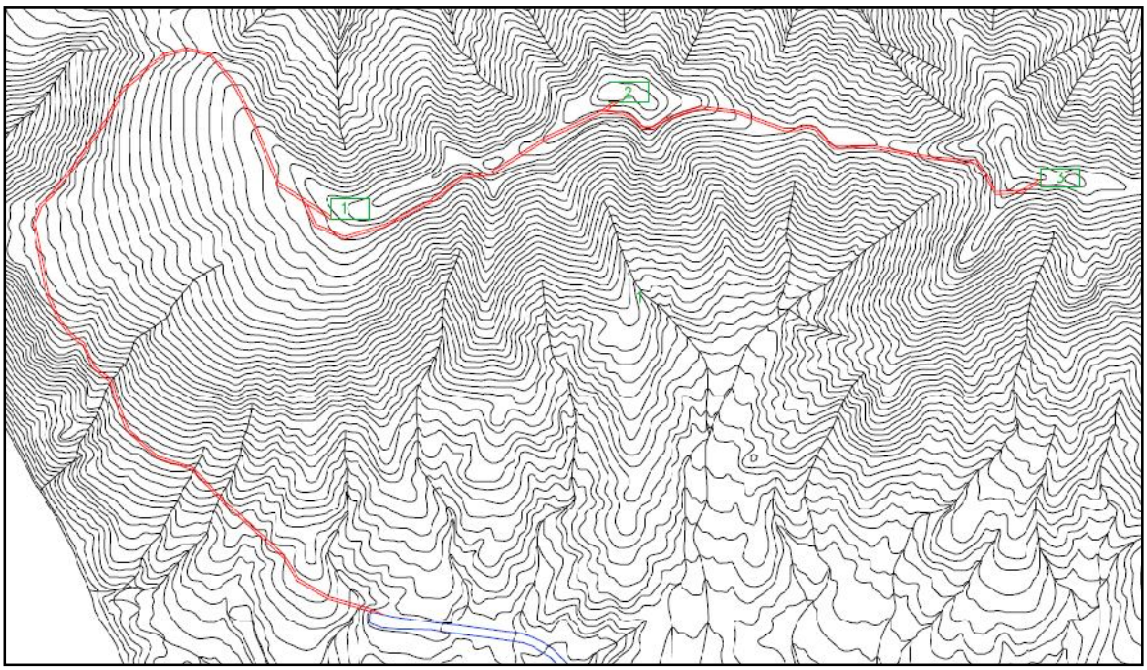


Ilustración 13 Posiciones 1, 2 y 3 de la zona 2 (Montaña de la Laja)

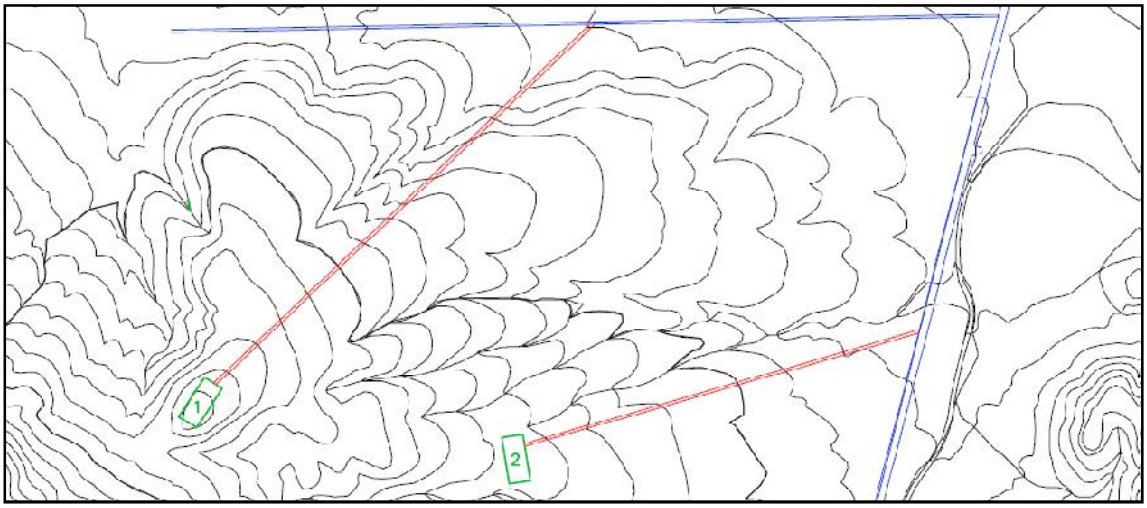


Ilustración 14 Posiciones 1 y 2 de la zona 3 (Valle del Aceituno)

Para todos los emplazamientos se ha velado por no superar pendientes del 13% en rectas y el 8% en curvas, lo que ha motivado un aumento de la longitud de las vías, principalmente en la Montaña de la Laja donde existe una mayor altitud.

Si se comparan todos los emplazamientos, se puede concluir que las opciones de mayor interés son la posición 2 de Montaña de Gran Tarajal y las posiciones 1 y 2 del Valle del Aceituno. Las alternativas al emplazamiento de Montaña de la Laja supondrían una considerable alteración del territorio y un sobrecosto del proyecto.

6.11. CUMPLIMIENTO DE LAS CONDICIONES NORMATIVAS DE IMPACTO ACÚSTICO

Tal como se adelantó en el apartado de proximidad a poblaciones, el Decreto 6/2015 sobre instalación de parques eólicos en Canarias ya incluye la necesidad de que se evalúe el impacto acústico de los aerogeneradores en situaciones próximas a viviendas aisladas, de tal forma que no se superen los 50 dB en la edificación.

Adicionalmente sería de aplicación la normativa del ruido española, la cual está dirigida por la Ley del Ruido 37/2003 y desarrollada según el Real Decreto 1367/2007 donde se han establecido las zonificaciones acústicas y los objetivos de emisión acústica generales para el Estado, si bien éstos pueden ser modificados en base a la planificación regional vinculante. Por otra parte menciona en su anexo IV los métodos de evaluación de índices de ruido aprobados por el Real Decreto 1613/2005, recomendándose para instalaciones de tipología industrial el procedimiento aprobado por la ISO 9613 sobre atenuación del sonido durante su propagación en ambientes exteriores.

Este método permite calcular el ruido existente en un punto en función de la absorción atmosférica, la cual es definida según diversas condiciones meteorológicas entre las

que se destacan la temperatura, la humedad, la presión del aire y la frecuencia del sonido. Adicionalmente considera factores físicos como la porosidad del suelo, la reflexión sobre las superficies y la atenuación debida a los obstáculos.

Para modelar el impacto acústico existente en la región debido al parque eólico se creará un mapa de ruido con el software de análisis OpenWind, el cual parte de las consideraciones estipuladas en la ISO 9613. Posteriormente el mapa de ruido debe compararse con las servidumbres acústicas aprobadas por la Ordenanza Municipal del Ruido para Tuineje y el nuevo Decreto 6/2015. Según estos documentos, los límites acústicos aplicables serían:

OBJETIVOS DE CALIDAD ACÚSTICA				
DENOMINACIÓN MUNICIPAL	DENOMINACIÓN RD 1367/2007	INDICES ACÚSTICOS*		
		Ld	Le	Ln
Tipo II (Área levemente ruidosa)	a (Residencial)	65 dB	65 dB	55 dB
Decreto 6/2015		50 dB	50 dB	50 dB

Tabla 14 Objetivos de calidad acústica (Tuineje)

*Ld: Límite diurno (7:00 – 19:00 h); Le: Límite en periodo de tarde (19:00 – 23:00 h); Ln: Límite nocturno (23:00 – 7:00 h).

Estos límites se refieren a los niveles de presión sonora continuos medidos en decibelios durante un tiempo determinado, debiéndose muestrear para espacios exteriores a una altura superior a 1,50 metros.

Por otra parte los objetivos de calidad acústica pueden corregirse en función de elementos atenuantes existentes en las inmediaciones, destacándose aquellos que tienen componentes tonales emergentes (Kt), componentes impulsivos (Ki) y componentes de baja frecuencia (Kf), y debiendo ser la suma de ellos inferior a 9 dB.

A efectos prácticos se asumirá el peor de los casos en el que no se incorporan elementos atenuadores, no obstante en fases posteriores del proyecto podrá solicitarse la ejecución de una campaña de medición del ruido bajo los criterios establecidos por las Ordenanzas del Ruido de Tuineje.

En la tabla adjunta a continuación se exponen las pautas de diseño establecidas en el cálculo del mapa de ruido para las posiciones a estudio:

PAUTAS DE DISEÑO DEL MAPA DE RUIDO	
VARIABLES	OBJETIVO
Método matemático de estimación del impacto acústico	ISO 9613 – 2
Altura del observador	1,75 metros
Porosidad del suelo predeterminada*	0

Cuadrante de definición del mapa de ruido	3 x 3 km
Resolución del mapa de ruido	5 metros
Temperatura exterior **	21ºC
Humedad relativa **	70%
Nivel total de potencia acústica en la fuente (Aerogenerador2.000 kW)***	104 dB
Condiciones atmosféricas generadas a partir del mapa eólico diseñado para Tuineje	

Tabla 15 Pautas de diseño del mapa de ruido

* El índice de porosidad del suelo puede adoptar valores entre 0 (suelo duro) y 1 (suelo poroso). Según la recomendación de la norma ISO 9613, cuando existen mezclas de suelo, como en sitios urbanos o industriales, pueden ser considerados duros.

** Los valores de humedad relativa y temperatura exterior se han obtenido de los ficheros históricos mensuales de la AEMET desde 1981 hasta 2010 para la estación meteorológica más cercana (Aeropuerto de Fuerteventura).

*** El nivel total de potencia acústica en la fuente (el aerogenerador) se ha obtenido de las fichas características oficiales publicadas por un fabricante de reputada experiencia en el sector para una máquina de 2 MW (en este caso Servion MM82). Sin embargo sobre dicha característica infieren factores relacionados con las particulares constructivas del aerogenerador, por lo que para un mismo rango de potencia pueden existir máquinas con diferentes valores de nivel total de potencia acústica. No obstante se ha comprobado con los modelos de turbinas preexistentes en el software OpenWind que su valor varía como máximo entre 100 y 105 dB para potencias de 1 y 2 MW, no siendo muy relevante el cambio que se pudiera generar.

A continuación se adjuntan los mapas de ruido obtenidos para cada posición evaluada:

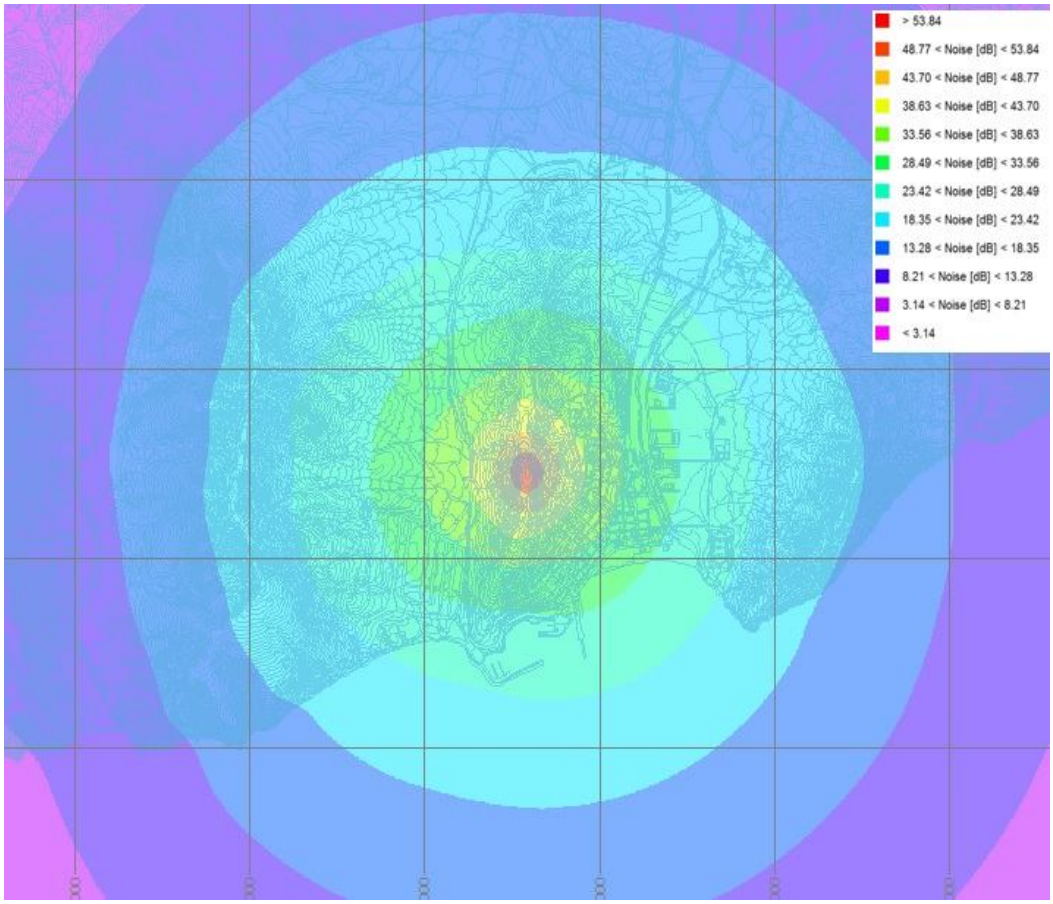


Ilustración 15 Mapa de impacto acústico Posición 1 (Zona 1: Montaña de Gran Tarajal)

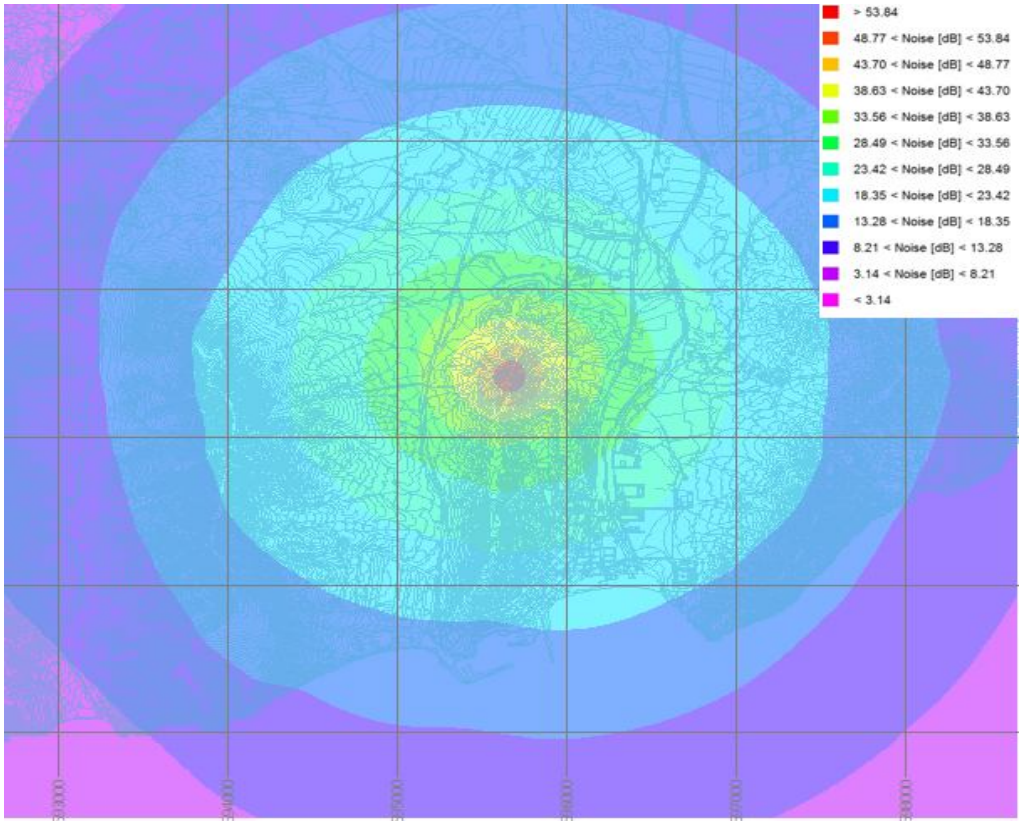


Ilustración 16 Mapa de impacto acústico Posición 2 (Zona 1: Montaña de Gran Tarajal)

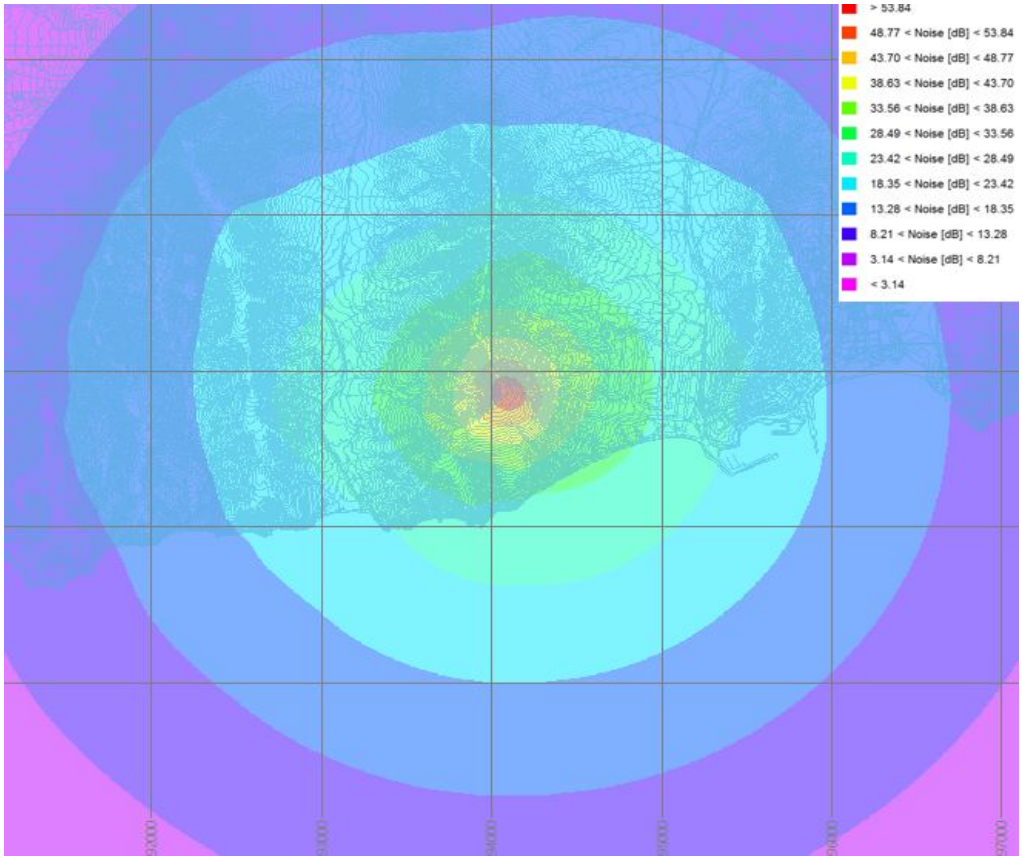


Ilustración 17 Mapa de impacto acústico Posición 1 (Zona 2: Montaña de la Laja)

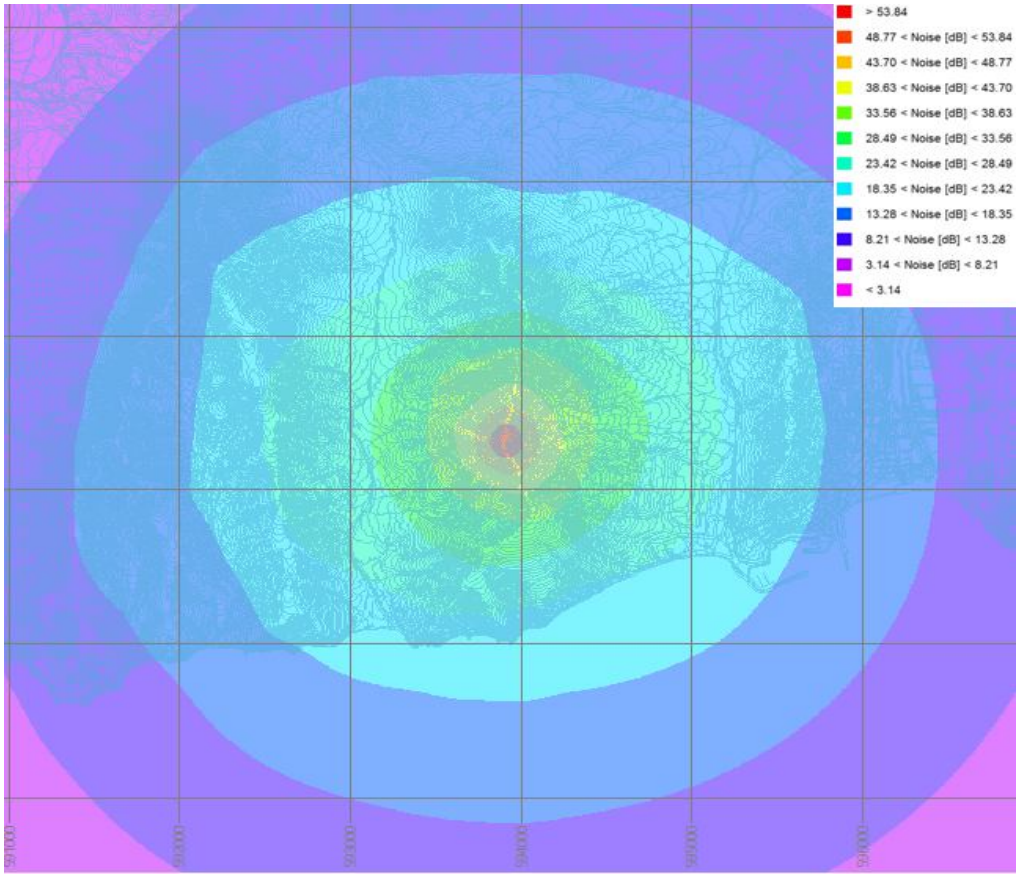


Ilustración 18 Mapa de impacto acústico Posición 2 (Zona 2: Montaña de la Laja)

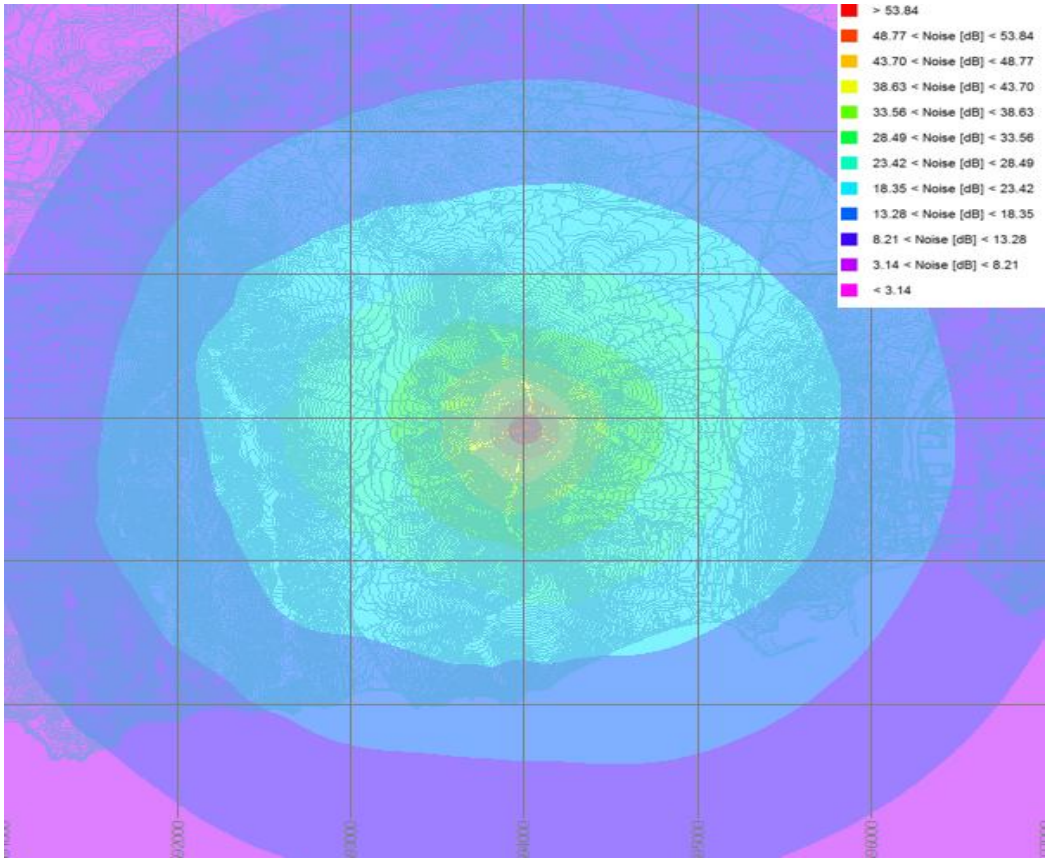


Ilustración 19 Mapa de impacto acústico Posición 3 (Zona 2: Montaña de la Laja)

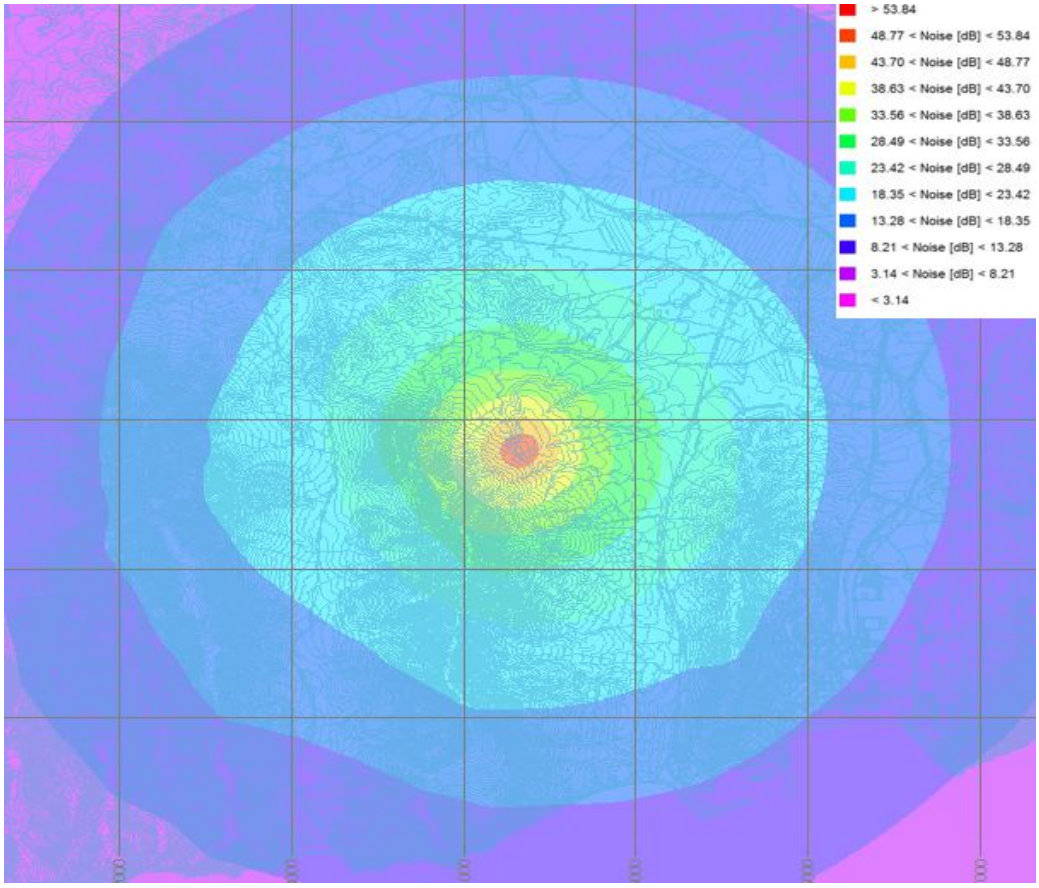


Ilustración 20 Mapa de impacto acústico Posición 1 (Zona 3: Valle del Aceituno)

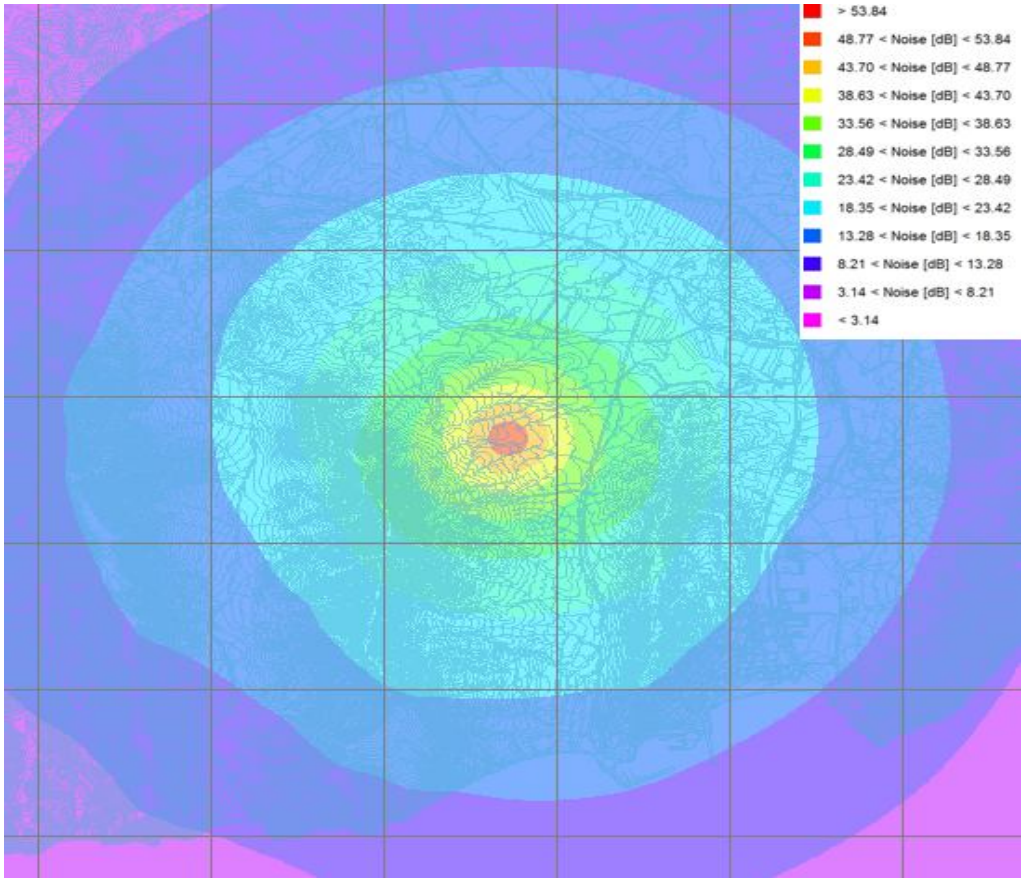


Ilustración 21 Mapa de impacto acústico Posición 2 (Zona 3: Valle del Aceituno)

Ya por último se citan los niveles de ruido existentes en las viviendas aisladas habitadas más cercanas a cada posición:

IMPACTO ACÚSTICO OBTENIDO EN VIVIENDA HABITADA MÁS PRÓXIMA A CADA POSICIÓN			
Zona de análisis	**Posición**	**Distancia vivienda**	**Impacto acústico**
Montaña de Gran Tarajal	1	250 m	39,45 dB
	2	140 m	41,79 dB
Montaña de la Laja	1	660 m	32,58 dB
	2	850 m	28,29 dB
	3	1.050 m	29,97 dB
Valle del Aceituno	1	582 m	35,19 dB
	2	380 m	41,40 dB

Tabla 16 Impacto acústico obtenido en zonas habitadas próximas a cada posición

Como se puede ver, todos los emplazamientos evaluados cumplen con las prescripciones señaladas en las Ordenanzas Municipales de Tuineje, e incluso cumplirían con el límite establecido por el Decreto 6/2015 de generación eólica en Canarias.

6.12. EVALUACIÓN DE IMPACTO VISUAL

Actualmente a nivel regional no existen normativas que sometan claramente a los parques eólicos al cumplimiento de condiciones en relación con el impacto visual que éstos pudieran provocar, no obstante el paisaje desempeña un papel fundamental en el interés general de Canarias en temas relacionados como el turismo, la ecología, la cultura y la sociedad.

A priori lo adecuado es la instalación de aerogeneradores en zonas ya degradadas o poco transitadas por la ciudadanía, lo cual se define como fragilidad paisajística, estudiándose no sólo el nuevo elemento perturbador, sino también el conjunto de elementos visuales que se ubicaran en la cuenca visual antes de su instalación.

Por otra parte aspectos como la eficiencia energética tienen su traslado al impacto visual, y es que mediante la instalación del menor número posible de aerogeneradores para una misma potencia, el impacto visual causado tiende a ser menor. A esto puede añadirse una serie de medidas atenuantes como el color de las máquinas.

En el caso particular a estudio las distintas posiciones en las que se evalúa la ejecución del parque eólico presentan comportamientos diferentes marcados fundamentalmente por su **calidad paisajística y su accesibilidad visual**. El primer factor es independiente de la presencia de observadores, evaluándose únicamente las características visuales del medio y los elementos perturbadores que pudieran existir en el paisaje, por otra parte con la accesibilidad visual se define la posibilidad real de observación de la zona a estudio estando condicionada tanto por la topografía como por la presencia de observadores.

Se presentan a continuación tres ejemplos del impacto visual ocasionado por una de las alternativas evaluadas de mayor interés:

Ilustración 22 Ejemplo de impacto visual ocasionado por el parque eólico a estudio (Posición 2 de Montaña de Gran Tarajal)

Ilustración 23 Ejemplo de impacto visual ocasionado por el parque eólico a estudio (Posición 2 de Montaña de Gran Tarajal) (Fotomontaje 1)

Ilustración 24 Ejemplo de impacto visual ocasionado por el parque eólico a estudio (Posición 2 de Montaña de Gran Tarajal) (Fotomontaje 2)

En la siguiente tabla se evalúa la **calidad paisajística** puntuándose esta del 1 (Valor paisajístico bajo) al 6 (Valor paisajismo muy alto) en función de su aptitud:

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD PAISAJÍSTICA EN LAS ZONAS A ESTUDIO							
Aspecto evaluado	**Montaña de Gran Tarajal**		**Montaña de la Laja**			**Valle del Aceituno**	
	1	**2**	**1**	**2**	**3**	**1**	**2**
Presencia de singularidades geológicas	3	3	4	4	5	1	1
Presencia de vegetación abundante	1	1	2	3	3	2	2
Cercanía a zonas cultivables	1	4	1	2	3	4	4
Cercanía a zonas costeras	5	3	5	3	2	1	1
Altitud del horizonte	4	3	5	6	6	2	1
Pendiente topográfica	4	3	5	6	6	2	1
Visión de elementos antropizantes	1	4	5	5	6	3	3
Densidad poblacional de la zona	1	2	5	5	6	2	2
Previsiones de antropización futura	1	3	4	6	6	2	2
Tráfico de vehículos en cercanías	1	2	6	6	6	2	2
Promedio	**2,2**	**2,8**	**4,2**	**4,6**	**4,9**	**2,1**	**1,9**

Tabla 17 Evaluación de la calidad paisajística en las zonas a estudio

Con este análisis cualitativo se extrae la conclusión de que **las posiciones con mayor calidad paisajística son las ubicadas en Montaña de la Laja,** condicionadas principalmente por ser regiones poco antropizadas y con altos valores naturales, les siguen las posiciones de Montaña de Gran Tarajal, las cuales a pesar de haber sido pobladas en sus inmediaciones siguen manteniendo una riqueza ambiental

considerable, y valle del Aceituno, que a priori tendría menor valor paisajístico por condiciones topográficas y previsión de antropización futura.

Para evaluar la **accesibilidad visua**l se ha usado la aplicación informática OpenWind. En este caso, para cada posición se calcula el porcentaje del parque eólico que sería visto en cada punto de la geografía en un mallado de 3x3 km.

En la tabla adjunta a continuación se expone este coeficiente para tres zonas con gran presencia de observadores, el núcleo poblacional de Gran Tarajal, el polígono del Aceitún y la carretera Fuerteventura 4 (F4), principal arteria de comunicación con la población de la zona:

EVALUACIÓN DE LA ACCESIBILIDAD VISUAL EN LAS ZONAS A ESTUDIO					
Zona de análisis	**Posición**	**Población Gran Tarajal**	**Polígono del Aceitún**	**Carretera F4**	**Promedio**
Montaña de Gran Tarajal	1	98,8%	97,2%	100,8%	**98,9%**
	2	78,7%	45,7%	100,4%	**74,9%**
Montaña de la Laja	1	27,5%	98,2%	100,2%	**75,3%**
	2	15,0%	97,8%	100,0%	**70,9%**
	3	10,0%	97,6%	95,4%	**67,7%**
Valle del Aceituno	1	0,0%	58,2%	100,2%	**52,8%**
	2	0,0%	61,2%	99,7%	**53,6%**

Tabla 18 Evaluación de la accesibilidad visual en las zonas a estudio

Según los resultados **la zona con menor accesibilidad visual es el Valle del Aceituno (53,2%),** condicionado por su ubicación geográfica entre dos cadenas montañosas que impiden la visión directa a zonas densamente pobladas como Gran Tarajal. Posteriormente le sigue la zona de Montaña de la Laja (71,3%) y Montaña de Gran Tarajal (86,94%).Se adjuntan a continuación los mapas de impacto visual obtenidos para cada posición:

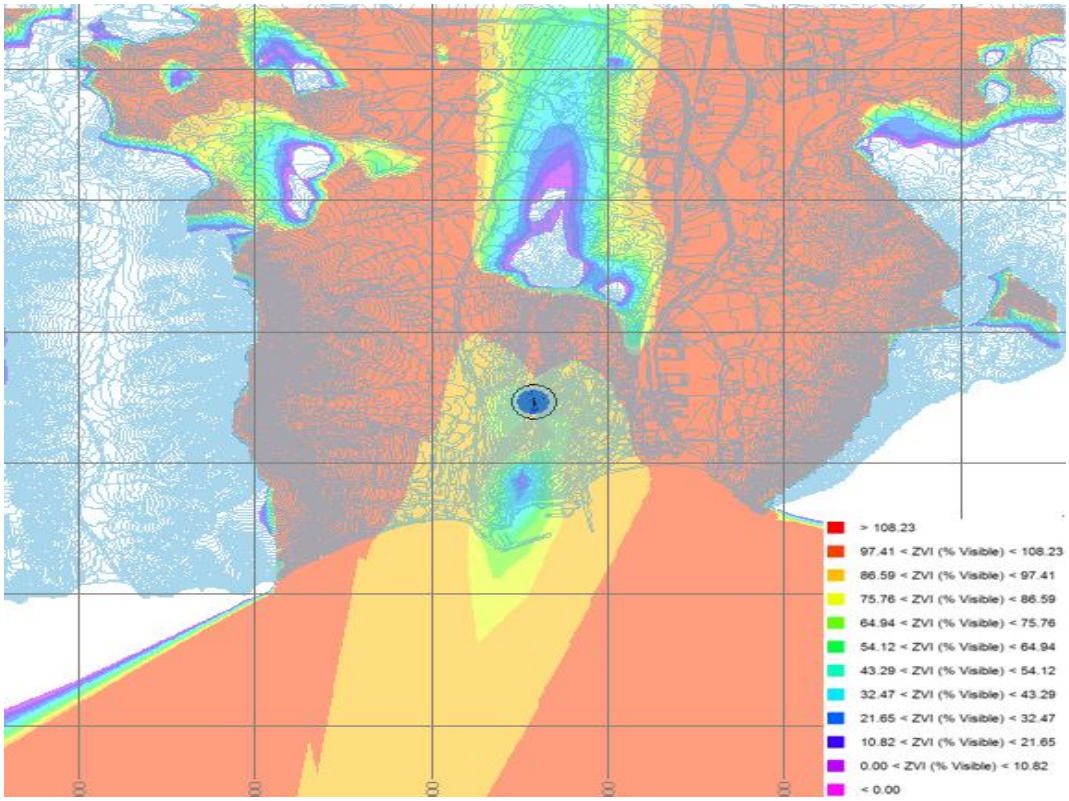


Ilustración 25 Mapa de impacto visual Posición 1 (Zona 1: Montaña de Gran Tarajal)

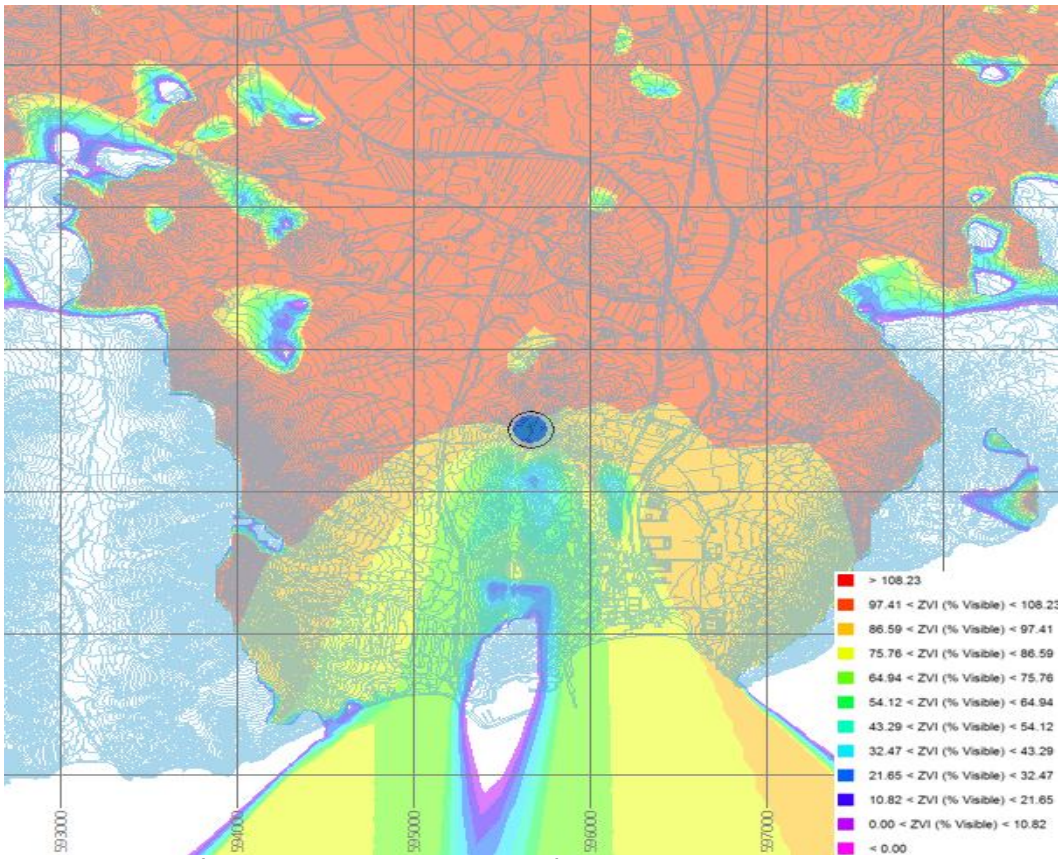


Ilustración 26 Mapa de impacto visual Posición 2 (Zona 1: Montaña de Gran Tarajal)

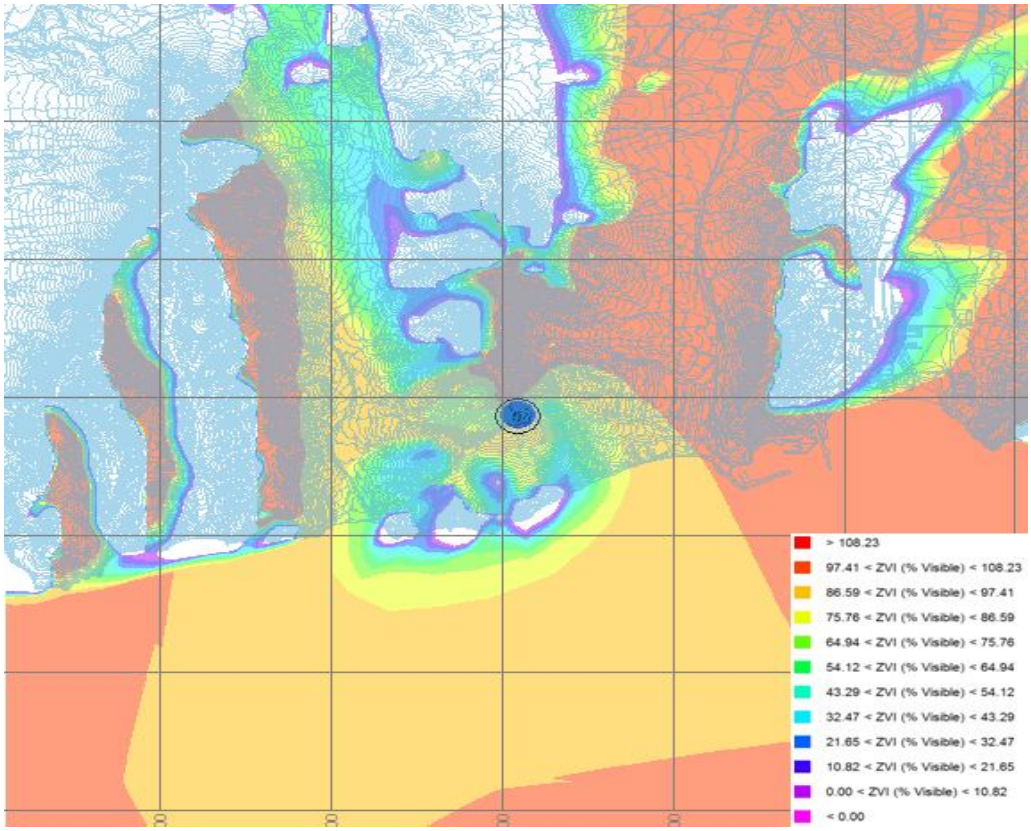


Ilustración 27 Mapa de impacto visual Posición 1 (Zona 2: Montaña de la Laja)

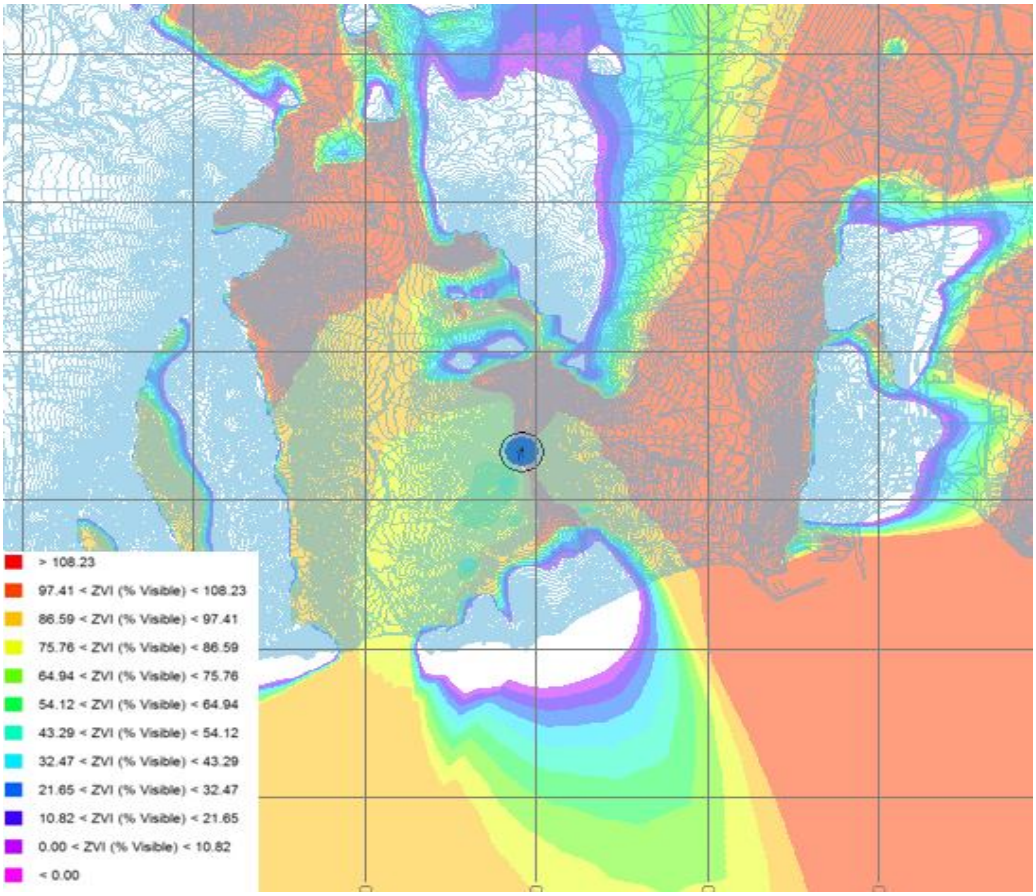


Ilustración 28 Mapa de impacto visual Posición 2 (Zona 2: Montaña de la Laja)

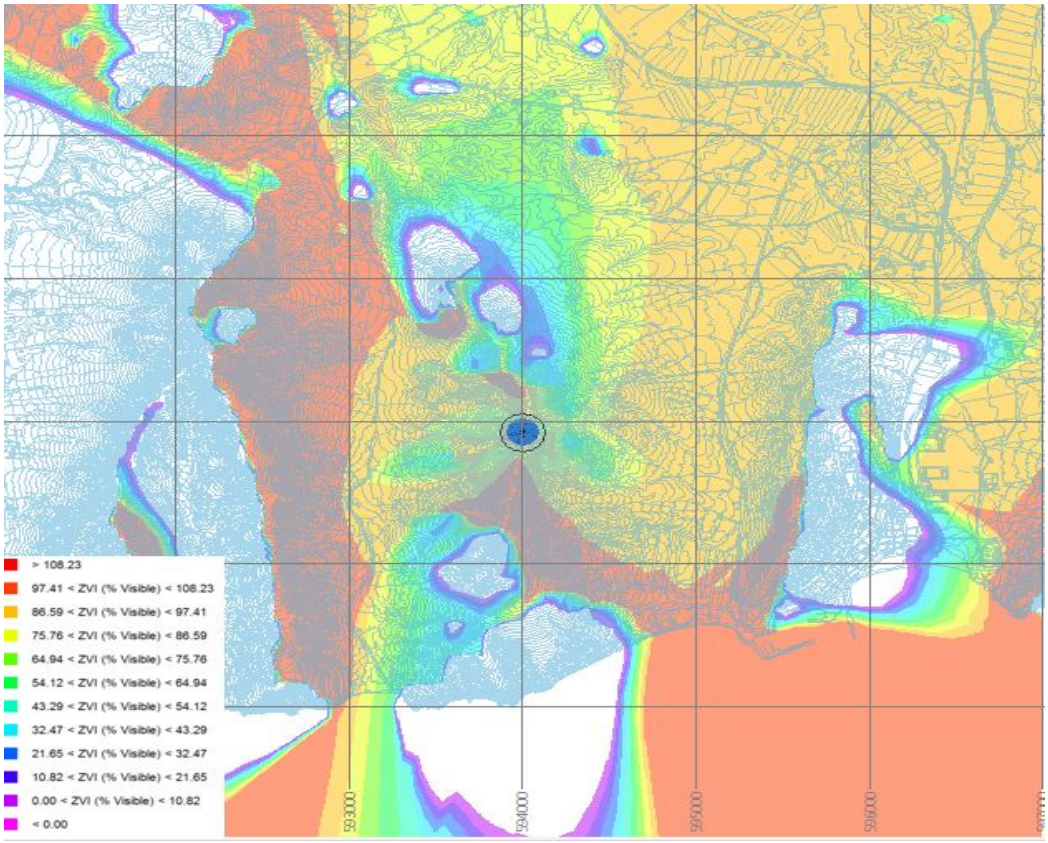


Ilustración 29 Mapa de impacto visual Posición 3 (Zona 2: Montaña de la Laja)

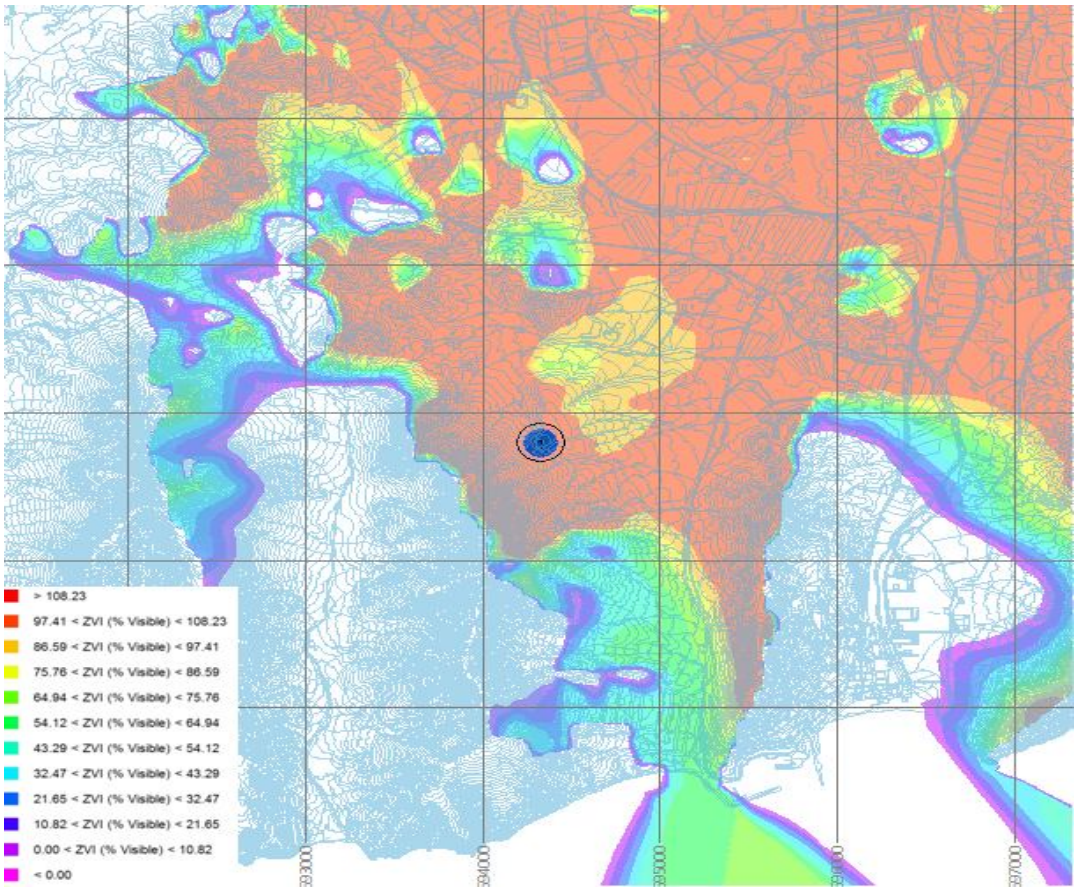


Ilustración 30 Mapa de impacto visual Posición 1 (Zona 3: Valle del Aceituno)

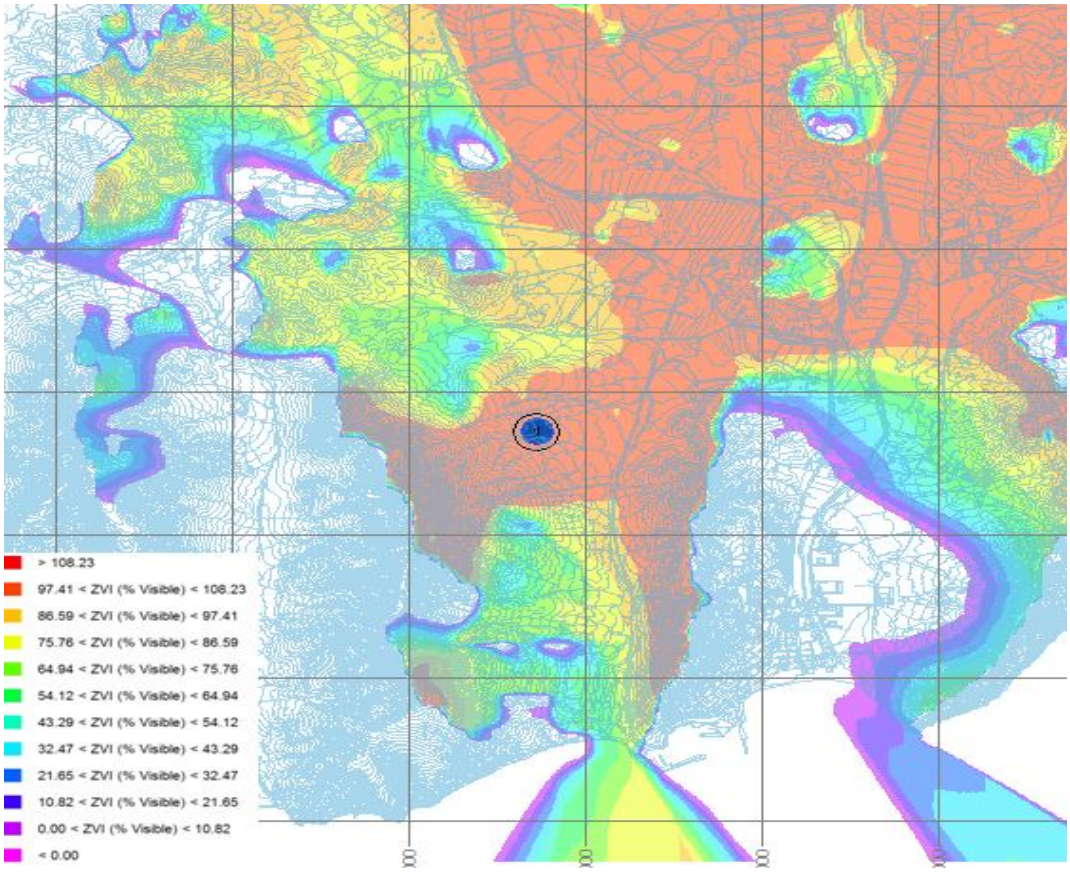


Ilustración 31 Mapa de impacto visual Posición 2 (Zona 3: Valle del Aceituno)

Tras los análisis realizados, a continuación se resumen cuantitativamente el impacto visual de cada una de las posiciones estudiadas en función de la calidad paisajística y la accesibilidad visual:

IMPACTO VISUAL DE LAS ZONAS A ESTUDIO				
Zona de análisis	**Posición**	**Calidad visual***	**Accesibilidad visual**	**Impacto visual**
Montaña de Gran Tarajal	1	44,9%	98,9%	**71,9%**
	2	57,1%	74,9%	**66,0%**
Montaña de la Laja	1	85,7%	75,3%	**80,5%**
	2	93,9%	70,9%	**82,4%**
	3	100,0%	67,7%	**83,9%**
Valle del Aceituno	1	42,9%	52,8%	**47,9%**
	2	38,8%	53,6%	**46,2%**

Tabla 19 Impacto visual de las zonas a estudio

* Calidad visual: los porcentajes presentados en esta columna se han calculado de manera ponderada asumiendo un 100% de impacto para la posición con mayor valor de calidad visual según el análisis anteriormente realizado.

Desde la perspectiva del impacto visual, las ubicaciones más aptas para la instalación del parque eólico son, por orden de preferencia, la posición 2 y 1 de Valle del Aceituno y la posición 2 de Montaña de Gran Tarajal.

A efectos de reducir el impacto visual ocasionado por el proyecto en cuestión se establecerán las siguientes medidas preventivas:

- La superficie ocupada será la mínima posible, por ello la solución técnica propondrá en la medida de lo posible la instalación de un único aerogenerador.
- El aerogenerador será de color y cromaticidad lo más semejante posible a la existente en la línea del horizonte. Por ello se usará colores blanco mate o tonalidades grises, siempre en gamas claras, reduciéndose las aristas vivas o superficies reflectantes.
- No se prevé pintar la sección inicial de la torre debido a la escasa presencia de vegetación en la zona.
- La línea de evacuación eléctrica del parque eólico discurrirá por tramo subterráneo salvo imposibilidades técnicas derivadas de cruzamientos y paralelismos, y siempre bajo la normativa vinculante aprobada.
- Para reducir el impacto, el transformador de potencia necesario para la elevación de la tensión a la salida del aerogenerador se instalará en el interior de la torre del aerogenerador.

6.13. EVALUACIÓN DEL IMPACTO POR PARPADEO DE LA SOMBRA (SHADOW FLICKER)

Bajo condiciones normales de funcionamiento, en posiciones cercanas al aerogenerador se produce un efecto conocido como parpadeo de la sombra que no es más que el efecto estroboscópico originado en las horas de sol por el movimiento continuo de las palas del aerogenerador. Este efecto perturbador que se origina fundamentalmente durante las primeras y últimas horas de sol del día, pueden acarrear sobre las personas que se encuentran expuestas de forma frecuente malestares.

En el marco normativo español aún no existen medidas que regulen este aspecto, no obstante teniendo en cuenta que algunas posiciones se ubican próximas a zonas residenciales, conviene conocer si las afecciones que pudieran generarse por el parque eólico sobre la población son más que las relativas al impacto acústico y visual.

A nivel internacional se han desarrollado estudios conforme a la experiencia práctica de parques eólicos ubicados en Holanda, Alemania, Inglaterra o Dinamarca. De entre los criterios límites de aceptación existen dos perspectivas fundamentales:

1. **Límite de distancia**: Determinados países como Escocia o Dinamarca regulan el cumplimiento de límites aceptables de Shadow Flicker en función del espacio, ya que según la experiencia de éstos el efecto estroboscópico es prácticamente despreciable para distancias superiores a 10 veces el diámetro del rotor. De ahí que se fije con dependencia del modelo de aerogenerador un radio mínimo con respecto a la población de ente 500 y 1.000 metros.
2. **Límite de exposición**: Otros países como Alemania van un poco más allá poniendo el foco en el receptor y regulando límites de exposición horaria. Así pues su legislación regula dos límites que no deben ser sobrepasados, exposición máxima de 30 minutos al día o 30 horas al año.

De los dos criterios obviamente el más preciso es el aplicado por Alemania, puesto que calcula la afección para cada posición teniendo en cuenta efectos como la topografía de la región, las horas de sol por día y año, e incluso la orientación del aerogenerador. Este último será el criterio utilizado para la evaluación en el caso del parque eólico de Gran Tarajal.

Para la simulación del efecto estroboscópico se ha utilizado el software OpenWind Enterprise, el cual a partir de una serie de datos de partida es capaz de crear un mapa semejante a los descritos anteriormente para la evaluación de los impactos acústico y visual donde se señalan los minutos de exposición anuales por coordenada geográfica. En la tabla adjunta continuación se resumen los principales datos de partida considerados para la realización del modelo:

PAUTAS DE DISEÑO DEL MAPA DE SHADOW FLICKER	
VARIABLES	**OBJETIVO**
Zona horaria	GMT -1
Año	2015
Cuadrante de definición del mapa de sombras*	3.000 metros
Altura del observador	1,75 metros
Resolución	50 metros
Elevación máxima del terreno**	500 metros
Cambio de hora (Primavera)	29 de Marzo (Adelanta +1 h)
Cambio de hora (Otoño)	25 Octubre (Atrasa – 1 h)

Tabla 20 Pautas de diseño del mapa de Shadow Flicker

* Tomando el criterio de límite de distancia bastaría con el estudio para una distancia con respecto al aerogenerador de 1.000 metros, no obstante se decide valorar las afecciones con la misma longitud que para los mapas de impacto acústico y visual.

** Este indicador marca el punto de elevación más alto del mapa topográfico cargado en el programa, el cual es usado para definir los grados con respecto al eje del horizonte en el que se comienza a despreciar los efectos de sombras por apantallamientos derivados del terreno.

Adicionalmente a todo lo anterior el programa da la posibilidad de que se tengan en cuenta tres cálculos probabilísticos de factores mitigantes del impacto ocasionado por el Shadow Flicker, siendo éstos:

- **Funcionamiento del aerogenerador**: Si bien bajo condiciones normales el aerogenerador está en movimiento, en determinados periodos horarios por escases de recurso eólico o paradas programadas, se produciría su detención. Con esta opción se asegura que el cálculo no tiene en cuenta estos periodos.
- **Orientación de la turbina**: En este caso particular en el que se ha introducido una estación meteorológica virtual (MMV), el programa considera la orientación de la máquina conforme a los datos de dirección de viento cargados en el software, lo que también supone un efecto mitigador.
- **Horas de sol diarias**: Partiendo de los datos publicados por el Instituto Nacional de Estadística, se cargan en el programa las horas de sol por día de cada uno de los meses del año. Estos valores representan la media de los últimos cinco años publicados (2008 – 2012).

HORAS DE SOL DIARIAS [FUERTEVENTURA]			
Mes	**Horas de sol/Mes**	**Días/Mes**	**Horas de sol/día**
Enero	168	31	5
Febrero	182	28	7
Marzo	214	31	7
Abril	208	30	7
Mayo	249	31	8
Junio	235	30	8
Julio	266	31	9
Agosto	290	31	9
Septiembre	226	30	8
Octubre	214	31	7
Noviembre	166	30	6
Diciembre	160	31	5

Tabla 21 Horas de sol diarias

Con los análisis realizados se obtienen mapas de impacto por efecto Shadow Flicker para cada posición semejantes al que se muestra a continuación:

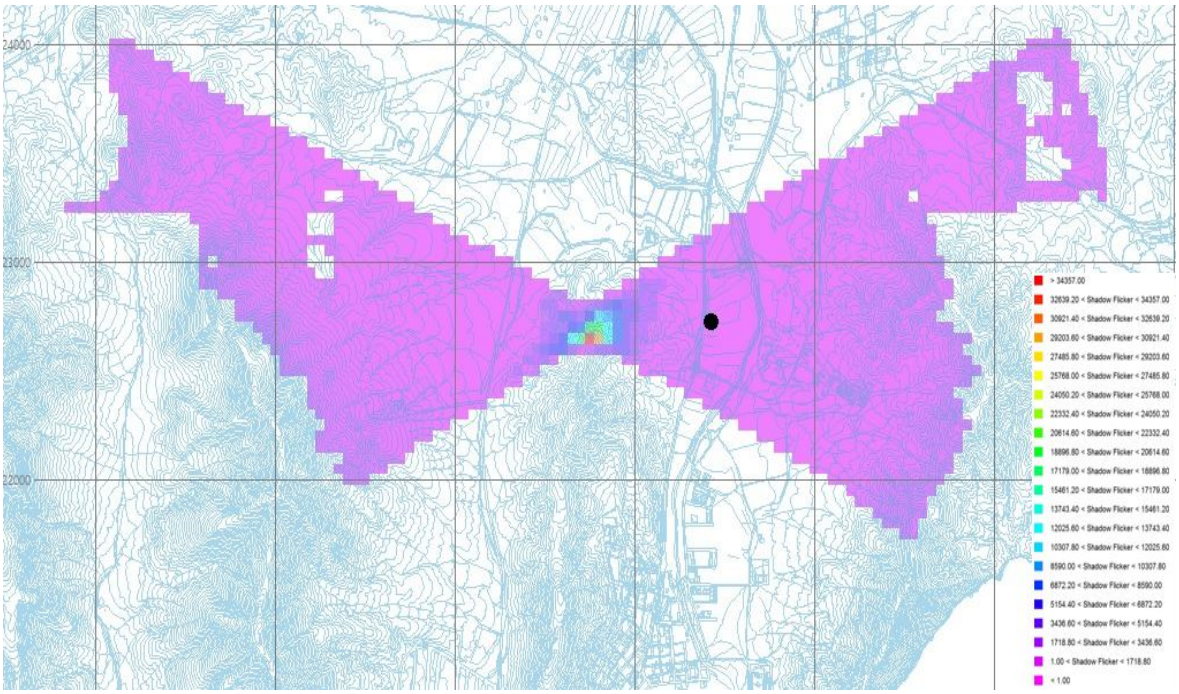


Ilustración 32 Mapa de impacto por efecto Shadow Flicker (P2 Montaña de Gran Tarajal)

Los datos reflejados en la leyenda se refieren a minutos de exposición por año y zona.

En este caso particular para valorar el cumplimiento de la condición establecida, presenta mayor interés las gráficas expuestas a continuación, las cuales resumen los periodos de exposición anuales de sensores que han sido ubicados en las zonas habitadas más próximas.

En estas gráficas se representa en el eje de coordenadas X los días del año y en el eje de coordenadas Y las horas del día, dando como resultado los minutos existentes en un año típico. Adicionalmente se marca en color blanco las horas de sol, de tal forma que al inicio y final del año los días son más cortos mientras que en los meses de primavera y el periodo estival son más largos. Sobre los meses de Marzo y Octubre se puede ver que se han representado dos cambios de secciones en lo que a horas de sol se refiere ocasionados por los cambios de horas que se producen en ese periodo.

Las manchas representadas en azul establecen los periodos anuales en los que se originaría el efecto de Shadow Flicker en las viviendas más afectadas de cada uno de los emplazamientos analizados.

A efectos prácticos y teniendo presente lo argumentado en el párrafo anterior, interesa determinar la longitud de la mancha, días en los que se produce dicho fenómeno, como su grosor, horas durante las que se produce el efecto.

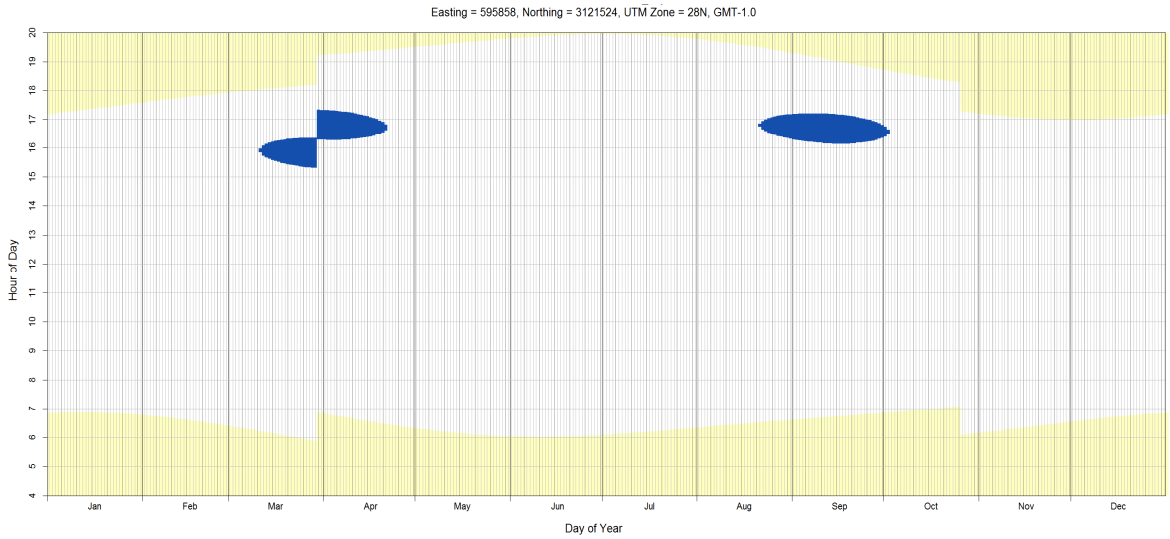


Ilustración 33 Impacto por efecto Shadow Flicker (Posición 1 Montaña Gran Tarajal)

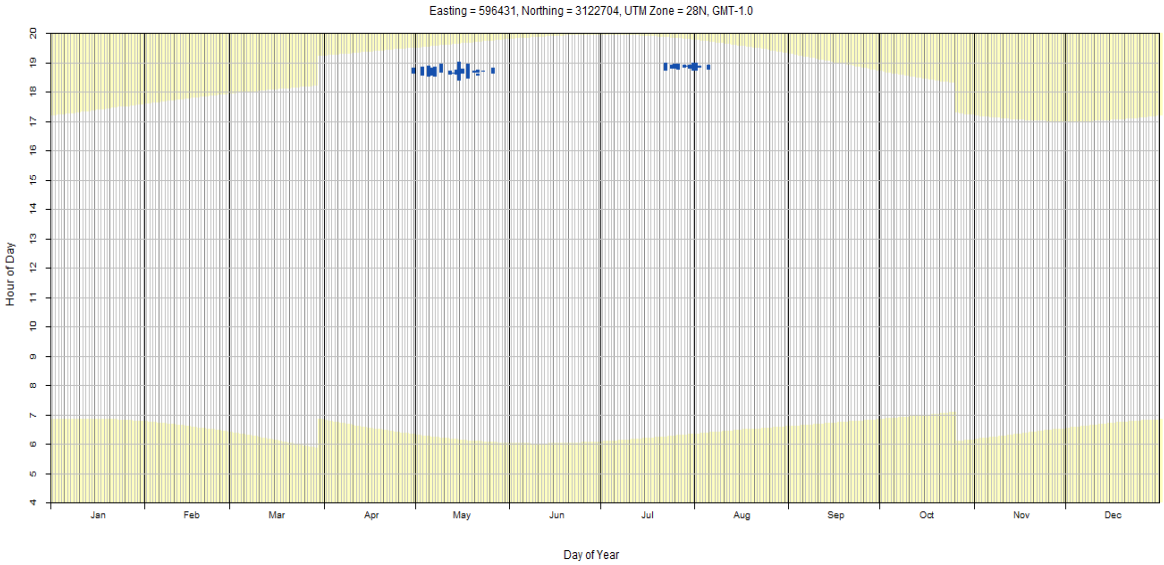


Ilustración 34 Impacto por efecto Shadow Flicker (Posición 2 Montaña Gran Tarajal)

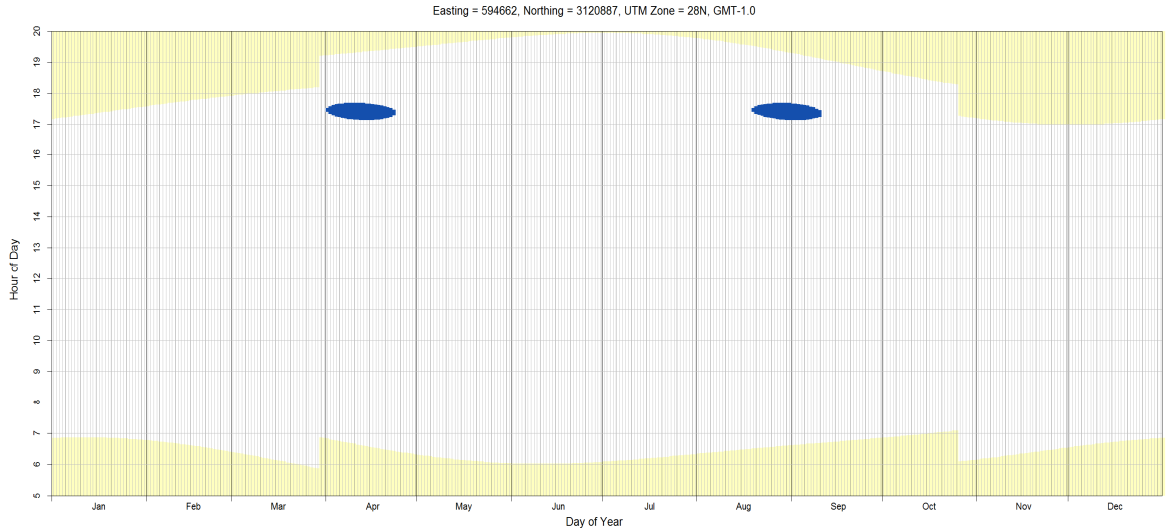


Ilustración 35 Impacto por efecto Shadow Flicker (Posición 1 Montaña de La Laja)

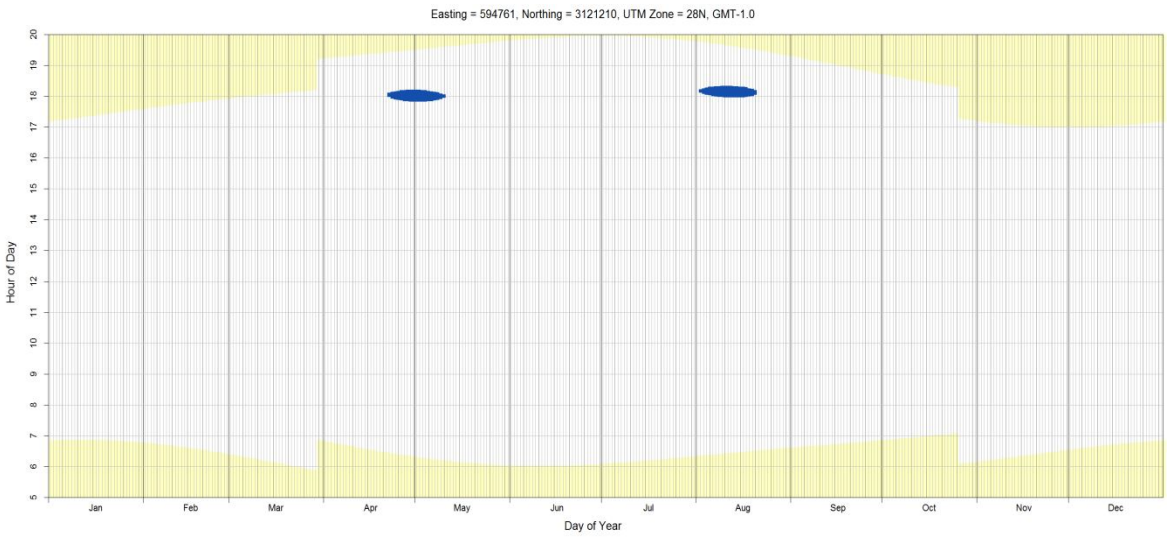


Ilustración 36 Impacto por efecto Shadow Flicker (Posición 2 Montaña de La Laja)

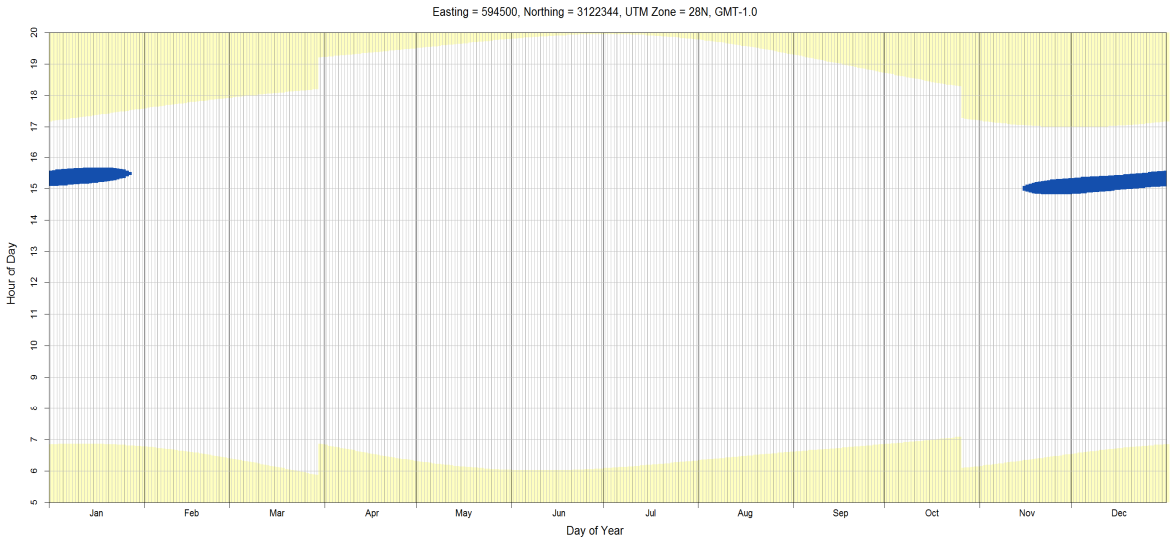


Ilustración 37 Impacto por efecto Shadow Flicker (Posición 3 Montaña de La Laja)

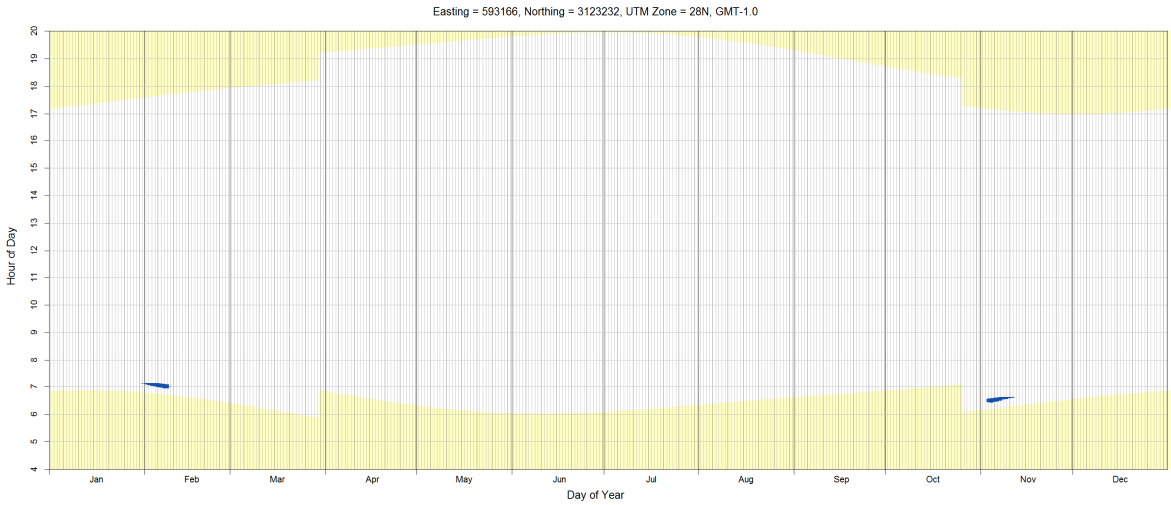


Ilustración 38Impacto por efecto Shadow Flicker (Posición 1 Valle del Aceituno)

Ilustración 39 Impacto por efecto Shadow Flicker (Posición 2 Valle del Aceituno)

En la siguiente tabla se resume los periodos en los que se producen efectos de Shadow Flicker según las simulaciones realizadas:

IMPACTO POR EFECTO SHADOW FLICKER POR POSICIÓN					
Zona de análisis	**Posición**	**Distancia al punto**	**Exposición máxima por día**	**Exposición por año**	**Periodo**
Montaña de Gran Tarajal	1	320 m	70 minutos	43,2 horas	Tarde
	2	740 m	24 minutos	3,9 horas	Tarde
Montaña de la Laja	1	660 m	30 minutos	12,4 horas	Tarde
	2	880 m	20 minutos	7,5 horas	Tarde
	3	1.050 m	30 minutos	16,9 horas	Tarde
Valle del Aceituno	1	1.350 m	5 minutos	1,5 horas	Mañana
	2	1.380 m	10 minutos	1,1 hora	Tarde

Tabla 22 Impacto por efecto Shadow Flicker por posición

Si se analizan los resultados obtenidos se concluye que comúnmente este fenómeno se origina por las tardes ya que las ubicaciones más afectadas se encuentran al Este del parque eólico y por tanto la línea formada entre la posición del sol, el aerogenerador y el punto analizado sólo es posible en ese tramo horario. No existe una estacionalidad clara, puesto que depende de la topografía de las inmediaciones, sin embargo parece existir mayor probabilidad de ocurrencia en los cuartos iniciales y finales del año para esta región. Por otra parte cuanto mayor es la altura a la que se instala el parque eólico más afección genera a las regiones colindantes, ya que los apantallamientos provocados por la topografía son considerablemente menores.

Salvo la posición 1 de Montaña Gran Tarajal, todos los emplazamientos cumplirían con los límites de exposición tomando como referencia las normativas más estrictas existentes a nivel internacional con respecto a este fenómeno.

7. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO DE LA REGIÓN

En este apartado únicamente se resumen los resultados energéticos obtenidos para las distintas alternativas de posición del parque eólico evaluado. **Las características particulares del recurso eólico en la región así como la descripción de los análisis energéticos desarrollados se han descrito detalladamente en el anexo I a este proyecto básico, titulado "Evaluación del recurso eólico Gran Tarajal"**.

En términos generales, para el desarrollo de estos estudios energéticos se tomaron como datos de partida dos mapas eólicos a alturas de 60 y 80 metros generados con un modelo meteorológico de mesoescala (en este caso el MASS), el cual simula el comportamiento de las condiciones atmosféricas en la región y su interacción con la superficie.

Por otra parte a la vista de que en esta fase preliminar del proyecto aún no ha sido instalada la torre meteorológica, se solicitó los datos de una estación meteorológica virtual los cuales mejoran la comprensión del recurso eólico de la zona al integrar series temporales de datos climatológicos para un año tipo en una de las posiciones evaluadas. Todos estos recursos fueron posteriormente refinados con el Software OpenWind Enterprise, el cual concentra todos los datos descritos y añade las influencias locales de la topografía de la región, la rugosidad y otros condicionantes relacionados como los ángulos de influencia o el efecto del cizallamiento sobre la producción del aerogenerador, todo ello a una resolución de 50 metros.

El Recurso Eólico de la isla de Fuerteventura presenta un comportamiento muy marcado por su situación geográfica y sus condiciones orográficas, siendo la dirección predominante del viento muy estable de componente Noreste - Nornordeste. Sólo se producen cambios de dirección en situaciones atípicas (principalmente borrascas), esto se puede observar en la siguiente rosa de los vientos obtenida para una estación meteorológica virtual (VMM) situada en una de las posiciones analizadas (Posición 2 de Montaña de Gran Tarajal):

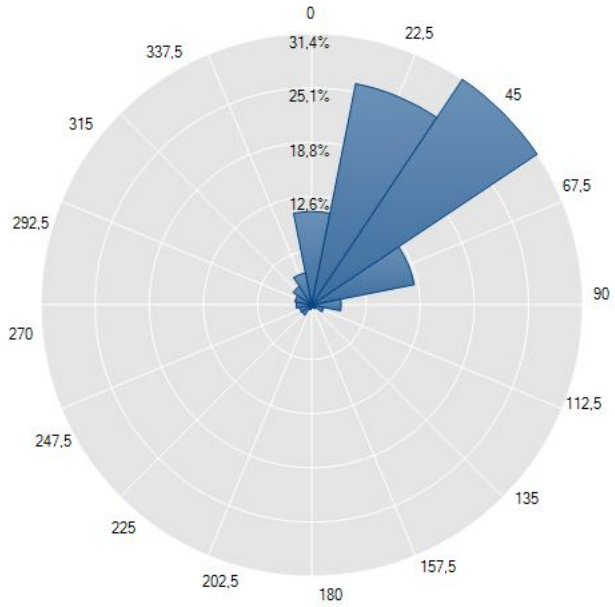


Ilustración 40 Dirección predominante del viento en la región próxima a Gran Tarajal

Dentro del Término Municipal de Tuineje no hay grandes diferencias en lo que a velocidad media del recurso eólico se refiere, promediándose anualmente velocidades de entre los 6 y 7 m/s para alturas comprendidas entre los 60 y 80 metros. La influencia estacional de los alisios en la región hacen que la velocidad media del viento sea dispar por meses, así pues los meses de mayor recurso serían Agosto y Julio promediándose velocidades de 8,9 m/s, y los de menor recurso serían Diciembre y Enero, con una velocidad media de 6,5 m/s.

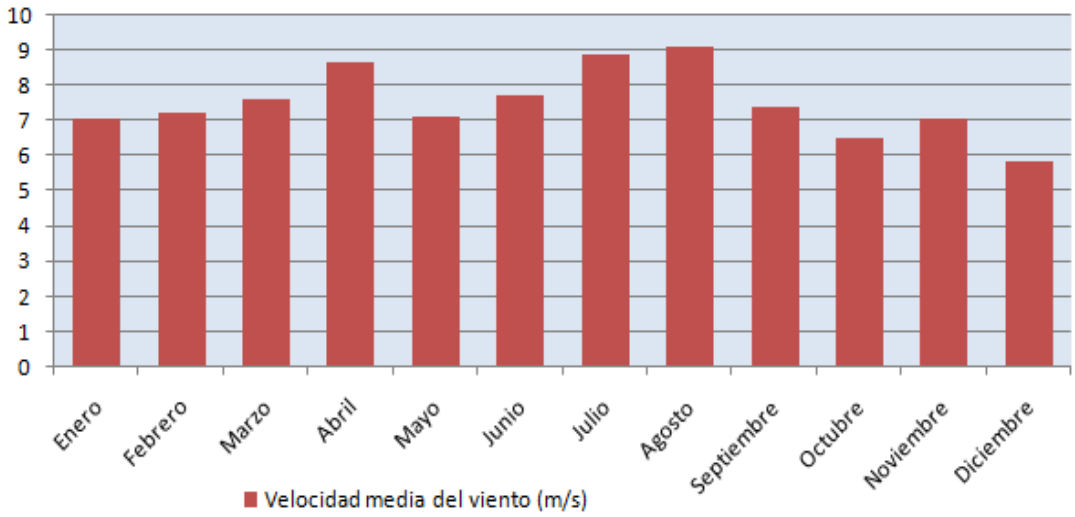


Ilustración 41 Velocidades media del viento en las regiones próximas a Gran Tarajal

No obstante tal como se puede apreciar en la siguiente ilustración, en las proximidades a la región costera de Gran Tarajal se generan aceleraciones del recurso eólico como consecuencia de las cadenas montañosas existentes:

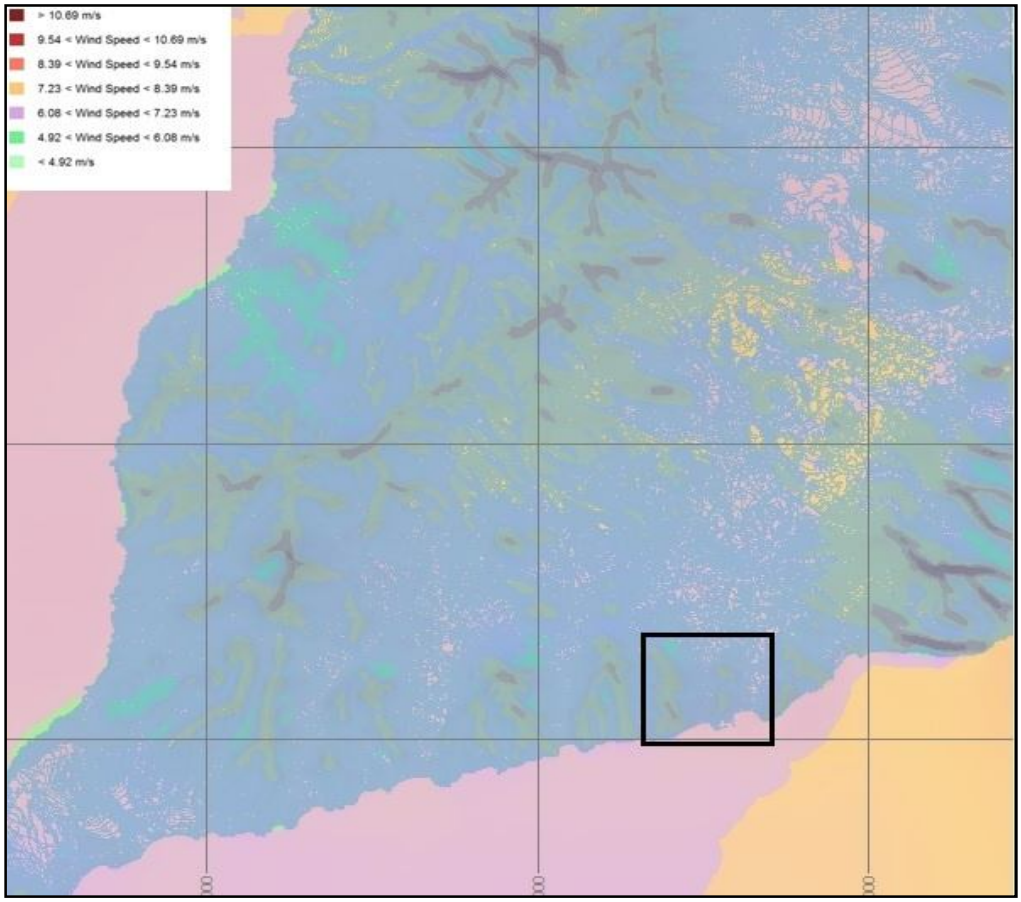


Ilustración 42 Mapa eólico de la región analizada a 80 metros de altura (25 x 25 km)

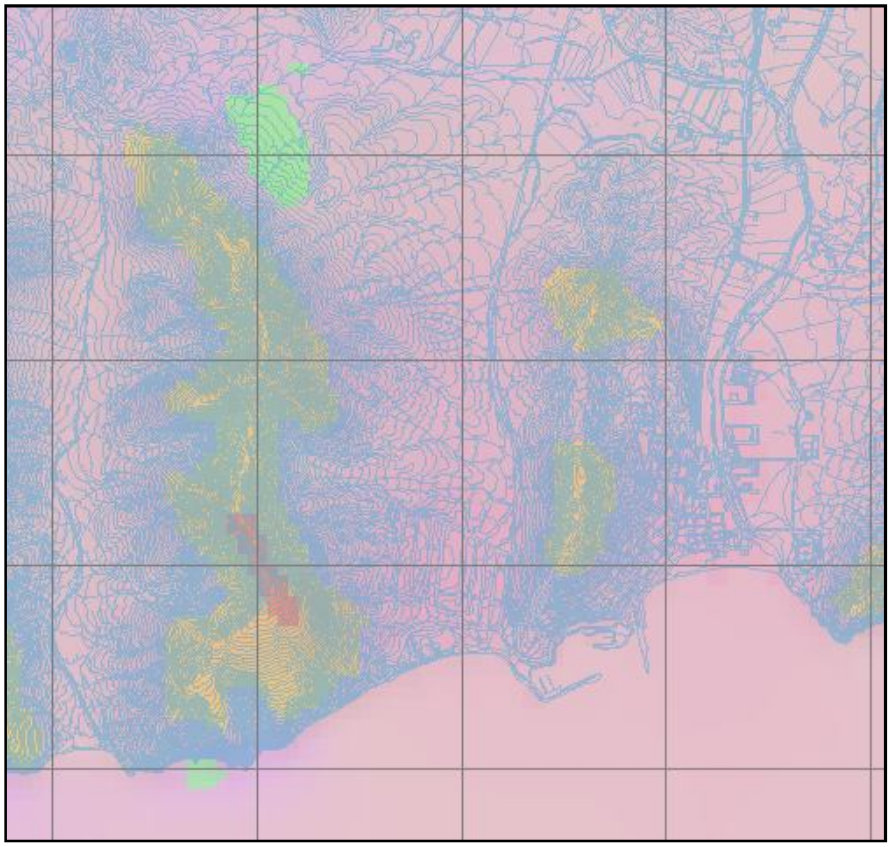


Ilustración 43 Zoom sobre la zona a estudio de Gran Tarajal a 80 metros

En estas cadenas montañosas el viento sufre una aceleración por efecto de la orografía, siendo puntos de gran interés para la instalación de parques eólicos, tal como se ha demostrado en otros proyectos ya ejecutados en Canarias, puesto que maximizan la producción de los aerogeneradores siendo las velocidades medias anuales del viento superiores a zonas de llanura.

También podrían ser puntos de gran interés para la instalación de parques eólicos las ubicaciones situadas en llanuras entre cadenas montañosas, donde dependiendo de la dirección del viento se puede producir una canalización del aire como consecuencia de que los cambios energéticos necesarios para acelerar el flujo del aire alrededor de un obstáculo son menores que los requeridos para superar dicho obstáculo por altura (energía potencial), generando un efecto túnel entre cadenas montañosas. No obstante los aerogeneradores deberían ubicarse a una distancia suficientemente elevada con respecto a las laderas evitando los efectos turbulentos que allí se producirían:

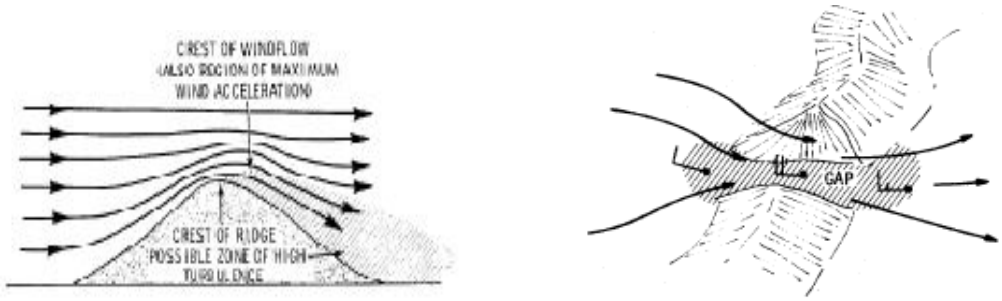


Ilustración 44 Zonas de interés para la ejecución de parques eólicos

En cualquier caso no todas las cadenas montañosas son aptas para la ejecución de parques eólicos. A las dificultades técnicas, ambientales y normativas ya estudiadas a lo largo del apartado 6, hay que añadir el problema de las turbulencias, y es que en zonas demasiado escarpadas o accidentadas se suelen producir vórtices donde el viento cambia de forma rápida sus condiciones de presión y velocidad, lo que afecta de manera muy negativa a los aerogeneradores, anulando cualquier ventaja existente de mayor velocidad de viento. Por esta razón en este apartado se valorará cada posición propuesta a fin de descubrir cuál es la opción idónea desde el punto de vista del recurso eólico y por ende la eficiencia de la instalación.

De las siete posiciones estudiadas cinco se encuentran en partes altas de cadenas montañosas y dos en posición de llanura (concretamente las propuestas de Valle del Aceituno).

A continuación partiendo de los mapas eólicos generados para alturas de 60 metros y 80 metros en la región de Tuineje, se simula con el Software OpenWind Enterprise las capacidades de producción que se obtendrían para un mismo modelo de máquina en los emplazamientos preseleccionados. Para este cálculo energético se opta por dos modelos de máquina con distinto rango de potencia, una de 2.000 kW y altura de buje a 80 metros (Vestas V90) y otra con una potencia de 800 kW y altura de buje a 60 metros (Enercon E53). Se exponen los resultados obtenidos a continuación:

RESUMEN DE RESULTADOS ENERGÉTICOS (MODELO 2.000 kW)							
ZONA*	POSICIÓN	ENERGÍA NETA (MWh)	HORAS EQ. (Heq)	VELOCIDAD VIENTO (m/s)	FACTOR CAPACIDAD (%)	CLASE IEC	INCERTID. (m/s)
1	1	7.587	3.794	7,5	43%	IIIC	0,49
	2	5.779	2.913	6,7	33%	IIIC	0,24
2	1	9.916	4.958	8,8	57%	IIC	0,66
	2	9.699	4.849	8,8	55%	IIC	0,67
	3	9.296	4.648	8,4	53%	IIC	0,64
3	1	4.582	2.291	6,2	26%	IIIB	0,43
	2	5.164	2.582	5,2	30%	IIIB	0,36

Tabla 23 Resumen de resultados energéticos (Modelo 2.000 kW)

RESUMEN DE RESULTADOS ENERGÉTICOS (MODELO 800 kW)							
ZONA*	POSICIÓN	ENERGÍA NETA (MWh)	HORAS EQ. (Heq)	VELOCIDAD VIENTO (m/s)	FACTOR CAPACIDAD (%)	CLASE IEC	INCERTID. (m/s)
1	1	2.957	3.704	7,5	43%	IIIC	0,52
	2	1.994	2.493	6,4	28%	IIIC	0,25
2	1	3.913	4.891	8,6	56%	IIC	0,68
	2	3.802	4.753	8,8	54%	IIC	0,69
	3	3.607	4.509	8,4	51%	IIC	0,65
3	1	1.515	1.896	5,9	22%	IIIB	0,42
	2	1.749	2.186	6,1	25%	IIIB	0,36

Tabla 24 Resumen de resultados energéticos (Modelo 800 kW)

* Zona: 1 Montaña de Gran Tarajal, 2 Montaña de la Laja, 3 Valle del Aceituno.

Desde el punto de vista del recurso eólico, las opciones de mayor interés son las propuestas que se ubicaría en Montaña de la Laja, siendo la posición de mayor potencia eólica la ubicada en cercanías a la costa. La razón fundamental por la que se ha generado este resultado es que esta colina es la más alta de las existentes en la zona, coronando puntos entre los 255 y 300 metros de altura. A su vez, en estos emplazamientos las posiciones de mayor potencial son las zonas más cercanas a la costa ya que también presentan mayor altura con respecto al resto de propuestas.

Seguidamente se encuentran los emplazamientos de Montaña de Gran Tarajal, donde la altura es de 160 metros para la posición 1 y de 50 para la posición 2, produciéndose efectos idénticos a los comentados en el párrafo anterior para Montaña de la Laja.

Ya por último las opciones de menor interés son las evaluadas en el Valle del Aceituno. En este caso, la posición 1 se encuentra a mayor altura que la posición 2 (P1: 109 metros; P2: 70 metros), sin embargo se obtuvo mejores resultados para la posición 2. Claramente la posición 1 está bajo la influencia de flujos turbulentos debidos a la cercanía de esta zona con respecto a Montaña de La Laja (aproximadamente 250 metros). Por el contrario la posición 2 se ubica justo en medio de las dos colinas.

Se concluye a la vista de los resultados que las regiones de mayor potencial eólico son aquellas que se ubican en las colinas más altas, si bien son estas a su vez las más inaccesibles para la instalación de un parque eólico. Por otra parte se comprueba que en cercanías a la costa el recurso eólico tiende a ser mayor aunque presenta el gran inconveniente de que suelen ser las zonas más transitadas por la avifauna protegida y más cercanas a los núcleos poblacionales.

En términos generales los emplazamientos de Montaña la Laja han promediado unas 4.770 horas teóricas equivalentes de producción. Por su parte en Montaña de Gran Tarajal se han alcanzado las 2.703 horas y en Valle del Aceituno 2.240 horas.

Un aspecto de gran relevancia que también debe ser considerado en la selección del emplazamiento es la altura de buje del aerogenerador. Por efecto de cizallamiento, la velocidad del viento tiende a aumentar en relación con la altura puesto que el rozamiento con la superficie terrestre genera una reducción de la velocidad del viento. En este caso no se han detectado impedimentos técnicos, como por ejemplo limitaciones debidas a servidumbres aeronáuticas, que obliguen a reducir la altura del aerogenerador, recomendándose por tanto que la opción adoptada proponga la mayor altura de buje posible de acuerdo con las opciones ofertadas por el fabricante.

Para finalizar conviene tener en cuenta que los modelos aquí desarrollados a pesar de haberse intentado afinar lo máximo posible en la solución final requieren de una verificación tácita con datos reales medidos en el emplazamiento a partir de una torre meteorológica, la cual se recomienda instalar al menos durante un año en la posición definitivamente seleccionada para la instalación del aerogenerador.

8. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE EMPLAZAMIENTO IDÓNEA

En los apartados 6 y 7 se han evaluado **tres zonas geográficas** en función de catorce aspectos de alta relevancia en la selección del emplazamiento de un parque eólico. Adicionalmente a medida que se iba ejecutando el análisis se fueron descubriendo hasta **siete posiciones** en el cómputo total de las tres zonas donde existía mayor factibilidad para la instalación del aerogenerador.

Tras el análisis se puede concluir que existen emplazamientos que presentarían un menor impacto manteniendo unos niveles de producción energética considerables para el ámbito de parque eólico en régimen de autoconsumo.

En la matriz adjunta a continuación se valora de forma objetiva los emplazamientos propuestos. Para ello se puntúa de 0 a 10 cada posición en función del cumplimiento del criterio. Por otra parte asumiendo que no todos los criterios tienen la misma importancia, se han jerarquizado los mismos en función de su relevancia, obteniéndose con la suma total del conjunto de criterios el 100%. La fila "total" se obtiene aplicando la siguiente expresión matemática:

$$Nota\ del\ emplazamiento = \sum (Ic\ (x)\ x\ Cc(x))$$

MATRIZ DE EVALUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO IDÓNEO								
CRITERIO	IMPORTANCIA DEL CRITERIO (Ic)	CUMPLIMIENTO DEL CRITERIO (Cc)						
		MONTAÑA GRAN TARAJAL		MONTAÑA LA LAJA			VALLE ACEITUNO	
		1	2	1	2	3	1	2
Ordenación Territorio	5%	6	6	4	4	4	8	8
ENP	5%	7	7	8	8	8	8	8
ZEC	5%	6	8	6	6	8	8	8
ZEPA	5%	7	7	8	8	8	8	8
Interés histórico	4%	8	8	8	8	8	8	8
Serv. aeronáuticas	2%	8	8	8	8	8	8	8
Proximidad P.E	2%	8	8	8	8	8	8	8
Poblaciones	10%	3	9	6	7	8	5	5
Accesibilidad	12%	6	8	4	3	0	9	9
Recurso eólico	12%	7	6	9	8	7	4	5
Impacto Acústico	10%	4	8	7	8	8	4	4
Impacto visual	9%	4	5	3	3	2	7	8
Shadow Flicker	8%	3	8	5	6	4	9	9
Total	**100%**	**5,5**	**7,3**	**6,2**	**6,3**	**5,7**	**6,9**	**7,1**

Tabla 25 Matriz de evaluación del emplazamiento idóneo

A priori se ha jerarquizado los criterios en función de su cercanía en términos generales con el límite de cumplimiento, por esa razón el criterio de proximidad a parques eólicos o las servidumbres aeronáuticas son los de menor puntuación. Por otra parte se consideran vitales para la ejecución del proyecto los indicadores técnicos y medioambientales de accesibilidad al parque eólico, recurso eólico, cercanía a la población e impacto acústico y visual.

Conforme a los resultados obtenidos en el análisis, en la siguiente tabla se exponen las coordenadas de los emplazamientos con mayor interés para la instalación del parque eólico:

COORDENADAS DE LOS EMPLAZAMIENTOS IDÓNEOS				
INTERÉS	**POSICIÓN**	**ABSCISA**	**NORTE**	**ALTURA**
1	Posición 2: Montaña de Gran Tarajal	595.897mE	3.122.850 mN	50 m
2	Posición 2: Valle del Aceituno	594.726 mE	3.122.716 mN	70 m
3	Posición 1: Valle del Aceituno	594.331 mE	3.122.796 mN	109 m

Tabla 26 Coordenadas de los emplazamientos idóneos

Por todo ello el **emplazamiento seleccionado será la posición 2 de Montaña Gran Tarajal**, justificándose por las siguientes razones:

1. **Recurso eólico**: Según el estudio del recurso eólico de la zona, el emplazamiento analizado promedia velocidades de viento de 6,7 m/s a una altura de 80 metros, lo que permitiría la obtención de unos 5.779 MWh/año con la instalación de un aerogenerador tipo de entre 1,6 y 2 MW de potencia, producción óptima para el consumo al que se asocia. Adicionalmente sus condiciones geográficas permiten la incidencia directa del viento en la dirección predominante del viento ya que no existen obstáculos en la zona.

2. **Accesibilidad**: De las siete alternativas evaluadas ésta es la opción más viable, sólo siendo necesaria la ejecución de un vial de 165 metros, puesto que se aprovechan las infraestructuras ya existentes hasta cercanías de la posición. Por otra parte las carreteras a ejecutar podrían construirse cumpliendo con los condicionantes de pendiente, anchura y tamaño de curva requeridos para el transporte de elementos pesados.

3. **Población**: La zona habitada de mayor cercanía se ubica en los aledaños de la Montaña de Gran Tarajal, a una distancia de 1.029 metros, por lo tanto cumple sobradamente con las condiciones exigidas en el Decreto 6/2015. De las tres alternativas de mayor interés ésta es la mejor posicionada.

4. **Impacto acústico**: Muy en relación con el aspecto anterior, este emplazamiento presenta un impacto acústico de 41,7 dB en el peor de los casos (vivienda habitada más próxima), cumpliendo con todos los requisitos exigidos en la Ley del Ruido y por extensión en las Ordenanzas Municipales de Tuineje.
5. **Proximidad a parques eólicos**: La distancia existente hasta el parque eólico más cercano es de aproximadamente 12 km, por lo que se cumple lo establecido en el Decreto 6/2015.
6. **Servidumbres aeronáuticas**: El municipio de Tuineje se encuentra afectado por servidumbres aeronáuticas y por tanto será necesaria la tramitación administrativa ante AESA. No obstante la instalación quedaría fuera del cono de aproximación y de la influencia de radioenlaces y radiobalizas, con distancias superiores a los 7 km, por lo que no habrá limitaciones técnicas en este sentido.
7. **Ordenación del territorio:** Según lo evaluado Montaña de Gran Tarajal está clasificada como zona Ba.2, siendo el suelo compatible con la instalación de parques eólicos. Además dicha posición se encuentra en el ámbito de Suelo Rústico No Protegido según las normas subsidiarias de Tuineje, por lo que no existirían impedimentos desde la vertiente normativa municipal.
8. **ENP**: El Espacio Natural Protegido más cercano es el Malpaís Grande con una distancia de 4,4 km, valor superior a lo recomendado en la normativa canaria.
9. **ZEC**: La Zona de Especial Protección más cercana es el ZEC marino de Pozo negro, la cual se ubica a una distancia de 2,2 km, valor superior a lo recomendado por la normativa canaria.
10. **ZEPAS**: Según la Directiva Hábitats, la Zona de Especial Protección para las Aves más cercana coincide con los límites geográficos del ENP Malpaís Grande, distancia superior a lo recomendado en la normativa canaria.
11. **Sitios arquitectónicos y de interés histórico**: No hay constancia de la existencia de yacimientos o sitios de interés histórico en la zona a estudio.
12. **Impacto visual**: Teniendo en cuenta la calidad paisajística y la accesibilidad visual del emplazamiento, ésta sería la posición elevada con menor impacto visual.
13. **Shadow Flicker**: Con el modelo ejecutado se comprobó que el parpadeo de la sombra provocado por el parque eólico fuera inferior a las recomendaciones y normativas internacionales aprobadas para el peor de los casos (zonas habitadas más cercanas). Así pues la exposición máxima anual no supera las 4 horas y

media al año en periodos siempre inferiores a 24 minutos, encontrándose por tanto bajo los límites marcados en otros países donde sí se tienen en cuenta sus efectos.

Se representan en las siguientes imágenes el emplazamiento seleccionado.

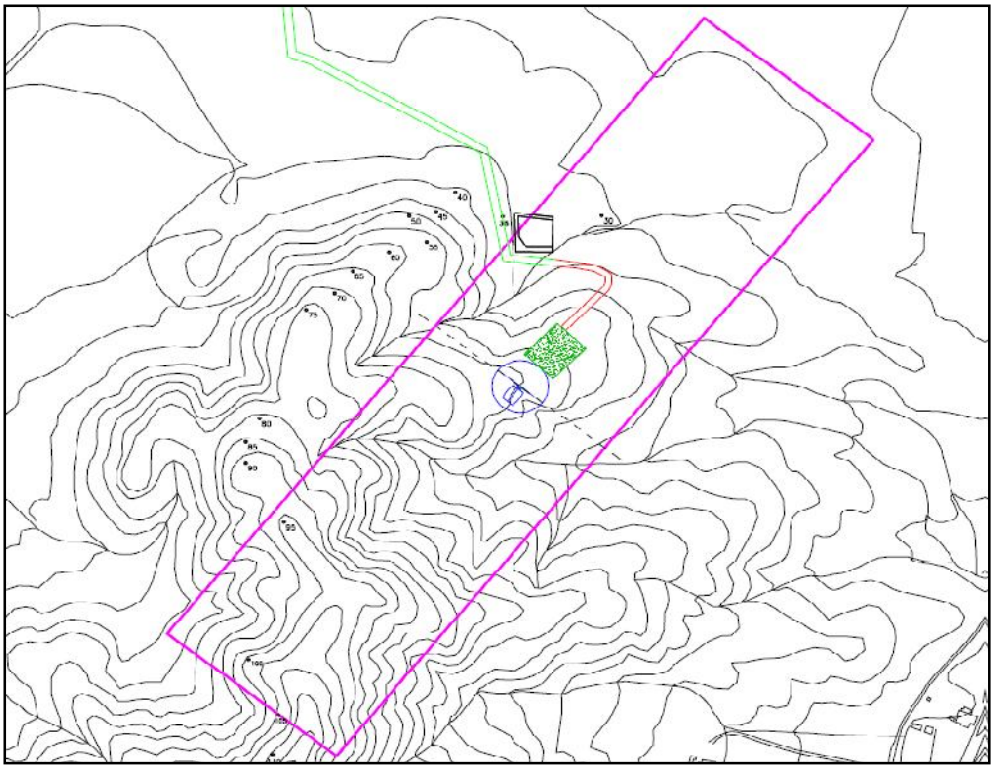


Ilustración 45 Emplazamiento seleccionado P.E Gran Tarajal (Planos)

Ilustración 46 Emplazamiento seleccionado para el P.E Gran Tarajal (Google Earth)

Por otra parte se ha realizado una consulta descriptiva y gráfica de los datos catastrales del emplazamiento y de la naturaleza de los bienes inmuebles rústicos afectados, adjuntándose a continuación los resultados:

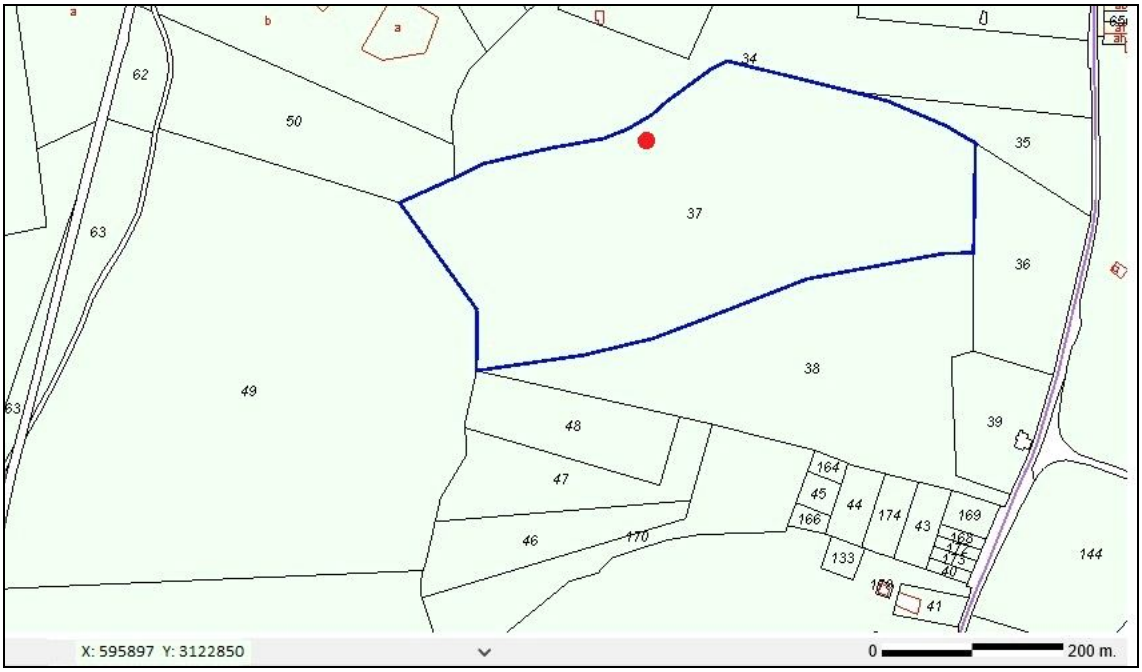


Ilustración 47 Referencia catastral (Posición analizada)

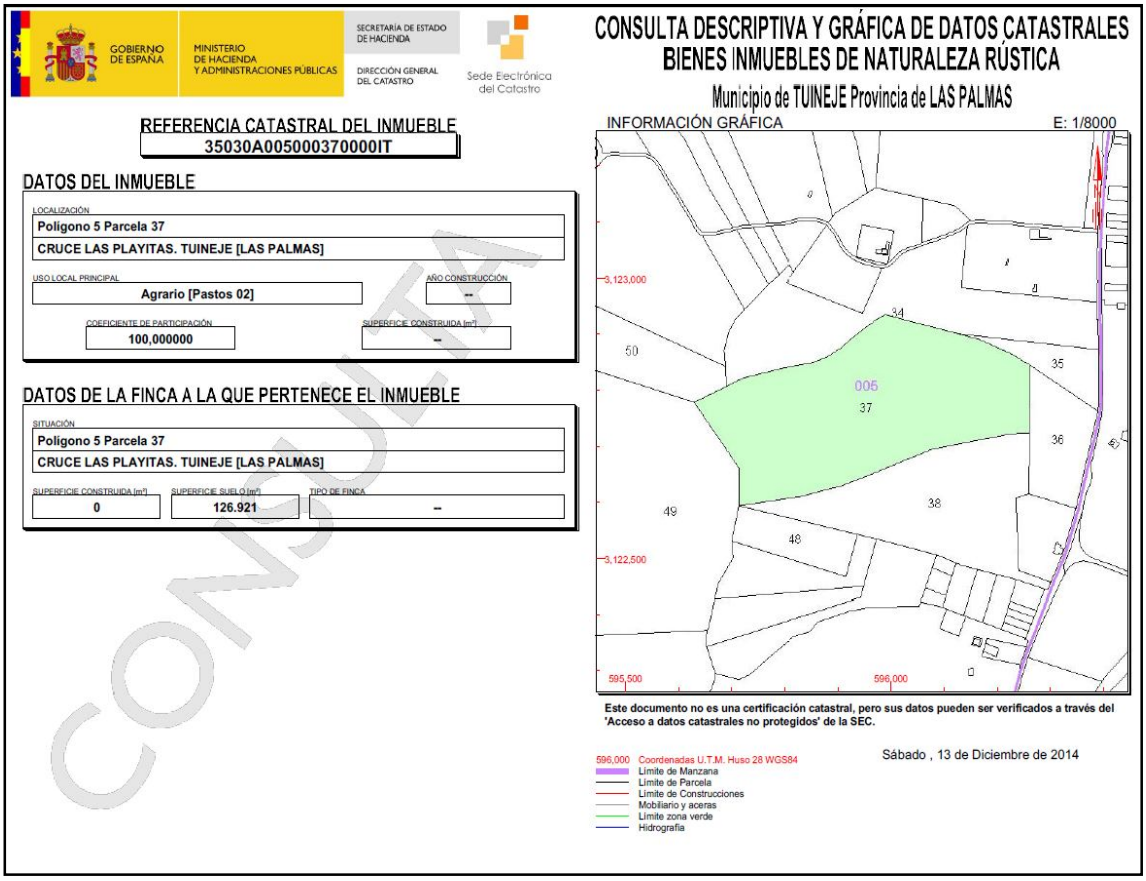


Ilustración 48 Resultados de la consulta catastral en la finca

A pesar de que se haya seleccionado para la instalación del parque eólico **la Parcela 37 del Polígono 5 en el Cruce de Las Playitas del Término Municipal de Tuineje**, también serían viables otras parcelas situadas en sus inmediaciones tales como la Parcela 34 o la Parcela 38 por condiciones de pendiente máxima y límites técnicos de estas características.

En cualquier caso hay que tener presente que la selección de una parcela superior exigiría el paso de la carretera de acceso por otras parcelas tales como la 37, de ahí que se haya preseleccionado este emplazamiento en el informe.

Si bien la parcela tiene una extensión de 126.921 m^2, sólo se requería la superficie afectada por la instalación del parque eólico (en torno a 4.000 m^2) y el acceso que hasta esta instalación se ejecutaría (descrito en el apartado 8.15). Para más información puede consultarse en plano 5 “Vista en planta y área de afección del parque eólico” y el plano 19 “Cartográfico (Referencias catastrales)”.

Desde el punto de vista del planeamiento municipal de Tuineje, **las normas subsidiarias vigentes estipulan como uso compatible las construcciones vinculadas a explotaciones agrarias.** Se entiende por instalaciones vinculadas “las viviendas destinadas a residencia de propietarios o trabajadores de una finca agrícola en explotación. Los corrales o estables que sin tener carácter de explotación ganadera, por su dimensión y características sirvan como complemento de la economía agrícola. Los locales destinados a almacenamiento de aperos. Los locales e **instalaciones destinadas a la infraestructuras de extracción y almacenamiento de agua, desalinización, producción de energía eléctrica**, riego u otros.”

En lo referente a la tramitación del parque eólico el Decreto 6/2015, de 30 de Enero, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias **ordena que para la presentación de solicitudes de tramitación administrativa, el promotor debe justificar que existe disponibilidad de terrenos para la implantación del proyecto contándose de la misma forma con los derechos de suelo y vuelo para la implantación de los aerogeneradores y el resto de las instalaciones que constituyen el parque eólico**. **No obstante según su artículo 5, esta obligación no sería exigible para las líneas de evacuación necesarias para la conexión del parque eólico con la red de transporte o distribución**.

9. DIMENSIONAMIENTO INICIAL DEL PARQUE EÓLICO

El parque eólico asociado a la planta desaladora Gran Tarajal estará formado por un aerogenerador acorde con los requerimientos manifestados en el apartado 5.4 del presente documento. Teniendo en cuenta que el peticionario es un ente público, el Servicio de Planificación de Obras y Ordenación Rural perteneciente a la Dirección General de Agricultura y Desarrollo Rural del Gobierno de Canarias**, el proyecto deberá servir de base para concurrencia pública de fabricantes de aerogeneradores**. De este modo, no se seleccionará una marca y modelo determinada, **sino que en su defecto se definirán las características técnicas generales que debería reunir la opción seleccionada**.

Por otra parte para entregar la energía producida por el aerogenerador se prevé la ejecución de una línea subterránea de media tensión a 20 kV que conectaría el transformador instalado en la torre soporte del aerogenerador con el ubicado en la planta desaladora, con número de identificación C200.326 “Potabilizadora”. El esquema de enlace será de línea de conexión directa.

En este apartado se analizarán los distintos medios técnicos necesarios para el correcto funcionamiento de las instalaciones así como sus características principales.

9.1. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

Inicialmente se realiza una prospección de las tecnologías de aerogeneradores existentes en el mercado actual para potencias inferiores a 2.300 kW, acorde con el punto 5.4 del presente documento. Se recogen en la siguiente tabla aspectos claves para la toma de decisión tales como las dimensiones, envergaduras, tipo de generador o clase IEC de viento:

MARCAS Y MODELOS ACORDES CON EL AEROGENERADOR TIPO						
MARCA	**MODELO**	**POTENCIA**	**ALTURA BUJE**	**DIÁM. ROTOR**	**CLASE IEC**	**GENERADOR**
Enercon	E48	**800 kW**	50/60/75/76 m	48 m	IIA	Síncrono
Enercon	E53	**800 kW**	60/73/75 m	53 m	S	Síncrono
Gamesa	G52	**850 kW**	44/55/65 m	52 m	IA	Asinc. D.A
Gamesa	G58	**850 kW**	44/49/55/65/74 m	58 m	IIA/IIIB	Asinc. D.A
Enercon	E44	**900 kW**	45/55/65 m	44 m	IA	Síncrono
WiWind	WWD-1	**1.000 kW**	70 m	60 m	IIIA	Síncrono
DeWind	D6	**1.250 kW**	65/68/91,5 m	62/64 m	IIA	Asinc. D.A
Acciona	AW1500	**1.500 kW**	60/71,5/80 m	70/82 m	IA/IIA	Asinc. D.A
GE	1,6-100	**1.600 kW**	60/80/100 m	100 m	IIA	Asinc. D.A

GE	1,7-100	**1.700 kW**	60/80/100 m	100 m	IIA	Asinc. D.A
Vestas	V90	**1.800 kW**	80/95/105 m	90 m	IIA	Asinc. D.A
Enercon	E82	**2.000 kW**	78/85/98/108/138 m	82 m	IIA	Síncrono
Gamesa	G80	**2.000 kW**	60/67/78/100 m	80 m	IA	Asinc. D.A
Gamesa	G87	**2.000 kW**	60/67/78/90/100 m	87 m	IA/IIA	Asinc. D.A
Gamesa	G90	**2.000 kW**	55/60/67/78/90/100 m	90 m	IA/IIA	Asinc. D.A
Gamesa	G97	**2.000 kW**	78/90/100/104/120 m	97 m	IIA/IIIA	Asinc. D.A
Vestas	V90	**2.000 kW**	80/95/105 m	90 m	IIIA	Asinc. D.A
Servion	MM100	**2.000 kW**	74,5/76,6/80/100 m	100 m	IIB	Asinc. D.A
Servion	MM82	**2.050 kW**	59/68/80 m	82 m	IA	Asinc. D.A
Servion	MM92	**2.050 kW**	64/68/80/100 m	92 m	IIA	Asinc. D.A
Enercon	E70	**2.300 kW**	57/64/85/98/113 m	70 m	IIA	Síncrono
Enercon	E82	**2.300 kW**	78/85/98/108/138 m	82 m	IIA	Síncrono

Tabla 27 Marcas y modelos acordes con el aerogenerador tipo

Las fichas características de las principales opciones han sido resumidas en el anexo III. La tendencia del mercado en los últimos años ha sido la búsqueda de soluciones técnicas que permitan el incremento de la potencia instalada por unidad de superficie, lo que ha motivado la renovación del catálogo comercial de los principales fabricantes de aerogeneradores a nivel mundial.

Teniendo en cuenta los consumos energéticos esperados en el centro y la normativa vigente, serán candidatos viables los aerogeneradores que ofrezcan **una potencia de entre 1.500 y 2.000 kW,** tal como se demostrará en el apartado 9.3.

9.2. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL PARQUE EÓLICO CON LAS DISTINTAS OPCIONES VIABLES

Tomando como referencia la evaluación de las alternativas existentes en el mercado actual, análisis desarrollado en el apartado anterior, y el estudio del recurso eólico desarrollado en el apartado 7, a continuación se resumen las estimaciones de producción obtenidas por modelo de aerogenerador. Estas estimaciones se han realizado para una probabilidad de ocurrencia del 50% y del 95% siguiendo una distribución de probabilidad Gaussiana tal como se recomienda para el desarrollo de estudios económicos asociados a la producción de parques eólicos:

RESUMEN DE LAS ESTIMACIONES DE PRODUCCIÓN POR AEROGENERADOR						
Modelo	**Potencia (kW)**	**Altura de buje (m)**	**Análisis**	**Energía genera (MWh)**	**Factor de capacidad (%)**	**Horas teóricas equivalentes**
Enercon E53	800	60	P50	1.944	28,4	2.493
			P95	1.456	20,8	1.820

Gamesa G58	850	60	P50	2.154	28,7	2.534
			P95	1.551	20,8	1.939
Enercon E44	900	60	P50	1.429	18,1	1.588
			P95	1.024	12,9	1.138
DeWind D6	1.000	60	P50	2.391	27,3	2.391
			P95	1.720	19,6	1.720
Acciona AW1500 77	1.500	60	P50	4.266	32,5	2.844
			P95	3.580	24,0	2.387
Acciona AW1500 70	1.500	80	P50	3.646	27,7	2.431
			P95	2.722	20,7	1.815
Vestas V90	1.800	80	P50	5.683	36,0	3.157
			P95	4.299	27,3	2.388
Enercon E82	2.000	80	P50	5.462	31,2	2.731
			P95	4.069	23,2	2.035
Gamesa G90	2.000	80	P50	5.864	33,4	2.932
			P95	4.421	25,2	2.211
Gamesa G87	2.000	80	P50	7.301	41,6	3.651
			P95	5.706	32,5	2.853
Vestas V90	2.000	80	P50	5.779	32,9	2.890
			P95	4.343	24,8	2.172
Servion MM100	2.000	80	P50	5.438	31,0	2.719
			P95	4.063	23,2	2.031

Tabla 28 Resumen de las estimaciones de producción por aerogenerador

Por cuestiones relacionadas con la eficiencia energética y la rentabilidad de la inversión, se desaconseja la instalación de aerogeneradores con un factor de capacidad inferior al 20%. Este límite mínimo sólo se infringiría con el aerogenerador Enercon E44, el cual presenta una curva característica de clase IA, donde la velocidad media de referencia (10 m/s) es muy superior a la velocidad del viento para la posición estudiada (7,5 m/s).

De la tabla anterior se concluye que la gama comercial existente actualmente en el mercado permitiría cubrir demandas de entre 2.000 y 7.000 MWh/año, siendo lo suficientemente amplia como para elegir la opción más adecuada en este caso. Se representan en el siguiente gráfico las distintas opciones ordenadas por producción anual estimada con una probabilidad de ocurrencia del 95%:

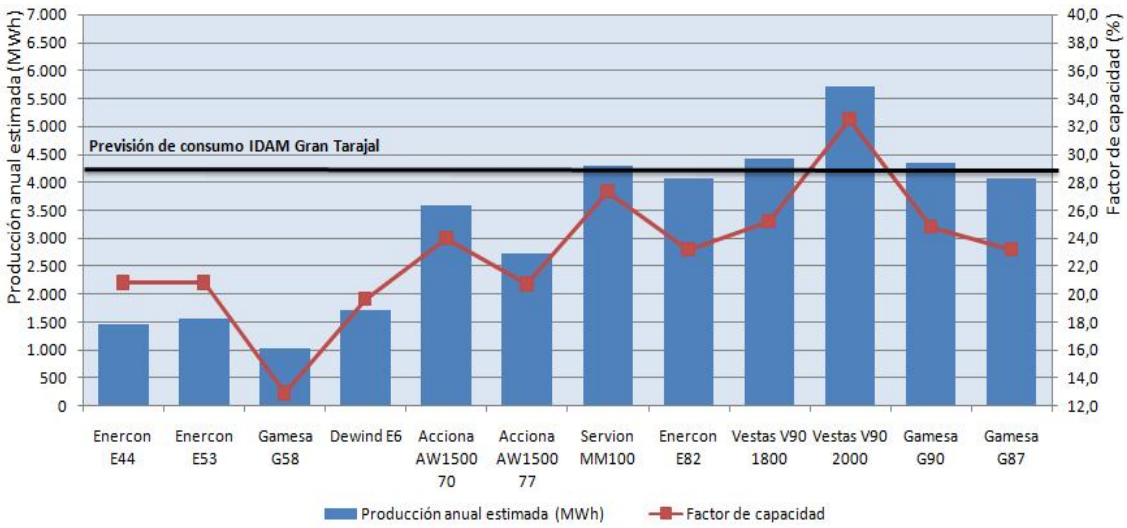


Ilustración 49 Comparación de los distintos modelos de aerogenerador

Si se compara la demanda en la planta desaladora con la capacidad de producción de cada una de las opciones, se llega a la conclusión de que con aerogeneradores de potencia inferior a 1.500 kW será necesario el suministro procedente de la red eléctrica ya que dicha instalación no bastaría para garantizar el consumo requerido por las instalaciones desaladoras. Como se deriva de la siguiente tabla, en el mejor de los casos se alcanzaría un autoconsumo del 65%:

COBERTURA DE LA DEMANDA CON AEROGENERADORES DE POTENCIA INFERIOR A 1.500 kW				
Modelo	**Suministro P.E**		**Suministro red**	
	MWh	**%**	**MWh**	**%**
Enercon E44	1.024	**24%**	3.175	76%
Enercon E53	1.456	**35%**	2.743	65%
Gamesa G58	1.551	**37%**	2.648	63%
Dewind E6	1.720	**41%**	2.479	59%
Acciona AW1500 70	2.722	**65%**	1.477	35%

Tabla 29 Cobertura de la demanda con aerogeneradores de potencia inferior a 1.500 kW

Por el contrario cuando se instalan aerogeneradores de potencia superior a 1.500 kW se alcanzaría el autoconsumo total en prácticamente todo el año y en algunos casos se podría generarse energía excedentaria.

Tal como se describió detalladamente en el apartado 4.2 del presente documento, existe el riesgo de que estos excesos de producción deban ser limitados para evitar la aplicación de penalizaciones económicas conforme a lo establecido en la Ley 24/2014 del sector eléctrico y lo relativo a la aplicación de los peajes de respaldo.

COBERTURA DE LA DEMANDA CON AEROGENERADORES DE POTENCIA SUPERIOR A 1.500 kW				
Modelo	**Suministro P.E**		**Vertido a red o limitación**	
	MWh	**%**	**MWh**	**%**

Acciona AW1500 77	3.580	85%	619	15%
Servion MM100	4.063	97%	136	3%
Enercon E82	4.069	97%	130	3%
Vestas V90 1800	4.199	100%	100	-2%
Vestas V90 2000	4.199	100%	144	-3%
Gamesa G90	4.199	100%	222	-5%
Gamesa G87	4.199	100%	1.507	-36%

Tabla 30 Cobertura de la demanda con aerogeneradores de potencia superior a 1.500 kW

Lo anterior sería aplicable siempre y cuando el Real Decreto de Autoconsumo sea definitivamente aprobado bajo los términos del proyecto de Real Decreto publicado a principios de 2014.

Además la decisión de apostar por un aerogenerador de potencia próxima a 1.500 kW o de 2.000 kW también dependería de la decisión estratégica de la empresa en dos aspectos clave:

1. **Ampliaciones en la IDAM previstas a medio plazo**: En este proyecto se ha considerado que el parque eólico suministraría la energía necesaria para el funcionamiento de las dos líneas de producción de agua desalada de la IDAM Gran Tarajal, las cuales suman una capacidad total de 4.000 m^3/día, y sus infraestructuras asociadas, pero teniendo presente que la vida útil del parque eólico es de en torno a 20 – 25 años, muy probablemente se producirían ampliaciones en las instalaciones desaladoras, abriendo otro panorama económico.

2. **Contratos de suministro a terceros**: El nuevo marco normativo abre la posibilidad a que la energía excedentaria sea vendida a un tercero conforme a un contrato de suministro y bajo unos criterios económicos estipulados por ambas partes.

Si se diera cualquiera de las dos posibilidades, o simplemente el marco normativo por aprobar a corto/medio plazo no contemplara las penalizaciones por vertido a red, lo adecuado sería apostar por modelos de 2.000 kW. En caso contrario la opción de menor riesgo es la propuesta con modelos de potencia sobre los 1.500 kW.

En los gráficos adjuntos a continuación se representa el balance energético mensual que se obtendría en las instalaciones para ambas soluciones técnicas:

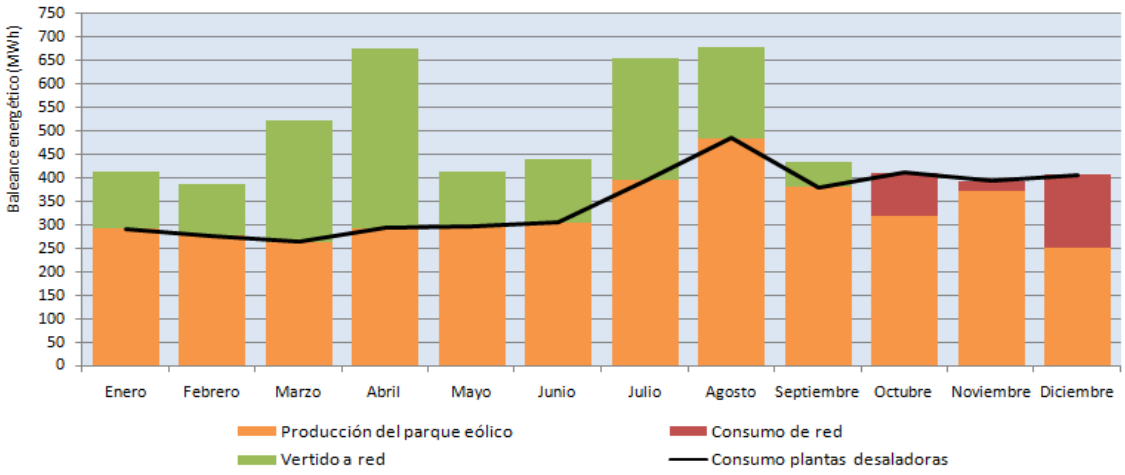


Ilustración 50 Programa de generación/consumo (opción 2.000 kW)

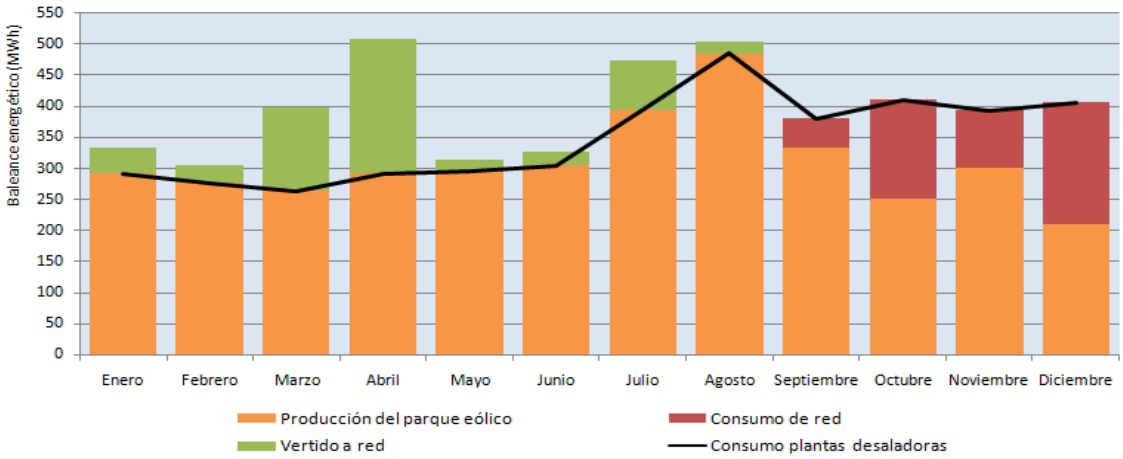


Ilustración 51 Programa de generación/consumo (opción 1.500 kW)

Se puede apreciar que la opción que mejor se ajusta a la demanda prevista en la IDAM con las propuestas de mejora es la de 1.500 kW, donde la energía excedentaria que se generaría sería inferior a un 10% mensual de forma promedio. Este mismo indicador con un aerogenerador de 2.000 kW ascendería al 25%.

Como el aerogenerador previsto a instalar tendrá una potencia superior a 1 MW, el parque eólico estará sometido a las condiciones técnicas exigidas en el Procedimiento de Operación 3.7 de los sistemas eléctricos no peninsulares “Programación de la generación de origen renovable no gestionable”.

A efectos de la presente memoria técnica se considerará que el aerogenerador tendría una potencia máxima de 2.000 kW. Esta medida tiene por objetivo asegurar la instalación del aerogenerador para unos estándares máximos de envergadura y potencia, independientemente del modelo finalmente seleccionado.

En el anexo III se presentan las fichas características de algunos de los modelos evaluados para el desarrollo del presente proyecto.

9.3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Conforme a las necesidades de generación a satisfacer por el parque eólico, las tecnologías de aerogeneradores existentes en el mercado, la normativa vigente y la envergadura máxima instalable en el emplazamiento seleccionado, se establecen a continuación las características generales del aerogenerador a instalar:

- **Potencia del aerogenerador**: Entre 1.500 – 2.000 kW.
- **Tensión de salida del aerogenerador**: Media Tensión (20 kV).
- **Frecuencia**: 50 Hz.
- **Factor de potencia**: 1 (Ajustable).
- **Diámetro de rotor**: Entre 75 – 90 m.
- **Altura máxima de buje**: Hasta 100 metros de altura.
- **Tipo de generador**: Síncrono o asíncrono doblemente alimentado.
- **Disponibilidad del aerogenerador**: 98%.
- **Clase IEC**: Clase IIIC (Análisis detallado realizado en el estudio de potencial eólico).
- **Velocidad de arranque con producción**: 2 – 4 m/s.
- **Velocidad de corte**: 28 – 34 m/s.
- **Sistema de control de potencia**: Regulación Pitch independiente en las tres palas.
- **Torre**: Cónica de acero.
- **Tiempo de frenado hasta parada total**: 15 segundos.
- **Sistemas de freno**: Aerodinámico, de rotor y mecánico.
- **Transformador a pie de torre**.
- **Compatible con sistema de control SCADA**.
- **Adaptable a las exigencias Canarias de respuestas ante huecos de tensión**.
- **Recomendable la existencia de servicio técnico oficial para el mantenimiento del parque eólico en Canarias.**
- **Fabricante con experiencia demostrable en la instalación de parques eólicos en Canarias.**
- **Fabricante con medios técnicos y humanos disponibles para la instalación del parque eólico.**

9.4. GENERADOR ELÉCTRICO

El generador eléctrico tendrá una potencia de entre los 1.500 kW y los 2.000 kW, operando a una frecuencia de 50 Hz. En su selección se valorará el grado de regulación y la estabilidad ofrecida en la red eléctrica, debiendo ser capaz de soportar huecos de tensión ante contingencias tales como cortocircuitos y sobrecargas. En este sentido se recomienda la instalación de generadores Full – Converter o doblemente alimentados:

- **Full – Converter**: Bajo este esquema de funcionamiento, el tren de potencia se conecta directamente al rotor del generador eléctrico mientras que los devanados del estator se acoplan a la red a través de un convertidor, produciéndose un desacople del generador con respecto a la red eléctrica.

  Por otra parte este tipo de generador eléctrico suele disponer de un sistema chopper con el cual se logra disipar la energía que se estuviera produciendo en el generador cuando este no puede ser asumido por la red o incluso ante caídas de tensión o sobretensiones.

  Adicionalmente equipa un sistema de control de frecuencia consiguiendo su control mediante la variación de la energía activa.

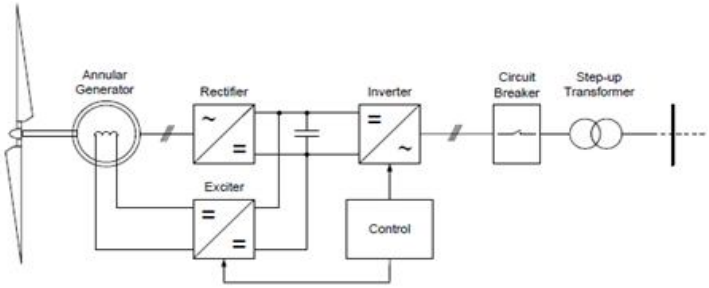


Ilustración 52 Esquema simplificado de generador Full – Converter (Fuente: Enercon)

- **Doblemente alimentado**: Esta es otra tecnología adecuada para los sistemas eléctricos canarios ya que dispone de un convertidor de frecuencia conectado al rotor de la máquina que permite el control de las tensiones y las intensidades al mismo tiempo. Mediante el control de estos dos parámetros se consigue mantener constantemente sincronizada la máquina con la red, aún cuando varía la velocidad del viento.

  Por otra parte se consigue el control de la energía activa y reactiva mediante el control de la amplitud y la fase de las corrientes del rotor. Esta misma estabilidad permite una capacidad de reacción frente a faltas como huecos de tensión.

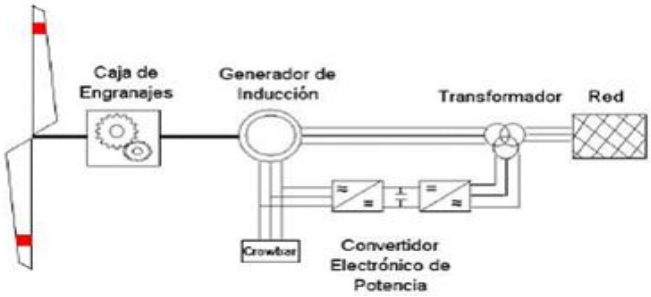


Ilustración 53 Esquema simplificado de generador doblemente alimentado (Fuente: Gamesa)

El conjunto de sistemas del aerogenerador, entre ellos los sistemas de orientación, frenado, hidráulico, cambio de paso, control y acondicionamiento térmico, deberán estar coordinados con las características exigidas para el correcto funcionamiento del generador eléctrico.

Por otra parte será obligatorio que exista un contrato de mantenimiento con el cual se garantice el grado de operatividad más elevado posible de las instalaciones.

9.5. ENVERGADURA

Para este rango de potencia la gama comercial existente presenta alturas de buje comprendidas entre los 55 y los 138 metros, recomendándose la instalación de aerogeneradores con la mayor altura posible. De acuerdo con el análisis de emplazamiento, si bien no existen límites legales que impidan la instalación de aerogeneradores de gran altura, **se aconseja que ésta no exceda de 100 metros por condiciones de impacto visual y dificultades de transporte e instalación**.

A la vista de los modelos que mejor resultado han dado, **el diámetro de rotor se encontrará entre los 75 y los 90 metros**.

9.6. TORRE Y GÓNDOLA

La torre será de acero y tendrá forma troncocónica, compuesta por cuantas secciones sean necesarias para asegurar el transporte y montaje del aerogenerador. A efectos prácticos en los cálculos realizados se ha considerado que las secciones de mayor longitud no superarían los 45 metros. Adicionalmente la torre deberá ir protegida frente a efectos de corrosión tanto en su interior como en el exterior.

En su interior la torre deberá disponer de las correspondientes plataformas, escaleras de servicios, alumbrado de servicio y emergencia así como de los sistemas de recogida de aceite. También dispondrá de los elementos de amarre y guiado de los cables eléctricos y de control del aerogenerador. Salvo que se justifique lo contrario, el

transformador y las celdas de media tensión se instalarán sobre una plataforma dentro de la torre en su parte inferior.

La góndola tendrá un diseño modular para facilitar el transporte y posterior ensamblaje. En las partes con movimientos relativamente elevados se deberán instalar juntas de estanqueidad que eviten el paso del agua y otros agentes externos. Deberá existir una trampilla inferior que conecte con el hueco de la torre para facilitar las operaciones de mantenimiento, siendo de dimensiones homologadas para la reparación y mantenimiento común de las instalaciones.

9.7. PALAS

Estarán fabricadas en matriz orgánica con fibra de vidrio desde la raíz hasta la zona intermedia, y con fibra de carbono en la zona de punta, pudiéndose aceptar otras tecnologías constructivas siempre y cuando se demuestre un grado de seguridad y unas condiciones de operación semejante o más propicia.

Por otra parte las palas deberán estar conectadas al sistema de tierras ejecutado para la protección contra los rayos y deberán existir drenajes que evitan la retención de agua en su interior.

Los rodamientos de las palas deberán contar con un sistema automático de lubricación y estar controlado por un sistema de sensores que garantice su correcta operación. Las uniones del rodamiento con la pala deberán ser atornilladas para facilitar las operaciones de desmontaje y reparación.

9.8. BUJE

Estará atornillado directamente al eje de transmisión debiendo existir en su parte frontal un acceso para la inspección y mantenimiento. Las uniones deberán estar selladas de forma hermética y los elementos internos del rotor se protegerán con el cono el cual estará unido al buje.

9.9. SISTEMA ELÉCTRICO DEL PARQUE EÓLICO

Para aerogeneradores con potencia inferior a 2.000 kW usualmente se suelen emplear generadores los cuales producen a una tensión de 400 V ó de 690 V (dependiente del fabricante), no obstante para minimizar las pérdidas energéticas en el transporte estos aerogeneradores suelen llevar asociado un transformador de potencia, instalado en la góndola o al pie de la torre del aerogenerador elevando la tensión a 20 kV.

En la Comunidad Autónoma de Canarias se exige que para potencias superiores a 6 MW el parque eólico deba conectarse a la red de media tensión a 66 kV. En este caso no se supera dicho límite y por tanto las circunstancias sugieren que la transferencia de energía eléctrica entre el parque eólico y la planta desaladora se realice en media tensión a 20 kV. La línea eléctrica que llega a la planta desaladora procedente del parque eólico debería conectarse al centro de transformación C200.326 “Potabilizadora”.

Por todo ello el sistema eléctrico del parque eólico se puede descomponer en las siguientes partes:

1. Instalación eléctrica de Baja Tensión del Aerogenerador.
2. Centro de transformación del aerogenerador con relación de transformación 400/20.000 V y hasta 2.000 kVA de potencia.
3. Línea eléctrica subterránea de Media Tensión a 20 kV que conecta el parque eólico con el centro de transformación C200.326. Longitud de 3.986 metros.
4. Modificación del centro de transformación C200.326 para la conexión con el parque eólico en media tensión a partir de un conjunto de celdas prefabricadas.

Se exponen las características generales de los elementos preseleccionados en los siguientes subapartados.

9.9.1. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DEL AEROGENERADOR

Existirá una conexión eléctrica en baja tensión que unirá el generador con el transformador elevador. Sabiendo que el generador a instalar podría producir en condiciones nominales 2.000 kW y que la tensión del grupo será trifásica a 400 o 690 V, se producirían intensidades en el circuito de salida de 3.039 ó 1.762 A (dependiente de la tensión) con un factor de potencia superior a 0,95.

Suele ser recurrente el uso de circuitos múltiples con secciones de entorno a 240 mm^2. En este caso se propone dos configuraciones en función de la tensión. Para 400 V se selecciona una configuración de 3x(6x1x240 mm^2) Cu DZ-K (AS), mientras que para 690 V se propone 3x(4x1x240 mm^2) Cu DZ-K (AS). Todo ello bajo los cálculos realizados en la memoria justificativa del proyecto básico.

Antes de la conexión con el centro de transformación existirá un armario de baja tensión de chapa de acero en el cual se instalará un interruptor automático general. Si el aerogenerador produce a 400 V se instalará un interruptor de 3.200 A / 50 kA /400 V, si el aerogenerador produce a 690 V se instalará un interruptor de 2.000 A / 30 kA /

690 V. Las conexiones con esta protección se efectuarán con un conjunto de pletinas de cobre de sección apropiada para soportar las intensidades nominales así como las sobrecargas térmicas y mecánicas previstas ante cortocircuitos. También se instalará un transformador de medida de intensidad.

9.9.2. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DEL AEROGENERADOR

Se tratará de un transformador trifásico de aislamiento seco y auto-extinguible. Los devanados estarán conectados en triángulo en el lado de alta tensión y en estrella en el lado de baja tensión (Grupo Ynd11). El neutro deberá conectarse a tierra.

Se exponen las características generales del mismo:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR DEL AEROGENERADOR	
Elementos	**Requisitos mínimos**
Tensión del primario	400 V
Tensión del secundario	20 kV con regulación +-2,5;+-5%
Potencia	2.000 kVA
Servicio	Permanente
Refrigeración	Aceite sintético especial de silicona. Punto de combustión a 300 ºC
Calentamiento	Aire a 40ºC como máximo, arrollamiento a 65ºC como máximo
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Ynd11
Regulación de tensión	En arrollamiento A.T. mando sobre tapa +/-2,5% + /-5% %.
Tensión de cortocircuito	Referida a 75ºC y a U nominal definida por toma principal: < 6 %.
Peso aproximado	5.300 kg
Placa de características	UNE 20178 y CEI 60726

Tabla 31 Características técnicas del transformador del aerogenerador

El transformador deberá ser instalado o en el interior de la góndola o en la base del aerogenerador en contacto con el suelo y bajo un piso de protección inferior a la puerta de entrada como se muestra en planos.

Será un criterio de selección la minimización de las pérdidas en baja tensión de acuerdo con los cálculos desarrollados en la memoria justificativa. Junto a este se instalará una celda de media tensión en cuyo interior se introducirá un interruptor automático ruptofusible o similar con las siguientes características técnicas:

CELDA DE MEDIA TENSIÓN DEL AEROGENERADOR	
Elementos	**Requisitos mínimos**
Tensión de servicio	20 kV
Tensión de aislamiento	24 kV
Intensidad nominal	400 A

Poder de corte	20 kA
Poder de corte (cresta)	40 kA
Calibre del fusible	125 A
Tipo de Celda	0L + 1P
Conexión a tierra	Automática con apertura del interruptor
Otras funciones	Opción de puesta a tierra de entrada y salida del interruptor.
Frecuencia	50 Hz
Aislamiento	SF6

Tabla 32 Celda de media tensión del aerogenerador

Las conexiones de las líneas de baja tensión con el transformador se realizarán directamente a través de pletinas de cobre desnudo. Por su parte la conexión entre el transformador y la celda de media tensión se realizará con latiguillos de unión de cable de Aluminio Eprotenax H Compact, los cuales en un extremo dispondrán de terminaciones TMF (conexión con transformador) y en el otro conectores separables acodados PMA1 (conexión celda). La conexión entre la celda y la línea directa de evacuación se realizará con conectores separables de tipo T. Las características exactas se exponen en la memoria justificativa.

9.9.3. LÍNEA ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN

La línea de media tensión que une el parque eólico con el centro de transformación C 200.326 estará formado por **un único circuito en punta de 3 x (1x150) mm^2 de aluminio y aislamiento tipo RHZ1-0L 18/30 kV.** Por otra parte la longitud recorrida por el cable será de 3.644 metros.

La intensidad que circularía por la línea sería de 64 A (factor de potencia de 0,90), inferior a la intensidad máxima admisible del cable (245 A) de acuerdo con el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC – RAT 01 a 23.

Por otra parte la caída de tensión que se generaría sería de 118 V, lo que supone un 0,6%, inferior al límite máximo admisible estipulado en la normativa (7%).

La misma zanja que acogerá a la línea de media tensión, servirá para acoger el cable de comunicaciones el cual estará blindado adecuadamente para evitar que se originen interferencias. La separación mínima entre estos dos circuitos será de 0,25 m.

El recorrido se iniciaría en el emplazamiento seleccionado del parque eólico, cuya posición se ha fijado en la **coordenada geográfica UTM Zona 28R, Abscisa 595.897 mE, Norte 3.122.850 mN y cota de altura 50 metros**. Desde allí la línea eléctrica

describiría un trazado paralelo al vial de acceso al parque eólico y la zona conocida como la Fuentita, trayecto sin pavimentar de aproximadamente 1.018 metros donde el conductor irá directamente enterrado:

Ilustración 54 Trazado de la línea eléctrica (Imagen 1/2)

Posteriormente la línea discurriría en paralelo a la carretera Aceitún Me1 directamente enterrada (aproximadamente 2.526 metros) salvo en las zonas que por incumplimiento de razones técnicas de ejecución o aspectos relacionados con cruzamientos y paralelismos no fuera posible, en cuyo caso debería ir en el interior de tubo conforme a las especificaciones expuestas en los planos 8 y 9:

Ilustración 55 Trazado de la línea eléctrica (Imagen 2/2)

En el interior del complejo de desalación el cable discurrirá bajo tubo hasta el centro de transformación C200.326 (aproximadamente 100 metros).

9.9.4. CONJUNTO DE CELDAS PREFABRICADAS PARA CONEXIÓN CON C200.326

La conexión se realizará mediante un conjunto de celdas metálicas blindadas y normalizadas con aislamiento tipo gas SF6. Las celdas a instalar serán las siguientes:

- **Celda 1**: Celda de conexión y medida del parque eólico (Tipo GBC-C).
- **Celda 2**: Celda de protección general del parque eólico (Tipo DM1D).
- **Celda 3**: Celda de medida de tensión de la red (control) (Tipo CME 24).

Las características principales de las mismas serán las siguientes:

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DE LAS NUEVAS CELDAS DEL CT C200.326	
Elementos	**Requisitos mínimos**
Tensión nominal de aislamiento	24 kV
Tensión de servicio	20 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad nominal	400 A
Poder de corte (Corta duración)	16 kA
Poder de corte (Cresta)	40 kA
Tensión de circuitos de control	110 Vcc
Grado de protección	IP – 3X
Tipo de instalación	Interior
Construido según normas	UNE 20.099 y CEI – 298
Aislamiento	SF6
Envolventes	Metálicas blindadas (Normalizadas)

Tabla 33 Características técnicas generales de las nuevas celdas del CT C200.326

Las celdas descritas se instalarán anexas a las existentes en la IDAM, de acuerdo con la justificación realizada en la memoria justificativa y las representaciones desarrolladas en los planos 10 y 20 del proyecto básico.

La línea de evacuación directa se conectará con la celda de medida mediante cable. Una vez se haya procesado la medida, la salida se producirá por la parte inferior de la celda a través de un juego de embarrados que conecta con la celda de protección. La celda de protección del parque eólico se conectará a la derecha con la celda anterior y a la izquierda con la celda de medida de tensión (CME 24), usándose para este caso un juego de barras superiores. La celda de medida de tensión se instalará entre la protección general del transformador 2 y la protección general del parque eólico.

La celda de protección equipará un interruptor automático accionado con relé Sepam S20 de 400 A / 24 kV / 16 kA. El relé será capaz de detectar defectos de tipo 50/51, 50N/51N y medirá corrientes en apertura I1, I2, I3 y Io. Esta protección se conectará con un seccionador a la puesta a tierra.

En la celda de medida se instalarán los siguientes transformadores de medida:

CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA	
TRANSFORMADORES DE TENSIÓN	
Elementos	**Requisitos mínimos**
Cantidad	3 transformadores de tensión
Relación	22.000/Raíz 3 – 110/Raíz 3
Rango	25 VA CL 0,2
TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD	
Cantidad	3 transformadores de intensidad
Relación	150-200/5 A
Rango	15 VA CL 0,2S // 15 VA 5P 20
G. ext.	150%

Tabla 34 Características de los transformadores de medida

Dichos equipos se conectarán a un contador que registrará la generación neta del parque eólico, cruzándose su medida con la energía bruta contabilizada en fronteras de la instalación para su balance.

Ya por último, la celda de control será un módulo genérico de tipo CME 24, siendo su función la sincronización de la tensión entre la red y el aerogenerador con funciones de control. En ella se instalará un interruptor de línea con puesta a tierra y tres transformadores de tensión idénticos a los mencionados en la tabla anterior, los cuales se protegerán con fusibles.

Espacialmente estos nuevos módulos se instalarán en el edificio del centro de transformación C200.326 habiendo espacio suficiente para su colocación. La celda deberá estar debidamente homologada, con marcado europeo y de acuerdo con la norma UNE 60298.

Ilustración 56 Celdas actualmente instaladas en la IDAM

9.10. SISTEMA DE CONTROL (SCADA)

El aerogenerador dispondrá de un sistema de control SCADA para funciones relacionadas con la adquisición de datos y el control de las funciones del aerogenerador. Este sistema de control se puede dividir en tres partes en función de sus componentes:

- **Software SCADA**: Este programa informático permite la supervisión del aerogenerador y el registro de las variables del sistema.
- **Software de control remoto**: Permite que el operador realice configuraciones en modo online, efectuando evaluaciones de datos e incluso pudiéndolos descargar.
- **Software de bases de datos**: Este programa permite el procesamiento y filtrado de los datos en modo offline. Esto último podría realizarse con programas de cálculo tipo hojas de cálculo, no obstante suelen presentar límites de procesado más cercanos que con software especializados en esta materia.

Los principales fabricantes de aerogeneradores que operan en Canarias suelen incluir el sistema de control remoto SCADA y los programas de supervisión y evaluación de serie con la máquina. Para ello se requiere la existencia de una sala de control donde se instalaría un ordenador el cual sólo podría asumir funciones relacionadas con el parque eólico. El centro de mando y control se encontrará en una de las salas existentes actualmente en la IDAM Gran Tarajal, por lo que no será necesaria la ejecución de obras civiles a tal efecto. El puesto contará como mínimo con:

- Ordenador: PC estándar actual (Intel o AMD) de al menos 2 GB y 64 bits. Disco duro de al menos 200 GB.

- Monitor.
- Impresora a color.
- UPS: La capacidad de alimentación mínima deberá ser de 20 minutos.
- Sistema operativo compatible con sistema SCADA.
- Software operativo facilitado por el fabricante.
- Módem telefónico estándar o terminal para la red de telefonía móvil.

El análisis detallado de los requerimientos exigibles ha sido expuesto en el apartado 9 de la memoria justificativa.

La conexión entre el parque eólico y el sistema de control remoto que se ubicará en el centro de control de la planta desaladora, se establecerá a través de una línea de telecomunicaciones genérica de tipo 4 FO 200/230 C dir AD, si bien estará a lo dispuesto por el fabricante finalmente seleccionado. La línea discurrirá en paralelo al circuito de media tensión respetándose una distancia mínima de 0,25 metros, estando ésta blindada y disponiendo de protección contra roedores. Cuando se requiera el paso por tubo se emplearán tubos DN90.

9.11. SEÑALIZACIÓN Y BALIZAMIENTO

De acuerdo con las instrucciones de la Agencia Nacional de Seguridad Aérea (AESA) el aerogenerador se pintará íntegramente en blanco. En el caso de que por condiciones de reducción de impacto ambiental o por circunstancias medioambientales se requiera el uso de otros colores, deberá justificarse adecuadamente ante AESA.

Teniendo en cuenta que la altura de la torre estará comprendida entre los 100 y los 150 metros, se dispondrá por defecto de un sistema de iluminación Dual Media A/ Media B. En su defecto la administración competente en materia de medioambiente puede proponer como solución técnica la instalación de balizamiento tipo Dual Media A/Media C.

SISTEMA DE BALIZAMIENTO SELECCIONADO									
Tipo	Color	Señal	Intensidad cd			Difusión	Intensidad - ángulos		
			500	50-500	<50		-10º	-1º	0º
Media A	Blanco	Destello	20.000	20.000	2.000	3º min	3%	>50%	100%
Media B	Rojo	Destello	N/A	N/A	2.000	3º min	-	<75%	100%

Tabla 35 Sistema de balizamiento seleccionado

La iluminación deberá instalarse en la parte superior de la góndola del aerogenerador. Para alturas hasta los 150 metros no será necesaria la instalación de balizas en las zonas intermedias de la torre.

El sistema deberá estar conectado a un Sistema de Alimentación Ininterrumpida con capacidad para funcionar al menos 12 horas desde el momento en el que se produzca una falta. Su conmutación deberá ser inferior a 15 segundos.

La vida útil de la luz de señalización de obstáculos, la cual no cuenta con sistema redundante, estará registrada y controlada constantemente con el sistema SCADA. En el supuesto de que se produzca el fallo o exista una probabilidad del 5% de esto se generará una señal de alarma de mantenimiento. En ese caso la fuente luminosa deberá ser sustituida en la siguiente revisión técnica.

9.12. CIMENTACIÓN DEL AEROGENERADOR

Para determinar las condiciones técnicas exactas de la cimentación **será obligatorio el desarrollo previo de un estudio geotécnico** con el que se definirá las características portantes del terreno en el emplazamiento seleccionado. Estos datos serán facilitados al fabricante que propondrá una solución conforme a los ensayos de carga desarrollados por este. Como resultado, las zapatas deberán tener una relación peso/resistencia al vuelco apropiado para resistir cualquier esfuerzo que pudiera producirse según la norma particular IEC 61400:2005 y las normas generales en España CTE DB Seguridad Estructural – Cimientos y la EHE 08.

Si bien en esta fase del proyecto aún no se ha desarrollado este estudio, a continuación se describirá las características genéricas de la zapata que se instalaría para un aerogenerador de 2.000 kW, pudiéndose de esta forma estimar los movimientos de tierra necesarios y el presupuesto al que ascendería la inversión en el parque eólico. Posteriormente, cuando estos datos sean conocidos, se deberá calcular detalladamente la cimentación determinando si existen variaciones con respecto a lo aquí establecido.

La cimentación estará formada por dos pedestales superpuestos, uno troncocónico y otro cilíndrico, reduciéndose la resistencia al vuelco con una menor cantidad de hormigón. Las dimensiones aproximadas serán las que se exponen en el siguiente cuadro:

DIMENSIONES DE LA CIMENTACIÓN TIPO	
Elementos	**Requisitos mínimos**
Diámetro exterior pedestal troncocónico en la base	16,0 metros

Diámetro exterior pedestal troncocónico en la coronación	6,2 metros
Altura del pedestal troncocónico en la base	1,1 metros
Altura del pedestal troncocónico en coronación	1,6 metros
Diámetro del pedestal cilíndrico	6,2 metros
Altura del pedestal cilíndrico	0,8 metros

Tabla 36 Dimensiones de la cimentación tipo

El tipo de hormigón a emplear dependerá de la resistencia a compresión del terreno ya que para tensiones de 30 N/mm^2 la calidad del hormigón debería ser de C25/30, mientras que para tensiones de 37 N/mm^2 la calidad tendría que ser de C30/37. **La zapata será de hormigón HA-30 y el acero armado será BST 500 S tal como recomiendan los principales fabricantes**.

Los anclajes del fuste del aerogenerador estarán soldados a la estructura del pedestal y conectarán con la virola de anclaje la cual tendrá un diámetro aproximado de 2 metros. Las uniones con la primera sección de la torre se realizarán con bridas de unión diseñadas por el fabricante a tal efecto.

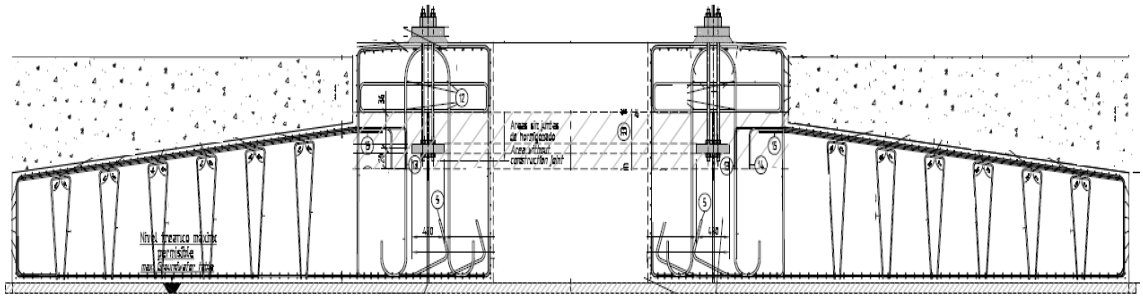


Ilustración 57 Detalle del pedestal del aerogenerador

Para evitar alteraciones en la estructura del terreno tras la excavación y para obtener una zona de trabajo nivelada y limpia, con anterioridad a la ejecución de la cimentación se verterá una capa de hormigón de limpieza HM-15. En el caso de que el agua se filtrara y alcanzara la zona de excavación, habría que bombearla al exterior.

El hormigón deberá ser vertido lo más cerca posible de la zapata para evitar la dispersión del material. El hormigón se arrojará de forma constante debiéndose proceder al vibrado por medios mecánicos. Durante el periodo de curado se protegerá el hormigón para evitar daños causados por el sol, la lluvia o los escombros.

Se calcula que el **volumen de tierra previsto a evacuar en la zapata será de 482,55 m^3**, habiéndose considerado un diámetro exterior de 16 metros y una altura 2,4 metros.

Por debajo de la estructura del pedestal se prevé la instalación de dos tubos que conectarían la base del aerogenerador con el límite exterior del pedestal. Por uno de

estos tubos discurrirá la línea de media tensión que saldría del aerogenerador y por el otro el cable de comunicaciones. De acuerdo con las normas particulares de UNELCO-ENDESA (GE CNL002 – Referencia 6700144), **se instalarán tubos rígidos de polietileno de 200 mm con pared doble (Interior lisa y exterior corrugada).**

Ya fuera del pedestal se instalará una arqueta que conectará el tubo mencionado con la red de media tensión exterior del parque eólico. Según las normas particulares de UNELCO – ENDESA (GE NNH001 – Referencia 6705198) **se usará una arqueta prefabricada de polipropileno de dimensiones 1.400 x 1.500 mm y profundidad 1.500 mm**. La tapa deberá ser modelo A2.

9.13. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN

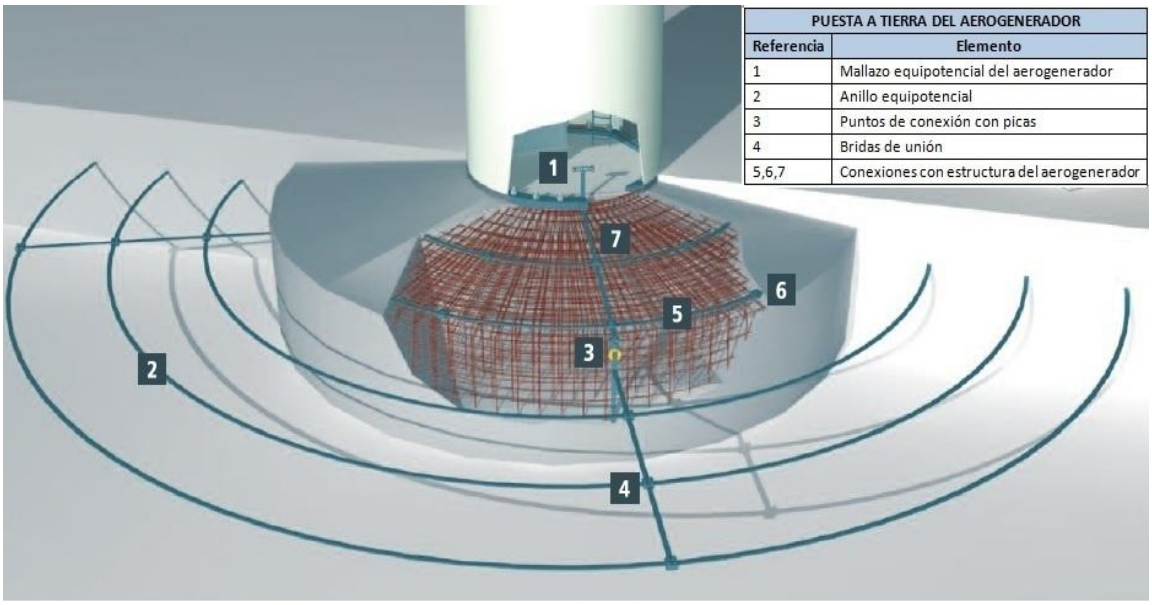
La puesta a tierra seguirá el estándar internacional aprobado por la norma IEC 62305-3 sobre puesta a tierra de aerogeneradores, cumpliendo de forma paralela el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación (MIE-RAT 13) y la UNE 21.185 sobre sistemas pararrayos.

Bajo este criterio existirá un único sistema de puesta a tierra en el aerogenerador, al cual se conectarán los herrajes de alta y baja tensión (celdas de media tensión, armarios de baja tensión, masas del generador, bastidor,…), el neutro del transformador, la puesta a tierra de los seccionadores y uno de los devanados secundarios de cada transformador de medida instalado en éste. La conexión de los diferentes herrajes a los electrodos se hará por cable de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección.

El sistema de puesta a tierra estará formado por cuatro picas de acero cobreado de 3 metros y 17 mm de diámetro enterradas a una profundidad superior a 0,8 metros por debajo de la superficie del terreno. Estas picas se conectarán entre ellas y a su vez a tres anillos concéntricos de cable de cobre de 50 mm^2 situados en puntos exteriores de la zapata a una profundidad inferior al canto exterior de ésta. Por otra parte los anillos equipotenciales estarían unidos por cuatro puntos a la armadura de acero de la estructura de la zapata.

Adicionalmente en la base del aerogenerador se instalará un mallazo electrosoldado formando cuadrículas de 0,3 x 0,3 metros, el cual se conectaría en al menos a 2 puntos con la puesta a tierra de protección para minimizar la tensión de paso interior en el centro de transformación instalado al pie de la torre del aerogenerador.

Los conductores que forman los tres anillos equipotenciales tendrán diámetros de 18 metros, 18,5 metros y 19 metros. Si a esto se le suman los puentes de unión (6 metros) la longitud total del conductor enterrado alcanzaría los 240 metros. Por otra parte se asume que la resistividad del terreno es la propia de zonas cultivables (en torno a 200 Ω m). Aplicando la formulación matemática expuesta en la memoria justificativa para la estimación de la resistencia de puesta a tierra en electrodos combinados de tipo conductor enterrado y pica vertical **se obtiene una resistencia a tierra de 2 Ω con esta configuración.**



PUESTA A TIERRA DEL AEROGENERADOR	
Referencia	Elemento
1	Mallazo equipotencial del aerogenerador
2	Anillo equipotencial
3	Puntos de conexión con picas
4	Bridas de unión
5,6,7	Conexiones con estructura del aerogenerador

Ilustración 58 Puesta a tierra del aerogenerador

Teniendo en cuenta este valor de resistencia de puesta a tierra y sabiendo que la intensidad de defecto máxima en el lado de alta tensión no puede superar 500 A (valor estipulado por UNELCO – ENDESA en función de la tierra de servicio del transformador), se obtiene una tensión de defecto inferior a 1.000 V. Este valor de tensión de defecto es inferior al considerado en el método UNESA como límite para la unión de las tierras de protección y servicio en centros de transformación, **razón por la cual una vez ejecutada la instalación es necesario garantizar que no se sobrepase dicho límite de resistencia de puesta**. Si esto no fuera así se recomienda mejorarla mediante la instalación de cuantas picas de tierra o anillos equipotenciales fueran necesarios, pudiendo ser adecuada la ejecución de un pozo de puesta a tierras con resistividad inferior a dicho valor.

Para mayor seguridad y siempre que fuera posible, en el electrodo PAT se instalará un limitador que evita la aparición de corrientes de defecto superiores a 500 A.

Por otra parte para aumentar la seguridad frente a tensiones de paso y contacto en las inmediaciones al aerogenerador se ejecutará una losa de hormigón de entre 10 a 15 cm de espesor y de 1,5 metros de ancho, a modo de acera perimetral alrededor de la torre del aerogenerador.

Siguiendo los estándares internacionales, los principales fabricantes de aerogeneradores equipan sistemas de protección contra rayos desviando cualquier defecto que pudiera producirse al sistema de puesta a tierra. Además todos los componentes electrónicos del aerogenerador están separados galvánicamente y situados en carcasas metálicas evitando que este tipo de defectos pudieran dañarlos. El propio sistema de control remoto estaría protegido por un módulo de protección especial para las interfaces de datos.

9.14. PLATAFORMA DE MONTAJE

Para garantizar el mayor grado de seguridad posible en el procedimiento de izado del aerogenerador es necesaria la construcción de una plataforma de montaje con la cual se aseguraría el correcto apoyo de la grúa con el terreno y permitiría el acopio de los distintos elementos del aerogenerador con anterioridad a su instalación.

El nivelado de la plataforma de montaje se ejecutará con una capa de árido gruesa (reciclaje o mineral) con granulometría comprendida entre 0 y 32 mm. Previo al desempeño de las funciones se deberá demostrar con ensayos de carga que la presión en la plataforma es superior a 392kN/m2 hasta profundidades de al menos 5 metros, en caso contrario será necesaria la instalación de una zahorra artificial de 30 cm la cual será compactada por medios mecánicos.

La plataforma de montaje propiamente dicha tendrá unas dimensiones de 40 metros de longitud por 22 metros de ancho, no obstante se dispondrá a cada lado de ésta sendas áreas libres de obstáculos de 4 metros. En el lado más próximo al vial de acceso entre la plataforma y la zona libre de obstáculos se establecerá un área adicional con una anchura de 7 metros donde se acopiarán los distintos elementos del aerogenerador. Por todo ello las **dimensiones máximas de la plataforma de montaje serán 40 metros de longitud por 37 metros de ancho**.

El acceso para el ensamblaje tendrá una anchura mínima de 6 metros y máxima de 11 metros. Para más detalles puede dirigirse al plano de plataforma de montaje anexo al proyecto básico.

Para asegurar el drenaje de la plataforma de montaje, la pendiente mínima de ésta será del 0,2% y la máxima del 1%, no aceptándose la existencia de zonas cóncavas.

Se evitará en la medida de lo posible que las líneas de media tensión o las redes de comunicación del parque eólico transcurran por la plataforma de montaje, en caso contrario será obligatoria la instalación de tubos cubiertos con una capa no inferior de 5 cm con hormigón HM-25 por donde discurrirán los conductores. De la misma forma se instalarían arquetas cada 40 metros en el tramo entubado.

Teniendo en cuenta que la zona donde se pretende ejecutar la plataforma de montaje es una llanura y que entre el material clasificado y los áridos de machaqueo aportados se alcanzará un grosor de 1,25 m, **se calcula que el movimiento de tierras necesario rondaría los 1.850 m^3**. Se representa en la siguiente ilustración:

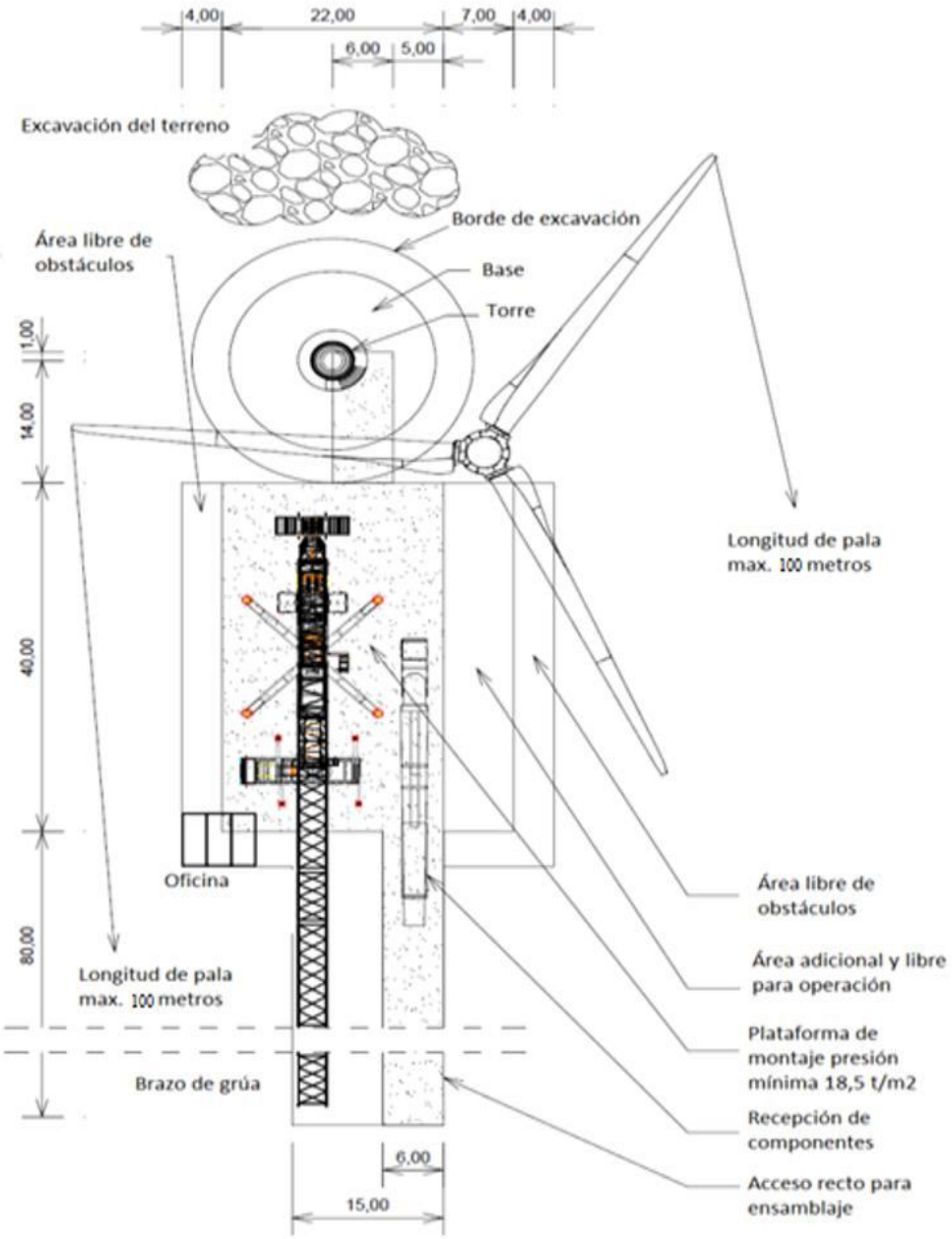


Ilustración 59 Plataforma de montaje tipo del aerogenerador

9.15. CAMINOS Y ACCESOS

En el apartado 6.10 de selección del emplazamiento se realizó una valoración de las distintas opciones de ubicación del parque eólico en relación con la factibilidad para la construcción de los viales de acceso, mencionándose las principales características que deberían cumplirse en su recorrido. A continuación se detalla con mayor exactitud las condiciones técnicas del trazado y cuáles serán los modos de proceder para la ejecución de los nuevos trazados y la adaptación de los ya existentes si fuera necesario.

El recorrido se iniciaría previsiblemente en el Muelle de Gran Tarajal donde se prevé el desembargo de los elementos del aerogenerador. Desde allí los camiones circularían por la carretera Puerto de Gran Tarajal y Aceitún Me1, ambos tramos asfaltados, hasta llegar a la zona conocida como la Fuentita. Ya en esta zona se circularía por un camino de tierra ya ejecutado hasta el pie de la loma de la montaña:

Ilustración 60 Carreteras y accesos desde el puerto hasta el parque eólico

Se exponen las condiciones técnicas de los viales ya acabados por los que deberían circular los medios necesario para el montaje del aerogenerador:

CONDICIONES DE LOS VIALES YA EJECUTADOS HASTA EL PARQUE EÓLICO			
Característica	**Puerto de Gran Tarajal**	**Aceitún Me1**	**Fuentita**
Pendiente en tramo recto	0%	3,2%	2,1%
Pendiente en tramo curvo	0%	-	3,6%
Radio de curvatura mínimo	30 metros	31 metros	40 metros
Lazo de unión libre de obstáculos	46 metros	45 metros	98 metros
Anchura de la vía	8,00 metros	4,00 metros	5,00 metros
Tipo de vía	Asfaltada	Asfaltada	Sin asfaltar

Tabla 37 Condiciones de los viales ya ejecutados hasta el parque eólico

En las rotondas existentes en las carreteras de Puerto de Gran Tarajal y Aceitún Me1 será obligatorio el movimiento de señales viarias para cumplir con los radios de giros exigidos para el transporte de las palas de aerogenerador.

El máximo peso que soportaría los viales es el relativo al movimiento de la grúa principal (entre 500 y 700 tn), no obstante según la experiencia en otros parque eólicos de Canarias, el mayor deterioro se producirá por el paso continuo de camiones cargados con elementos del aerogenerador, áridos y hormigón. En coherencia con lo ya descrito para la plataforma de acceso, se exigirá una capacidad portante de los viales que dan acceso al parque eólico de 392 kN/m^2 hasta 1 metro de profundidad. Para garantizar el cumplimiento de esta condición, previo al desarrollo de las funciones de montaje del aerogenerador deberán desarrollarse los pertinentes controles de calidad principalmente en las vías sin asfaltar. No se descartan actuaciones en la carretera de la Fuentita.

En este estudio se ha considerado como **vía interna del parque eólico la carretera a ejecutar que parte desde la Fuentita**. La banda de rodadura estándar será de 4 metros, si bien no podrían existir obstáculos a un metro desde el eje exterior de la carretera a ambos lados.

En lo referente a los materiales empleados para la construcción del vial de acceso, éste estará compuesto por una capa de como mínimo 100 cm de suelo seleccionado E2 ó E3 según la norma 6.1 – IC “Sección de firme” y dos capas de árido de machaqueo (zahorra artificial) de 25 cm. La compactación del material se realizará en tongadas de cómo máximo 30 cm de espesor.

Las pendientes máximas del trazado serán de 13%. En zonas rectas en las que la pendiente sea de entre 10 – 13% o en curvas superiores al 7%, la capa intermedia de árido de machaqueo se sustituiría por un suelo de cemento de 22 cm, mientras que en la capa exterior se emplearía una mezcla bituminosa de 5 cm. Con ello se mejoraría la tracción de los camiones.

Para garantizar el correcto drenaje de la banda de rodadura se ejecutará un cauce paralelo al vial de acceso dirigiendo las pendientes de la carretera hacia éste. Estas pendientes no serán superiores al 2,5%.

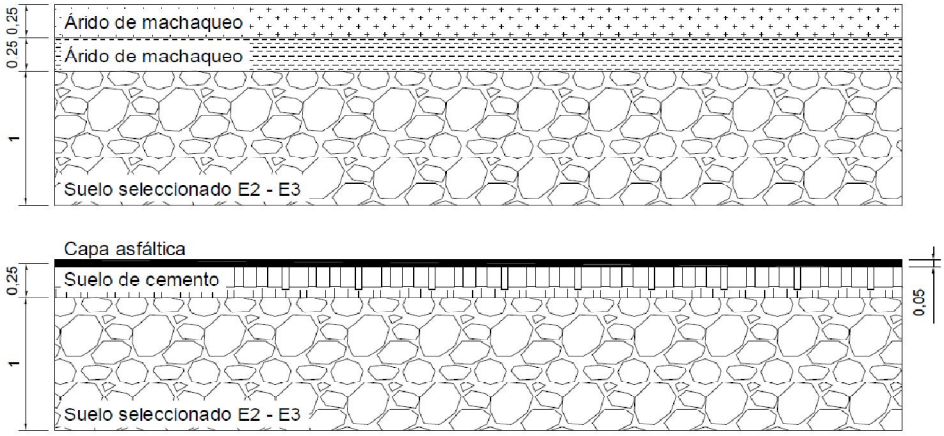


Ilustración 61 Secciones de firmes tipo para carretera de acceso al parque eólico

El radio de curvatura mínimo del trazado será de 28 metros, debiéndose asegurar un lazo de unión libre de obstáculos en la partir interior de la curva de 43 metros. En la parte exterior la curva la zona libre de obstáculos será superior a 2 metros.

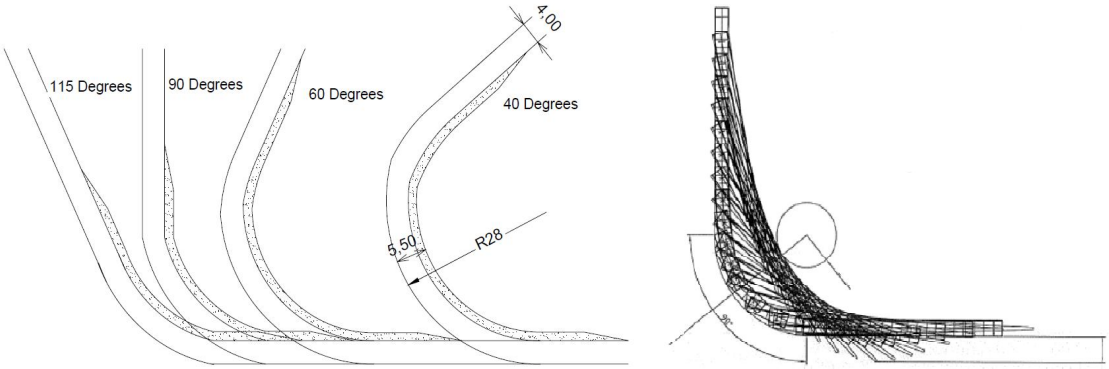


Ilustración 62 Radios de curvatura de los viales de acceso al parque eólico

Cuando existan dos curvas sucesivas la zona libre de obstáculos se prolongará 35 metros desde la salida de la curva en su parte interior y comenzará 13 metros antes de la entrada en la segunda curva, tal como se expone en la siguiente ilustración:

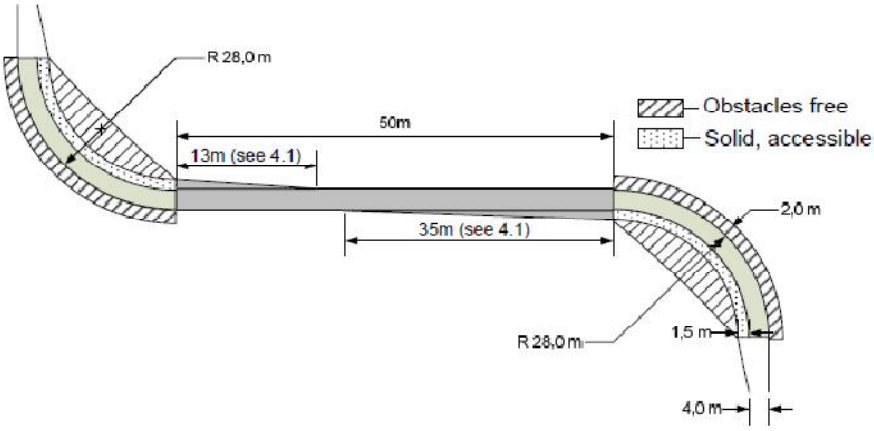


Ilustración 63 Prolongación de las servidumbres libres de obstáculos

La longitud del tramo a construir será de 165 metros, habiéndose garantizado todas las condiciones citadas anteriormente. Para el desarrollo de las actuaciones comentadas **deberán realizarse obras de movimiento de tierra eliminando, reubicando y allanando los excesos, así como los taludes existentes en la zona que pudieran afectar a las condiciones exigidas**.

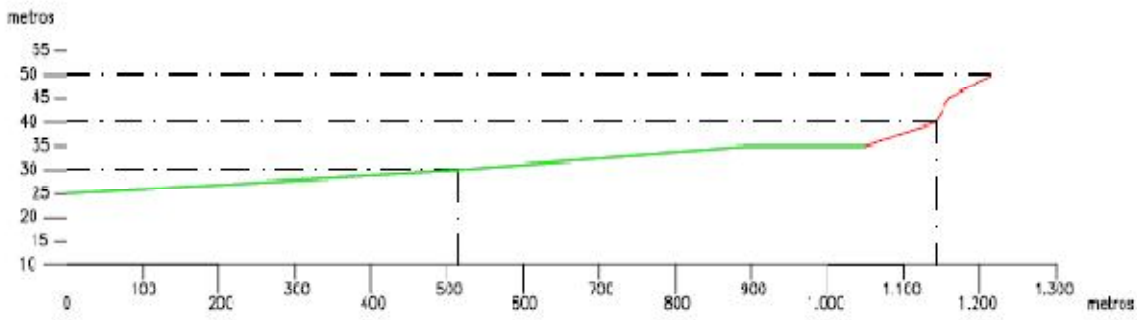


Ilustración 64 Perfil topográfico del trazado a ejecutar en el vial interno del parque eólico

El **movimiento de tierra total estimado para la preparación de viales será de 9.192 m^3**, teniéndose en cuenta las longitudes, anchuras y grosores de las bandas de rodadura estipuladas.

Para más información puede consultarse el plano 15 “Caminos y accesos de la alternativa seleccionada” anexado al proyecto básico.

10. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

10.1. PRESUPUESTO

Se presenta a continuación un resumen del presupuesto estimado al que habría que hacer frente para el desarrollo del proyecto que aquí se evalúa:

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
1	Cimentación del aerogenerador	97.431,40	4,12
2	Plataforma de montaje del aerogenerador	25.707,09	1,09
3	Acondicionamiento de caminos y accesos al parque eólico	78.406,18	3,31
4	Aerogenerador 2.000 kW Diámetro rotor 90 m y altura buje 80 m	1.911.818,63	80,79
5	Línea directa de evacuación en media tensión 20 kV/2.000 kW	154.098,52	6,72
6	Instalación de puesta a tierra del aerogenerador	4.119,43	0,17
7	Red de comunicación y equipos de control del parque eólico	41.521,92	1,75
8	Celdas de media tensión del parque eólico en C200326	29.410,50	1,24
9	Medidas correctoras de Impacto Ambiental del parque eólico	11.000,00	0,46
10	Medidas de Seguridad y salud relativas al parque eólico	7.899,03	0,33
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	**2.366.412,70**	
	10,00 % Gastos generales 236.641,27		
	6,00 % Beneficio industrial 141.984,76		
	SUMA DE G.G. y B.I.	378.626,03	
	7,00 % I.V.A.	192.152,71	
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	**2.937.191,44**	
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	**2.937.191,44**	

EL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA ASCIENDE A LA CANTIDAD DE DOS MILLONES NOVECIENTOS TREINTA Y SIETE MIL CIENTO NOVENTA Y UN EUROS CON CUARENTA Y CUATRO CÉNTIMOS.

El desglose de cada una de las partidas pueden ser consultado en los documentos adjuntos al proyecto básico titulados “Mediciones y presupuestos”, “Cuadros de precios 1 y 2” y “Presupuesto de partidas descompuestas”.

El Presupuesto de Ejecución por Contrata ascenderá a 1.468 €/kW, valor que excede en 70 €/kW el valor estándar de la inversión definido por la Orden IET/1459/201, de 1 de Agosto, por el que se aprueban los parámetros retributivos del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos no peninsulares (caso de Fuerteventura). La diferencia se debe fundamentalmente a las infraestructuras necesarias para la ejecución de los caminos de acceso a la instalación.

No se incluye en el presupuesto las fianzas a las que en teoría habría que hacer frente para la tramitación administrativa del proyecto. En este sentido según la reforma legislativa desarrollada en el Decreto 6/2015, en principio habría que depositar un aval

cuya cuantía se ha definido en 20 €/kW y que no sería devuelta hasta el final del periodo de explotación. Este nuevo aval se presenta una vez iniciada la explotación (antes de tres años desde el comienzo). Adicionalmente la tramitación del punto de enganche no podría comenzar mientras no se deposite el aval fijado en 20 €/kW según el Real Decreto 1955/2000. Por todo lo anterior, la cantidad en concepto de fianzas ascendería a 40.000 € para la tramitación del punto de enganche y otros 40.000 € una vez comenzada la operación para garantizar el correcto desmantelamiento del parque eólico una vez finalizada la explotación.

En cualquier caso a pesar de todo lo descrito, si el proyecto es promovido por una administración pública local sería de aplicación el artículo 173.2 del Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, **donde se cita que las autoridades administrativas no podrán exigir fianzas, depósitos y cauciones a otras entidades locales y por tanto no serían de aplicación las exigencias expuestas**.

Tampoco se incluye la campaña de medición meteorológica de vientos, la cual deberá realizarse con anterioridad a la instalación del parque eólico. A modo informativo, tomando como referencia presupuestos de campaña de medición meteorológica tramitados por el Instituto Tecnológico de Canarias, S.L, el suministro e instalación de una torre de acero galvanizado en caliente de 60 metros, para medidas a dos alturas (40 y 60 metros) de velocidad del viento, dirección, temperatura y presión (todo homologado) ronda los 30.000 €. A esto se le añadiría 1.500 €/año para la realización de los informes trimestrales y anuales de los datos recabados en la estación (descarga de datos) y como máximo 12.000 € para el transporte e instalación en la posición final. Asumiendo que la campaña de medición meteorológica duraría como máximo 2 años, **se presupuesta aproximadamente dicha inversión en 45.000 €.**

10.2. ESTUDIO ECONÓMICO INICIAL

Anexo al proyecto básico, se presenta el Anexo II "Estudio económico inicial del parque eólico" donde se describe el conjunto de hipótesis seguidas y los cálculos económicos realizados para determinar la alternativa de mayor viabilidad económica para este caso singular.

En total se han planteado cinco escenarios siendo la diferencia entre ellos el tipo de aerogenerador seleccionado y si se contemplan o no los peajes de respaldo descritos en el apartado normativo del presente documento:

- **Escenario 1**: Autoconsumo con aerogenerador de 2.000 kW y sin el pago de peajes de respaldo.
- **Escenario 2**: Autoconsumo con aerogenerador de 2.000 kW y con el pago de peajes de respaldo.
- **Escenario 3**: Autoconsumo con aerogenerador de 1.500 kW y sin el pago de peajes de respaldo.
- **Escenario 4**: Autoconsumo con aerogenerador de 1.500 kW y con el pago de peajes de respaldo.
- **Escenario 5**: Autoconsumo con aerogenerador de 800 kW.

En la siguiente tabla se resumen los resultados económicos obtenidos en el estudio:

RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO [FINANCIACIÓN PROPIA]			
Escenario	**VAN**	**TIR**	**Payback**
Escenario 1: Autoconsumo 2.000 kW Sin peaje	**1.394.876 €**	10,9%	16 años
Escenario 2: Autoconsumo 2.000 kW Con peaje	**1.184.475 €**	10,3%	17 años
Escenario 3: Autoconsumo 1.500 kW Sin peaje	**1.133.764 €**	10,8%	16 años
Escenario 4: Autoconsumo 1.500 kW Con peaje	**1.133.764 €**	10,8%	16 años
Escenario 5: Autoconsumo 800 kW	**-38.190 €**	6,8%	0 años

Tabla 38 Resumen del análisis económico [Financiación propia]

Para la alternativa en la cual se instala un aerogenerador de 800 kW la producción anual con una probabilidad del 95% sería según lo expuesto inferior a 2.000 MWh, quedando por debajo del consumo previsto en las plantas desaladoras con las propuestas de modificación (4.200 MWh). Como se observa, esta propuesta no es económicamente viable ya que el desembolso requerido en la infraestructura de conexión eléctrica y el vial de acceso deja sin margen de beneficio al proyecto.

El resto de escenarios sí serían rentables según las simulaciones realizadas e incluso superior a la rentabilidad razonable fijada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para este tipo de inversiones (7,5%) en la Orden IET/1459/2014.

Se prevé que con un aerogenerador de 2.000 kW la producción se establezca en los 4.422 MWh/año, mientras que con un aerogenerador de 1.500 kW se alcanzarían los 3.581 MWh/año. El ajuste de la producción a los requerimientos de la planta desaladora marca en definitiva la posible influencia que traería sobre la rentabilidad del proyecto los peajes de respaldo.

Se recomienda la apuesta por la solución de 2.000 kW, pudiendo además optar por otros modelos de aerogenerador de la misma potencia pero con mayor capacidad de producción si se diera alguna de las siguientes condiciones:

1. **No aprobación de los peajes de respaldo**: A pesar de haberse contemplado en la Ley 24/2014, del sector eléctrico, la aprobación definitiva de los peajes de respaldo está pendiente del nuevo Real Decreto de Autoconsumo, el cual se encuentra paralizado fundamentalmente por este artículo.
2. **Previsión estratégica de aumento de consumos en las desaladoras**: Las estimaciones desarrolladas parten del supuesto de que las únicas propuestas de modificación son las desarrolladas en el marco del presente proyecto, sin embargo la vida útil del parque eólico es de hasta 25 años, siendo muy probable que se produzcan ampliaciones en las plantas, lo que generaría otro panorama económico. Todo aumento de la potencia simultánea de las instalaciones receptoras generarían un mayor interés de las propuestas de mayor potencia instalada.
3. **Contrato de suministro a terceros**: La ley permitiría que los excesos de energía fueran vertidos a un tercero, pudiéndose firmar un convenio de suministro de cesión de energía a un precio acordado por ambas partes.

Además conviene mencionar que con la opción de un aerogenerador de 1.500 kW se garantizaría el no pago de peajes de respaldo puesto que la demanda prevista de la planta siempre es superior a la producción estimada.

Por todo ello se puede concluir que si bien existe una cierta incertidumbre relacionada con aspectos normativos, **el proyecto en sí presenta una rentabilidad económica considerable que se suman a las ventajas medioambientales y técnicas derivadas por la instalación del parque eólico**.

11. DOCUMENTOS DEL PROYECTO BÁSICO

El presente proyecto básico consta de los siguientes documentos:

- Memoria Descriptiva.
- Memoria Justificativa.

- Mediciones y presupuesto.
- Cuadros de precios 1 y 2.
- Presupuesto con partidas descompuestas.
- Planos.
- Pliego General de Condiciones.
- Estudio de Seguridad y Salud.

12. LISTADO DE PLANOS DEL PROYECTO BÁSICO

Se enumeran los planos anexados a la memoria básica del parque eólico.

- **Plano 1**: Situación y emplazamiento.
- **Plano 2**: Evaluación del emplazamiento (Zona 1).
- **Plano 3**: Evaluación del emplazamiento (Zona 2).
- **Plano 4**: Evaluación del emplazamiento (Zona 3).
- **Plano 5**: Vista en planta y área de afección del aerogenerador.
- **Plano 6**: Detalles del aerogenerador tipo.
- **Plano 7**: Centro de transformación del aerogenerador tipo.
- **Plano 8**: Trazado de la línea de media tensión.
- **Plano 9**: Canalizaciones de la línea de media tensión.
- **Plano 10**: Esquema unifilar de conexión con Centro de Transformación C200.326.
- **Plano 11**: Servidumbres aeronáuticas (detalle).
- **Plano 12**: Cimentación del aerogenerador tipo.
- **Plano 13**: Puesta a tierra del aerogenerador tipo.
- **Plano 14**: Plataforma de montaje del aerogenerador.
- **Plano 15**: Caminos y accesos de la alternativa seleccionada.
- **Plano 16**: Mapa de impacto acústico.
- **Plano 17**: Mapa de impacto visual.
- **Plano 18**: Mapa de efecto Shadow Flicker.
- **Plano 19**: Cartográfico. Referencias catastrales.
- **Plano 20**: Detalle constructivo del centro de transformación.

13. LISTADO DE ANEXOS DEL PROYECTO BÁSICO

Se enumeran a continuación los anexos del proyecto básico.

- **Anexo I**: Evaluación del recurso eólico Gran Tarajal.
- **Anexo II**: Estudio económico inicial.
- **Anexo III**: Fichas características de aerogeneradores tipo.
- **Anexo IV**: Informe de impacto ambiental (fauna y flora).